

FLÁVIO ROBERTO DE SOUZA

**ANÁLISE COMPARATIVA DE ARRANJOS DE SUBESTAÇÕES POR ESTUDOS DE
CONFIABILIDADE**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de
Mestre em Engenharia.

São Paulo

2003

FLÁVIO ROBERTO DE SOUZA
Engenheiro Eletricista, UNISANTA,1995

**ANÁLISE COMPARATIVA DE ARRANJOS DE SUBESTAÇÕES POR ESTUDOS DE
CONFIABILIDADE**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Mestre em Engenharia.

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Carlos César Barioni de Oliveira

São Paulo

2003

Dedico esta obra aos meus queridos pais, Zulmira Targon de Souza e Artur de Souza, pois sem os mesmos não seria possível a realização deste trabalho ao qual me dediquei intensamente.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Prof. Dr. Carlos César Barioni de Oliveira ao incentivo, colaboração, paciência e sábios ensinamentos, não só neste trabalho como também na vida.

Aos Profs. Dr. José Roberto Cardoso e Dr. Alexandre Rocco, por esta oportunidade, bem como à Universidade Santa Cecília, que possibilitou o convênio de cooperação científica entre estas tão respeitadas Universidades.

Aos amigos Celso Ribeiro Costa, Robson Cardoso e Fábio Antônio Lima Noronha Galvão, que demonstraram amizade, cooperação e incentivo nos momentos de dificuldade.

À Biblioteca da USP pelos bons préstimos e a seus funcionários, em particular Beth, Ana e Marcos.

Aos meus sobrinhos, irmãos e cunhadas (os), que colaboraram indiretamente na realização deste trabalho, sob o ponto de vista emocional.

A todos, que direta ou indiretamente, contribuíram para tornar-se realidade este objetivo.

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo apresentar metodologia e modelo de simulação para comparação de arranjos de subestações de distribuição através de análise de confiabilidade estática de esquemas de manobra.

A comparação entre alternativas de arranjos de subestações, sob o ponto de vista de confiabilidade, será feita de duas formas, a saber:

- Comparação direta dos índices de confiabilidade obtidos pela modelagem dos arranjos de subestações, com a utilização de um eficiente algoritmo que se baseia na determinação dos cortes mínimos de uma rede genérica;
- Avaliação técnico-econômica dos arranjos de subestações, através de análise com enfoque de múltiplos objetivos, considerando-se os objetivos de minimização dos custos (investimento, operação e manutenção) e de maximização da confiabilidade, através do custo da energia não distribuída. Esta análise é feita para um período de estudo, considerando o crescimento da carga a ser atendida. Os arranjos de subestação podem ser fixos durante todo o período de estudo, ou podem evoluir ao longo do tempo, por exemplo, considerando um primeiro estágio, com uma unidade transformadora, e um segundo estágio, com duas unidades.

ABSTRACT

This dissertation aims at presenting a methodology and simulation model to compare different distribution substation configurations through a static reliability evaluation model applicable to different switching schemes.

The comparison of the substation configuration alternatives, regarding reliability analysis, is carried out by the two following ways:

- Straight-forward comparison of reliability indices obtained by modeling the substation configuration alternatives through an efficient algorithm based on the determination of minimum cut sets applied to a generic network;
- Technical and economical evaluation of the substation configuration alternatives, through a multiple objective framework, by considering the minimization of costs (investment, operation and maintenance) e maximization of a reliability index, which is the costs due to the non-supplied energy. This analysis is carried out for a study period, considering the corresponding load growth. Substation configurations can be either fixed for the entire study period or can evolve along time. For instance, for the first stage a single transformer unit is used and, for the second stage, the configuration comprises two transformer units.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. REVISÃO DA LITERATURA.....	4
3. METODOLOGIA.....	12
3.1. Considerações Gerais.....	12
3.2. Índices de Confiabilidade.....	12
3.2.1. Dos indicadores de continuidade de conjunto.....	12
3.2.2. Dos indicadores de continuidade individuais.....	14
3.3. Índice de confiabilidade para subestações de distribuição.....	15
3.4. Algoritmo para determinação dos cortes mínimos de uma rede genérica...17	
3.4.1. Considerações gerais.....	17
3.4.2. Descrição do modelo.....	18
3.4.2.1. Considerações gerais.....	18
3.4.2.2. Lista de predecessores.....	21
3.4.2.3. Mínimos caminhos.....	22
3.4.2.4. Mínimos conjuntos e cortes.....	24
3.4.2.5. Mínimos caminhos representados na forma binária.....	25
3.5. Índice de confiabilidade para um nó de saída fixo.....	26
3.5.1. Considerações gerais.....	26
3.5.2. Taxa de falha equivalente e duração da falha equivalente.....	26
3.5.2.1. Cortes mínimos de 2ª Ordem.....	27
3.5.2.2. Cortes mínimos de 3ª Ordem.....	27
3.6. Descrição do Software.....	29
3.7. Redução de arranjos reais das subestações em arranjos equivalentes.....	31
3.8. Energia não distribuída (END) por interrupções na subestação.....	32
3.9. Energia não distribuída por interrupções na rede genérica.....	33
3.10. Avaliação técnico-econômica de arranjos e subestações.....	35

3.11. Análise de alternativas com horizontes diferentes.....	36
3.12. Análise comparativa de arranjo de subestações – Múltiplos objetivos...	38
4. APLICAÇÕES.....	41
4.1. Considerações gerais.....	41
4.2. Caso 1: Arranjo fixo ou evolução do arranjo no tempo.....	41
4.2.1. Definição do caso.....	41
4.2.2. Dados para o estudo.....	43
4.2.3. Resultados – Índices de confiabilidade	44
4.2.4. Resultados – Resultados – Custo de energia não distribuída.....	45
4.2.5. Resultados – Custos de investimento, operação e manutenção.....	46
4.2.6. Resultados – Índice de mérito.....	47
4.3. Caso 2: Comparação de diversos arranjos.....	49
4.3.1. Definição do caso.....	49
4.3.2. Dados para estudo.....	49
4.3.3. Resultados.....	49
5. CONCLUSÕES.....	51
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	52

LISTA DE TABELAS

3.1. Topologia do Sistema.....	19
3.2. Nova Lista de RaMos para Nó 5.....	20
3.3. Matriz de Predecessores para o Nó 5.....	22
3.4. Matriz dos Mínimos Caminhos para o Nó 5.....	22
3.5. Mínimos Caminhos para o Nó 5 em Termos de Números de Ramos.....	23
3.6. Mínimos Caminhos para o Nó 5 em Termos de Componentes	24
3.7. Mínimos Caminhos para o Nó 5 na Forma Binária.....	25
4.1. Dados da Subestação	43
4.2. Evolução da Carga.....	43
4.3. Índices de Confiabilidade.....	44
4.4. Custo da END em Valor Presente.....	46
4.5. Custos de Investimentos, Operação e Manutenção em Valor Presente.....	47
4.6. Comparação das Alternativas – Índice de Mérito.....	48
4.7. Comparação das Alternativas.....	50

LISTA DE ABREVIATURAS

(DEC):	-Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
(FEC):	-Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.
(DIC):	-Duração de Interrupção por Unidade Consumidora
(FIC):	-Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora
i :	-É uma das interrupções de um período analisado, por exemplo de um mês. Os valores de “ i ” estão compreendidos entre a 1ª interrupção e a “ N -ésima” interrupção do período em análise.
$Ca(i)$:	-Número de consumidores que foram interrompidos na “ i -ésima” interrupção.
$t(i)$:	-É o tempo de duração da “ i - esquema” interrupção.
Cs :	-É o número de consumidores do conjunto
λ_i :	-Taxa de falha do componente i , em falhas por ano
r_i :	-Tempo médio de reparo do componente i , em horas
γ_i :	- $(\lambda_i r_i)$ Média anual fora de operação do componente i
λ_i^{\prime} :	-Taxa de falha devida a manutenção do componente i ”.
γ_i^{\prime} :	-Tempo médio de reparo devido à manutenção do componente i ”.
m_i :	- $(\lambda_i^{\prime} r_i^{\prime})$ Média anual fora de operação devido à manutenção do componente i tempo médio em funcionamento
T :	-Ciclo médio do processo de reparo e falha
A :	-Fração do tempo em que a rede ou trecho de rede esta fora de funcionamento

END:	-Energia Não Distribuída
P med:	-Potência Média
P max:	-Potência Máxima
f carga:	-Fator de Carga
tc :	-Taxa anual de crescimento de carga
Fc :	-Fator de coincidência entre alimentadores
λ_{alim} :	-Taxa de falhas do alimentador (falhas/ano/Km)
li :	-Comprimento do bloco i.
T1, T2, T3:	-Tempos de restabelecimento das cargas, respectivamente, à montante, internas e à jusante do bloco i.
PM _i , PI _i , PJ _i :	-Potência das cargas, respectivamente , à montante, interna e à jusante do bloco i.
END i:	-Energia Não Distribuída no bloco i
NB:	-Número de Blocos
θ :	-Ângulo de ação ;
Np :	-Número de pontos de carga ;
Zp :	-Área de ação ;
α^2 , β^2 , δ^2 , γ^2 :	-Coeficientes de ajuste
CTi:	-Custo total de END para o ano (i) ;
END _{SE J} :	-Parcela da END referente às interrupções na subestação do arranjo j ;

N-alim:	-Parcela da END referente às interrupções no alimentador i do arranjo de subestação j ;
END $alim: i, j$	-Número de alimentadores supridos pelo arranjo de subestação j
CTN :	-Custo total no período N
i :	-Taxa de desconto igual á 12,5 %
IM :	-Índice de Mérito
P_c, P_e :	-Peso do custo de investimento e Peso do custo de energia não distribuída , respectivamente.
CT :	-Variação do custo de energia não distribuída entre a subestação base e a comparada.
Δc :	-Variação do custo de energia não distribuída entre Subestação base e a comparada
Δe :	-Variação do custo de investimento (custo de capital) entre a subestação base e a comparada.
C_1 :	-Custo de Capital da subestação base
C_2 :	-Custo de capital da subestação comparada
CE_1 :	-Custo de Energia não distribuída da subestação base
CE_2 :	-Custo de Energia não distribuída da subestação comparada
VOS:	-Valor de Serviço do consumidor
CEND:	-Custo de Energia não distribuída

1. INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro e de muitos outros países foram tradicionalmente mantidos pelo poder público; porém, existe uma tendência mundial em transferir estes serviços para a iniciativa privada.

Outro fenômeno ocorrido, principalmente no Brasil, foi a criação do Código de Defesa do Consumidor (Lei Federal n.º 8.078 de 11 de setembro de 1990), que estabelece uma série de obrigações às empresas no que diz respeito à qualidade e continuidade dos produtos e serviços, da mesma forma estabelece penalidades, levando a uma maior conscientização da população em relação a seus direitos enquanto consumidores. Em se tratando das concessionárias de energia, no que tange às responsabilidades de pessoas jurídicas ou de direitos privados, não diferem daquelas dispensadas ao fornecedor ou prestador de serviços individuais, portanto, nada há nesta lei que não as aplique às concessionárias, muito pelo contrário, as exigências de certa forma se ampliam tendo em vista seu maior poder econômico e o universo de atuação delas.

Todavia, reconhecendo que se trata o sistema elétrico uma área de infra-estrutura, estratégica portanto, não só para economia como para a qualidade de vida de toda a população, e que a continuidade do bom fornecimento de energia elétrica torna-se uma tônica cada vez mais importante, foram criados pelo governo órgãos reguladores com a finalidade de controlar e fiscalizar as empresas privatizadas do setor elétrico. Estes órgãos estabelecem indicadores de qualidade técnica (ex. DEC, FEC, DIC, FIC) que, quando desrespeitados, poderão resultar na aplicação de penalidades à Concessionária.

Este trabalho tem como finalidade apresentar metodologia e modelo de simulação para comparação de arranjos de subestações de distribuição através de análise de confiabilidade estática de esquemas de manobra.

A comparação entre alternativas de arranjos de subestações, sob o ponto de vista de confiabilidade, será feita de duas formas, a saber:

- Comparação direta dos índices de confiabilidade obtidos pela modelagem dos arranjos de subestações utilizando um eficiente algoritmo apresentado em [1] e [18], que baseia-se na determinação dos cortes mínimos de uma rede genérica;
- Avaliação técnico-econômica dos arranjos de subestações, através de análise Benefício/Custo de cada arranjo.

Para o cálculo dos índices de confiabilidade, a metodologia básica parte do arranjo proposto e determina, para cada nó que representa um componente especificado, os caminhos mínimos provenientes das fontes e os correspondentes cortes mínimos. A partir dos cortes mínimos e dados de confiabilidade de cada componente individual, fica bastante simples o cálculo da taxa anual de falha (λ) e tempo médio por falha (T), bem como o tempo anual de interrupção (λT) de cada nó.

Desta forma, selecionando-se o nó que representa a saída de um alimentador primário da subestação, e o número de alimentadores da subestação, obtém-se diretamente os índices básicos de confiabilidade do arranjo considerado.

Esta análise pode ser feita considerando a evolução do arranjo em estudo, por exemplo, considerando o primeiro estágio, com um transformador, e o segundo estágio, com dois transformadores.

Os valores globais obtidos por esta análise são:

- Número total de interrupções no ano para o ponto considerado (λ), em decorrência das interrupções intempestivas e programadas, incluindo todos os elementos de formação do arranjo de subestação em estudo;

- Tempo total de interrupções no ano (T) para o ponto considerado.

Com estes valores, e com dados relativos ao carregamento da subestação (para cada estágio de evolução do arranjo) e dos alimentadores por ela supridos, serão calculados os valores de DEC, FEC e END (Energia Não Distribuída) deste segmento do sistema de distribuição.

A comparação técnico-econômica dos arranjos de subestações será feita através da avaliação de um Índice de Mérito, considerando-se os Custos de Investimentos e o Custo da Energia Não Distribuída. Para o cálculo do custo da END, serão consideradas duas parcelas, correspondentes à subestação e aos alimentadores primários por ela supridos. A parcela da END referente às interrupções na subestação será determinada pelo produto entre o tempo anual de interrupção e a potência média das cargas supridas pela subestação. Para a análise de confiabilidade dos alimentadores será utilizada metodologia desenvolvida no projeto “Planejamento Agregado de Investimentos em Sistemas de Distribuição” [13], na qual os índices de confiabilidade são avaliados por procedimento estatístico.

2. REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo serão apresentados e discutidos alguns trabalhos relevantes sobre avaliação de índices de confiabilidade. Nas décadas de sessenta e setenta foram desenvolvidos trabalhos descrevendo algoritmos para avaliação da confiabilidade de redes elétricas. Até meados da década de oitenta, os artigos mostravam a aplicação destes algoritmos principalmente nas redes de subtransmissão e transmissão, e em seguida começaram a surgir mais trabalhos englobando o sistema de distribuição (subestações e redes de distribuição). Alguns trabalhos importantes são as referências [1] - [9].

Conceitualmente, a metodologia básica para o cálculo de índices de confiabilidade pode ser assim resumida:

- Considerar cada um dos possíveis estados do sistema. Um estado é definido através da lista de componentes em funcionamento (sucesso) e fora de funcionamento (falha);
- Identificar quais estados resultam em sucesso do sistema (sistema em operação);
- Determinar a probabilidade de ocorrência de cada estado;
- Obter a probabilidade composta destes estados.

A referência [4] apresenta um algoritmo para a determinação dos mínimos conjuntos de cortes. Pode-se definir conjunto de corte como sendo um conjunto de componentes que, se falharem, o sistema falhará indiferentemente da condição dos outros componentes do sistema. Este algoritmo é usado principalmente para redes de comunicação e outros sistemas complexos, baseando-se na decomposição da rede, ou seja, a remoção de um conjunto de corte separa a rede em duas sub-redes, sendo que uma inclua o nó “s” de forma que exista um caminho entre o nó “s” e todos os outros nós desta sub-rede, e a outra incluindo o nó “t” de forma que exista um caminho entre o nó “t” e todos os outros nós desta sub-rede, considerando todos elementos bidirecionais e com duas extremidades.

O algoritmo gera seqüencialmente a árvore de mínimos conjuntos de cortes pertencentes a uma rede em estudo, através de vértices e ligações.

A referência [6] apresenta um algoritmo baseado no conceito de mínimos caminhos e mínimos conjuntos de cortes de 1º, 2º e 3º ordem, que estão relacionados com o número de caminhos associados, ou seja, um conjunto de corte de 2º ordem significa que os elementos do referido conjunto pertencem a dois caminhos distintos. Além disso, o algoritmo tem como entrada de dados a lista de predecessores, entendendo-se por predecessor de um ramo K algum ramo ao qual a barra final coincide com a barra inicial do ramo K. É utilizada a lógica booleana para identificar os mínimos cortes, principal contribuição deste artigo, lógica esta criada por George Boole na segunda metade do século XIX, que sintetizou os princípios matemáticos que regem a operação de circuitos de chaveamentos e que relaciona proposições, conectivos e valores de verdade. A aplicação deste algoritmo só é possível para sistemas unidirecionais contendo uma única entrada (fonte) e uma única saída (carga).

O algoritmo utilizado como uma das ferramentas desta dissertação baseia-se na referência [1], e foi escolhido por atender todas as necessidades para a comparação da confiabilidade de diferentes arranjos de subestações. Os dados de entrada necessários são: o arranjo da subestação, com seus componentes e ligações entres eles, nós de entrada (fontes), nós de saída (cargas), características dos ramos (uni ou bidirecionais), bem como os dados de confiabilidade para cada elemento, ou seja, taxas de falha e tempos médios de reparo. A partir destas informações são calculados, para qualquer nó selecionado, a taxa média de falha, o tempo médio de interrupção e a duração média de falha. Uma característica importante deste algoritmo é que ele próprio define a lista de predecessores, através dos mínimos caminhos.

A referência [7] descreve uma técnica similar à anterior; porém, acrescenta na avaliação da confiabilidade as ações de chaveamento que ocorrem após uma falta, necessárias para restabelecer o sistema. É introduzido o conceito de taxa de falha ativa (*active failure rate*), que vem a ser a média anual do número de componentes que causam a abertura de disjuntores e, conseqüentemente, saídas eventuais de operação de outros componentes saudáveis, sendo que estes podem ser religados após isolar-se o componente

que ativamente falhou. Em redes elétricas com ações de chaveamentos existem quatro tipos de conjuntos de cortes:

- Todos os componentes estão fora de serviço, podendo ser restabelecido o sistema com a volta ao serviço de pelo menos um componente;
- Todos os componentes estão fora de serviço, podendo ser restabelecido o sistema através do fechamento de um caminho normalmente aberto;
- Um componente falhou ativamente e outros estão fora de serviço, o sistema pode ser restabelecido isolando o componente que falhou ativamente e reenergizando o restante do sistema;
- Similar ao anterior, mas incluindo um “*stuck breaker*”.

Artigos mais recentes, como a referência [8], descrevem a crescente preocupação quanto às perspectivas do cliente em relação à confiabilidade do serviço de fornecimento de energia, levando-se em consideração também às implicações relacionadas a análises de custo-benefício. Através destas análises busca-se responder a algumas questões, tais como: qual a confiabilidade adequada para atender as perspectivas do cliente ?. Muitas Empresas já levam em conta a incorporação dos valores de confiabilidade para os clientes em considerações econômicas, no planejamento da geração, transmissão e distribuição. A essência destes estudos está em determinar os custos das interrupções e os custos do serviço recebido.

A referência [10] possui um objetivo semelhante a este trabalho, sendo um método que busca determinar os custos de perda de carga para o consumidor, e que podem ser integrados dentro de uma comparação econômica de alternativas de arranjos de subestações. O autor considerou subestações com níveis de tensão compreendidos entre 120 kV e 750 kV. A avaliação da confiabilidade de arranjos de subestação é realizada usando dois índices, a saber: LOLP (*Loss of Load Probability*) e LOLE (*Loss of Load Expectation*). LOLP é definido como a soma das probabilidades de todas as condições de falha que possam ocorrer; e LOLE refere-se a soma das expectativas de condições de falha. As técnicas mais utilizadas para definir a confiabilidade são o modelo de Markov e o Algoritmo de Mínimos Cortes. O objetivo de ambos os métodos é inicialmente determinar

a falha e a condição normal de operação da subestação e em seguida calcular a probabilidade da ocorrência dos mesmos, considerando seus tempos de restabelecimento. A desvantagem do método apresentado neste artigo, é que os arranjos da subestação têm que ser simétricos; caso contrário, o arranjo deverá ser reduzido a um equivalente; a vantagem é que os números de estados são menores. A ferramenta matemática escolhida foi a programação linear e para tal, devem ser criados alguns vetores, tais como: (d) vetor cargas, (x) vetor que representa o fluxo de potência na subestação; (y) é o vetor de saída do fluxo de potência; (c) é a matriz incidente e (s) é uma matriz diagonal, contendo as condições de chaveamento.

Os equipamentos levados em consideração foram os disjuntores e transformadores. Após o estudo de alguns casos, o autor chegou à conclusão de que muitas vezes o custo da confiabilidade é um item significativo em alguns arranjos de subestação, podendo algumas vezes justificar a aplicação do capital. Contudo, alguns autores destacam que arranjos mais elaborados, embora forneçam maior flexibilidade nas operações e manutenção, o número excessivo de equipamentos, embora mais complexos e modernos acaba por não diminuir os índices de confiabilidade da subestação.

É notório o conhecimento de que subestações de distribuição são pontos críticos do sistema elétrico de potência, pois a montante existe o sistema de subtransmissão, e a jusante a rede primária, geralmente operando de forma radial. A referência [11] examina a confiabilidade (inconfiabilidade) do sistema de distribuição sobre três aspectos, a saber:

- O primeiro analisa a confiabilidade (inconfiabilidade) de subestações variando sua complexidade;
- O segundo executa uma análise de sensibilidade da confiabilidade das subestações para diferentes parâmetros de confiabilidade dos equipamentos;
- Como último aspecto, foi desenvolvido um modelo equivalente de subestações de distribuição, que pode ser usado como alimentador (fonte) dos parâmetros de confiabilidade, para todo o sistema de rede primária.

Desta forma, é possível fazer a análise do impacto das subestações de distribuição sobre a rede primária, sendo que para avaliar a inconfiabilidade das subestações de

distribuição, podem ser utilizadas ferramentas como as descritas anteriormente [1-9], ou um programa da ABB chamado DISTREL, que é utilizado também para a rede primária. Este programa é baseado na simulação de contingência e quando é utilizado para a rede primária, não considera mudanças na topologia da rede devido às manutenções.

Ainda na referência [11] o autor dividiu a análise da confiabilidade das subestações em quatro modelos: (1) Modelo Simples – após a falta ocorre o chaveamento, isolando a falta com 100 % de confiabilidade; (2) idêntico ao modelo anterior, exceto que as faltas podem ocorrer quando a subestação estiver reconfigurada devido a manutenção; (3) idêntico ao anterior, exceto que ocorre um atraso antes do sistema ser reconfigurado; (4) idêntico ao anterior, exceto que ambos os sistemas, de proteção e seccionamento, têm probabilidade condicional de falta. Como exemplo, a avaliação da confiabilidade indica que as perdas de serviço em subestações ocorrem em média a cada 20 anos, isto corresponde a 6 a 8 minutos por ano e quando as faltas no sistema de subtransmissão são incluídas, as taxas de falhas triplicam e os tempos de duração das falhas aumentam em 90 % para subestações não automáticas e 130 % para automáticas.

A referência [12] reforça os conceitos apresentados em [10], apresentando resultados de estudos realizados por um grupo de trabalho da Federação de Eletricidade da Noruega (EnFO) e de um projeto de P&D do Instituto de Pesquisas de Energia Elétrica da Noruega (EFI), que possui como tema central, o por quê de se utilizar configurações de equipamentos e conjuntos de manobra e proteção muito complexos e caros quando isto não traz benefícios significativos em termos de confiabilidade, podendo arranjos simples aumentar a confiabilidade em alguns casos. Recentemente na Noruega verificava-se uma tendência de construção de redes mais e mais complexas, devido à situação monopolista das concessionárias que trabalhavam com o conceito de “economia previsível”.

O Grupo de Trabalho verificou que essa situação, combinada com a criatividade dos projetistas, produziu configurações complicadas e “locais”, resultando numa falta de padronização nacional. Assim, é importante avaliar diversas alternativas para descobrir a melhor solução, sob o ponto de vista técnico e econômico. As concessionárias representadas no Grupo de Trabalho analisaram os projetos em relação aos custos de

investimentos e confiabilidade, com base no estado da arte da tecnologia, sendo que os custos de interrupção dos consumidores são calculados com 50 % das cargas residenciais e 50 % das cargas comerciais/ serviço. Os custos de investimentos constituem a maior parte dos custos totais e os custos de interrupções representam entre 3,4 % e 7,3 % dos custos totais, dependendo da configuração. Os resultados da avaliação demonstram que os investimentos totais em equipamentos e os custos totais de interrupção podem ser consideravelmente reduzidos pela escolha de configurações simples de manobra e proteção, sendo que em alguns casos a simplificação pode resultar em confiabilidade ainda maior.

A referência [16] avalia a confiabilidade em subestações e cabos de potência utilizando métodos probabilísticos, incluindo outros aspectos. Neste método, cinco estados são considerados, correspondendo a:

- 1) operação normal;
- 2) chaveamento;
- 3) reparo (*forced outages*);
- 4) manutenção;
- 5) condições de sobrecarga.

A influência da sobrecarga sobre as taxas de falha e nos índices de confiabilidade das subestações é avaliada, sendo utilizados como componentes principais desta avaliação os transformadores de potência e cabos de potência isolados com material extrudado. A solução obtida é desenvolvida para vários tipos de contingências. Conclui-se que o efeito da sobrecarga nestes componentes aumenta a taxa de falha. Os seguintes pontos podem ser destacados, como segue: O valor numérico da taxa de falha na sobrecarga é tema polêmico, dividindo-se em dois diferentes e empíricos caminhos:

- 1) O valor numérico da taxa de falha foi obtido com dados imprecisos;
- 2) As deteriorações extraordinárias, que ocorrem em altas temperaturas, e os componentes probabilísticos das falhas, não são bem conhecidos, e muitas simplificações e linearizações são necessárias para encontrar a solução.

A referência [18] faz uma análise de redes típicas e critérios, com indicadores de custos e de índices de confiabilidade associados, e permite uma avaliação global, envolvendo os diversos segmentos, objetivando nortear as ações das Empresas para os investimentos em reserva de capacidade, inclusive visando melhorar o sistema como um todo. Os índices de confiabilidades foram determinados para três subsistemas: Subtransmissão, subestações de distribuição e rede primária. A metodologia utilizada para os subsistemas de subtransmissão e subestações de distribuição, foi aquela descrita em [1] (método de mínimos conjuntos de cortes); já para a rede primária, a metodologia foi a descrita na referência [13].

A referência [19] faz uma análise de custo benefício de confiabilidade dos subsistemas de geração e transmissão de energia, enfocando os investimentos das empresas de energia e outras decisões que afetam a confiabilidade de alternativas de arranjos do sistema, em termos de redução nos custos. A análise de custo/ benefício utiliza os custos totais como base para alternativas de expansão do sistema de “ranking”, sendo que os custos totais são a soma dos seguintes custos parciais: custo de capital, custo de operação e custo da energia não distribuída.

Estudos que consideram somente os custos de capital e energia não distribuída estão descritos em [20]. A implementação deste enfoque é apresentada através do estudo de dois casos, avaliando-se geração termoelétrica, transmissão e distribuição.

Ainda sob análise das metodologias de custos, muitas empresas atualmente reconhecem que o custo total do sistema, usado na tomada de decisões, deve incluir o valor para o consumidor na forma de custos de interrupção de energia, além do custo de capital, manutenção e até de perdas resistivas.

A referência [17] apresenta um método para avaliar as taxas de custo sobre a interrupção de energia (IEAR) para a rede de distribuição. Este método foi utilizado somente para os sistemas de geração e transmissão. O sistema (IEAR) é um fator que define o custo para um consumidor representante de cada unidade de energia não distribuída, que

é útil para tomar decisões relacionadas à confiabilidade do sistema. O processo de desenvolvimento é ilustrado pela aplicação de dois sistemas de distribuição associados com um sistema educacional denominado RBTS, descrito em [21].

A referência [22] utilizou duas condutas de forma conceitual diferentes juntamente com uma função de dano para o consumidor estimar a IEAR no subsistema de geração. A primeira delas usou o método de frequência e duração do sistema, e a segunda utilizou o método de simulação de Monte Carlo, que é utilizado para estimar os custos da interrupção do usuário bem como os índices de adequação, usando eventos específicos e exemplos anuais, que nada mais é do que o método utilizado na referência [17]. Os valores encontrados para o IEAR nos subsistemas de geração e distribuição são muito diferentes. Isto é devido às diferenças nos conceitos e modelos utilizados nestes níveis hierárquicos. Restou claro que a afirmação de que a falta de fornecimento de energia no sistema de distribuição tem somente efeitos localizados e que não contribuem significativamente para o total da inadequação do consumidor, não é totalmente correta [23]. Estudos realizados pela Universidade de Saskatchewan indicam que somente os subsistemas de distribuição contribuem com até 90% das faltas de energia para os consumidores.

A perda da expectativa de energia ou energia esperada não fornecida pode ser usada em conjunto com o valor taxa de interrupção de energia (IEAR) para estimar custos futuros de interrupção associados às deficiências de reserva de capacidade do sistema conforme descrito na referência [22].

3. METODOLOGIA

3.1 Considerações Gerais

Este capítulo tem por objetivo apresentar a formulação matemática e os modelos utilizados no desenvolvimento deste trabalho.

Para o cálculo dos índices de confiabilidade das subestações utilizou-se modelo baseado no algoritmo desenvolvido em [1], que está detalhado neste capítulo. Para as redes primárias estes índices são obtidos através de expressões estatísticas, obtidas a partir da metodologia apresentada na referência [13].

A comparação entre distintos arranjos de subestações é então realizada a partir da comparação de um índice de mérito, que leva em conta os custos de investimentos e os custos da energia não distribuída.

3.2 Índices de Confiabilidade

A resolução No. 024 de 27 de Janeiro de 2000 estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras, regulamentando os índices de confiabilidade exigidos do sistema elétrico, para o atendimento do consumidor, no que se relaciona à continuidade dos serviços.

3.2.1 DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE DE CONJUNTO

1- (DEC) Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora:

Intervalo de tempo que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

Para a apuração do DEC deverá ser utilizada a seguinte expressão:

$$DEC = \sum_{i=1}^n \frac{Ca(i).t(i)}{Cs} \quad (3.2.1)$$

onde:

i : é uma das interrupções de um período analisado, por exemplo de um mês. Os valores de “ i ” estão compreendidos entre a 1ª interrupção e a “ n -ésima” interrupção do período em análise.

$Ca(i)$: é o número de consumidores que foram interrompidos na “ i -ésima” interrupção.

$t(i)$: é o tempo de duração da “ i -ésima” interrupção.

Cs : é o número de consumidores do conjunto.

2 – (FEC) Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora:

Número de Interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.

Para apuração do FEC deverá ser utilizada a seguinte expressão:

$$FEC = \sum_{i=1}^n \frac{Ca(i)}{Cs} \quad (3.2.2)$$

onde:

i : é uma das interrupções de um período analisado, por exemplo de um mês. Os valores de “ i ” estão compreendidos entre a 1ª interrupção e a “ n -ésima” interrupção do período em análise.

$Ca(i)$: é o número de consumidores que foram interrompidos na “ i -ésima” interrupção.

Cs : é o número de consumidores do conjunto.

Notas :

1. Entende-se por conjunto de unidades consumidoras, qualquer agrupamento de unidades consumidoras, global ou parcial, de uma mesma área de concessão de distribuição, definido pela concessionária ou permissionária e aprovado pela ANAEEEL.
2. Entende-se por interrupção, qualquer descontinuidade do neutro ou da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende a unidade consumidora.

3.2.2 DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE INDIVIDUAIS

1- (DIC) Duração de Interrupção por Unidade Consumidora:

Intervalo de tempo que, no período de observação, em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

Para apuração do DIC deverá ser utilizada a seguinte expressão:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (3.2.3)$$

2- (FIC) Freqüência de Interrupção por Unidade Consumidora:

Número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora.

$$FIC = n \quad (3.2.4)$$

3.3 Índices de Confiabilidade para Subestações de Distribuição

Neste trabalho, os índices de confiabilidade de subestações de distribuição são calculados utilizando-se um eficiente algoritmo baseado no trabalho da referência [1], fundamentado na determinação dos cortes mínimos de uma rede genérica, que se resume em analisar a possível falha de componentes desta rede e determinar quais as falhas ou combinações de falhas que podem vir a causar a interrupção dos caminhos entre fonte(s) - carga. Na análise de confiabilidade de subestações, geralmente é suficiente considerar as situações de falta simples (1ª ordem) ou falta dupla (2ª ordem). Porém, este algoritmo considera a possibilidade de analisar as interrupções até de 3ª ordem.

Este modelo foi selecionado, pois :

- tem como dados básicos para estudo de confiabilidade a topologia do sistema, que pode incluir linhas e equipamentos, permitindo arranjos radiais ou em malha, avaliando os cortes mínimos e índices em qualquer ponto do sistema em análise;
- permite a consideração de (múltiplos) componentes uni e bidirecionais, entre dois nós quaisquer e múltiplos nós de suprimento, o que é fundamental para a representação correta de diferentes arranjos de subestações de distribuição.

Para o algoritmo implementado, são basicamente fornecidos os seguintes dados: topologia do sistema, incluindo os dados de nós e dados de ligações, e os dados de confiabilidade de cada componente (taxas de falha e tempos de restabelecimento, separando-se as interrupções programadas e acidentais). Os componentes do sistema podem ser representados em um dado nó ou ligação.

A metodologia básica parte da topologia existente e determina para cada nó especificado, os caminhos mínimos provenientes das fontes e os correspondentes cortes mínimos (componente ou conjunto de componentes que quando falham interrompem o fornecimento de energia no nó especificado).

Nas figuras 31a e 31b apresentam-se, respectivamente, um exemplo de sistema compreendendo duas subestações e a linha de subtransmissão (circuito duplo), e sua modelagem segundo a abordagem de confiabilidade. Na figura 1b supôs-se que barras com círculos cheios e trechos com traços grossos apresentam taxa de falha não nula. Nota-se, por exemplo, que as linhas de subtransmissão são representadas por um único nó com os correspondentes tempos de restabelecimento e taxa de falha totais, pois quando de defeito em uma das LTs, todas as subestações deveriam ser alimentadas pela outra LT. Além disso, a título de ilustração, os componentes de cortes mínimos de primeira e segunda ordem para o nó $B7$ serão:

- 1^a ordem: $T1, D9, D11$ e $B5$

- 2^a ordem: $LT1$ e $LT2, B1'$ e $B2', D5$ e $D6, LT1$ e $D6, LT2$ e $D5$

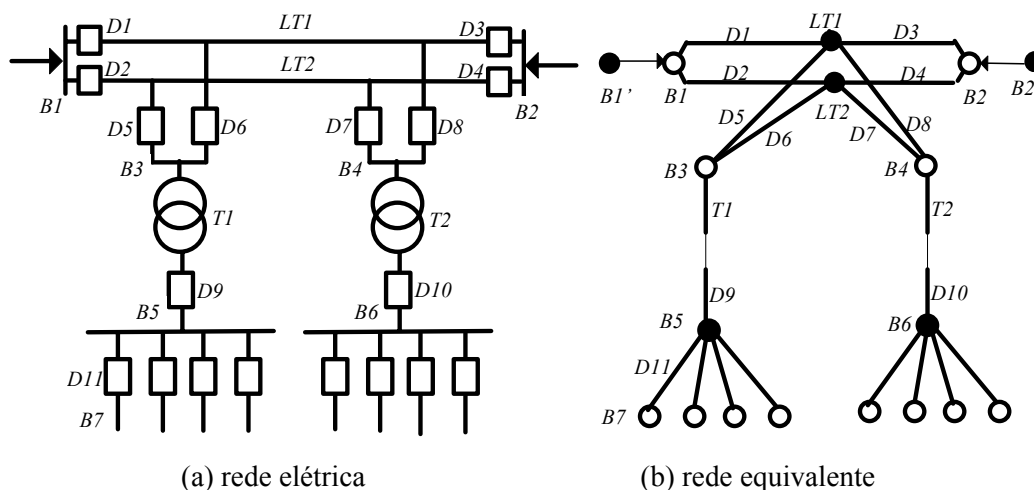


Figura 3.1 - Exemplo de modelo para confiabilidade

A partir dos cortes mínimos e dados de confiabilidade de cada componente, torna-se bastante simples o cálculo da taxa anual de falha (λ) e tempo médio por falha (τ), bem como o tempo anual de interrupção ($\lambda\tau$) de cada nó.

3.4 Algoritmo para determinação dos cortes mínimos de uma rede genérica

3.4.1 Considerações gerais

O algoritmo utilizado neste trabalho para comparar a eficiência dos diferentes arranjos de subestações foi desenvolvido utilizando como base, o algoritmo descrito em [1], o qual será detalhado neste item.

O algoritmo é baseado na álgebra booleana e contém muitos benefícios, dentre os quais pode-se destacar:

- Somente uma topologia fixa é necessária para entrada de dados e para avaliar os cortes nominais e índices de confiabilidade para todos os nós de saída;
- Permite considerar múltiplos componentes uni e bidirecionais, entre dois nós quaisquer, e múltiplos nós de suprimento;
- Esta concepção permite a comparação de sistemas complexos e de grandes dimensões;
- Eficiência computacional;
- Os Mínimos Conjuntos de Cortes podem ser deduzidos para todos os nós de saída do sistema, sem necessitar de nenhuma simplificação;

O programa desenvolvido com base no algoritmo descrito neste trabalho, e que será apresentado no próximo item, possui tempos de processamento muito pequenos quando comparados com outros algoritmos indicados na literatura, como por exemplo [2] a [9].

As etapas de desenvolvimento do algoritmo são apresentadas no fluxograma da figura 3.2.

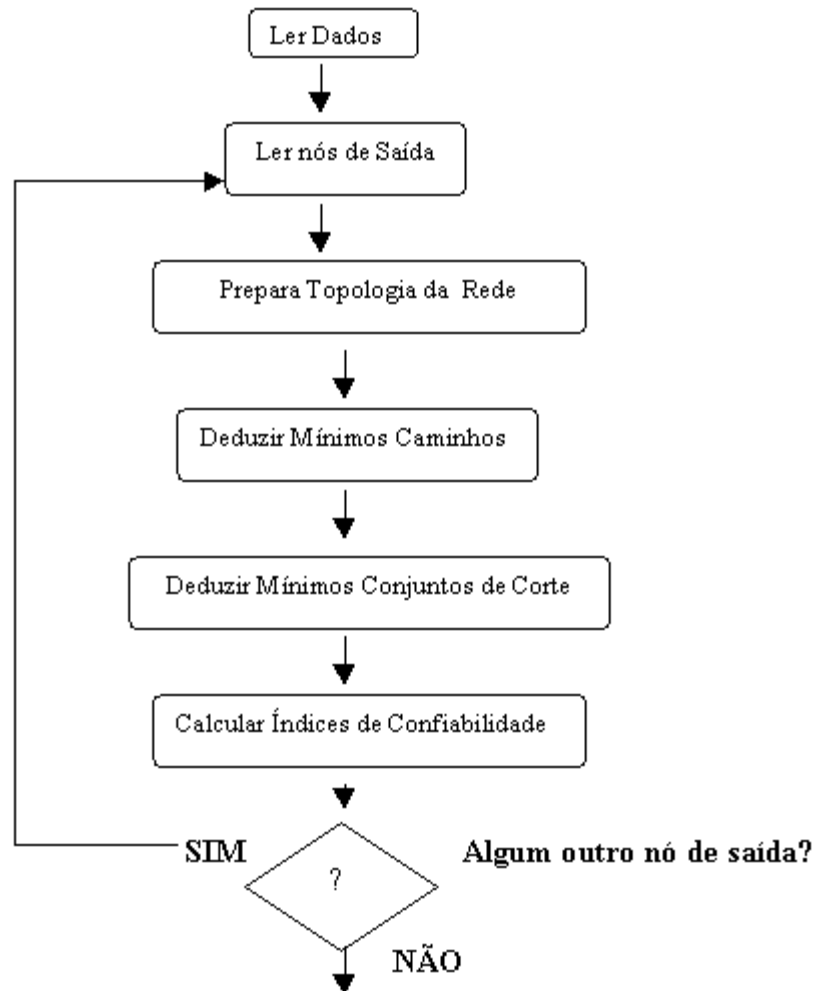


Figura 3.2 - Fluxograma de Desenvolvimento

3.4.2 Descrição do modelo

3.4.2.1 Considerações gerais

Para a descrição do modelo utilizado, será utilizada um sistema genérico, apresentado na figura 3.3, com as seguintes características:

- os ramos 1 e 2 são unidirecionais, todos os demais ramos são bi-direcionais;
- para o ramo 1, o sentido do fluxo é do componente 5 para o componente 7;
- para o ramo 2, o sentido do fluxo é do componente 7 para o componente 17;

- somente os nós 5, 7 e 11 apresentam taxa de falha não nula;
- os nós 1, 3 e 15 são fontes (*in*) e os nós 5, 7, 11, 16 e 17 são carga (*out*.)

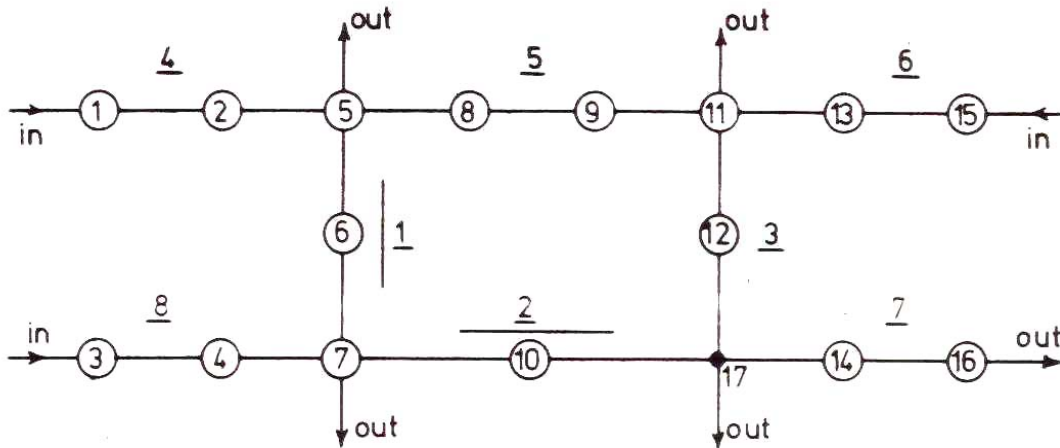


Figura 3.3 - Rede Genérica

Na tabela 3.1 apresentam-se os dados gerais desta rede.

Tabela 3.1 - Topologia do Sistema

Ramo	Nós Extremos	Componentes	Sentido
1	5-7	5, 6, 7	Unidirecional
2	7-17	7, 10	Unidirecional
3	11-17	11, 12	
4	1-5	1, 2, 5	
5	5-11	5, 8, 9, 11	
6	11-15	11, 13, 15	
7	17-16	14, 16	
8	3-7	3, 4, 7	

Inicialmente, monta-se a topologia da rede para cada nó de saída. Para isso, são determinados os ramos unidirecionais, e todos os ramos bidirecionais são duplicados, então o fluxo de energia nestes ramos pode ser considerado em ambas as direções.

Este novo conjunto de ramos é reordenado para cada nó de saída; o número original é descartado.

Usando esta técnica, na tabela 3.2 apresenta-se a nova lista de ramos obtida para o nó 5. Nesta tabela, os nós de entrada são definidos como (-1) e os nós de saída como (0).

Tabela 3.2 - Nova lista de ramos para o nó 5

Novo número do ramo	Número original do ramo	Barra Inicial	Barra Final	Comentários
1	1	5	7	Ramos Unidirecionais
2	2	7	17	
3	4	-1	5	Ramos Ligados ao nó de entrada unidirecional
4	8	-1	7	
5	6	-1	11	
6	5	11	5	Ramo conectado ao nó de saída
7	3	11	17	Ramos Bidirecionais
8	7	17	16	
9	-	5	0	Ramo do nó de saída
10	7	16	17	Ramos duplicados
11	3	17	11	

3.4.2.2 Lista de predecessores

Um predecessor do ramo K é definido como algum ramo ao qual a barra final coincide com a barra inicial do ramo K.

Para a rede exemplo, os predecessores são obtidos como se segue:

- Considerar, por exemplo, o novo ramo número 2 (Tabela 3.2);
- Identificar o número de sua barra inicial (7);
- Detectar nos demais ramos, em quais o número da barra final seja igual ao número da barra inicial do ramo número 2, ou seja, analisando a Tabela 3.2 conclui-se que os predecessores do ramo 2 são os ramos 1 e 4 ;
- Repetir os passos anteriores para todos os ramos.

Os ramos duplicados (bidirecionais) não podem ser predecessores deles próprios. Para prevenir esta situação, o seguinte cálculo é efetuado:

$$\text{Novo número do ramo bidirecional} + \text{Novo número do correspondente ramo duplicado} = 2 \times \text{Novo número do ramo do nó de saída}$$

Se a igualdade acima for satisfeita, o ramo não pode ser considerado predecessor.

Alguns algoritmos necessitam de um conjunto de predecessores preparados manualmente como entrada de dados. No caso de componentes bidirecionais, estes necessitam de um conjunto para cada combinação.

A Tabela 3.3 apresenta a matriz de predecessores para o nó 5 da rede exemplo. Esta matriz é a base para a dedução dos mínimos caminhos.

Tabela 3.3 - Matriz de predecessores para o nó 5

Novo número do ramo	Predecessores	
1	3	6
2	1	4
3	-1	
4	-1	
5	-1	
6	5	11
7	5	
8	2	
9	3	6
10	-	-
11	2	10

3.4.2.3 Mínimos caminhos

Os mínimos caminhos de fluxo de energia, a partir de todos os nós de entrada para todos nós de saída considerados, são estimados a partir da matriz de predecessores. Para o nó de saída 5 da rede exemplo, os caminhos mínimos estão apresentados na tabela 3.4.

Tabela 3.4 - Matriz dos mínimos caminhos para o nó 5

Caminho	Ramos do caminho						
Caminho 1	9	3	-1				
Caminho 2	9	6	11	2	1	3	Eliminado
Caminho 3	9	6	5	-1			
Caminho 4	9	6	11	10	0		Eliminado
Caminho 5	9	6	11	2	4	-1	
Caminho 6	9	6	11	2	1	6	Eliminado

Se um ciclo fechado for estabelecido em algum caminho, o mesmo será eliminado. O número (-1) que aparece na tabela 3.4 representa o fim do caminho. Ele é o ponto onde o caminho alcança o nó de entrada (fonte).

Observando a rede genérica, obtém-se:

- Caminho 4 é eliminado, pois o ramo 10 não tem predecessor;
- Caminho 6 é eliminado, pois o ramo 6 aparece duas vezes indicando que ocorreu um ciclo fechado;
- Caminho 2 é eliminado, pois o ciclo fechado do Caminho 6 é fechado não pelo ramo 6 mas pelo ramo 1, como os ramos 6 e 1 aparecem no caminho 2 indica que se estabeleceu um ciclo fechado.

Em seguida, os novos números dos ramos são substituídos pelos números dos ramos originais. Desta forma, reescrevendo a tabela 3.4, obtém-se a matriz dos mínimos caminhos, Tabela 3.5.

Tabela 3.5 - Mínimos caminhos para o nó 5 em termos de números de ramos

Caminho	Ramos do caminho			
Caminho 1	4			
Caminho 2	5	6		
Caminho 3	5	3	2	8

Os Mínimos Caminhos apresentados na Tabela 3.5 estão definidos pelos números dos ramos. Utilizando as tabelas 3.5 e 3.1, obtém-se a Tabela 3.6, que os representa através dos números dos componentes do sistema.

Tabela 3.6 - Mínimos caminhos para o nó 5 em termos de componentes

Caminho	Componentes											
Caminho 1	1	2	5									
Caminho 2	2	5	8	9	11	11	13	15				
Caminho 2	3	5	8	9	11	11	12	7	10	3	4	7

Durante o processo acima, deve-se prevenir a duplicação de componentes nos caminhos, como por exemplo o componente número 11 nos caminhos 2 e 3.

3.4.2.4 Mínimos conjuntos de cortes

Em um sistema típico, o número de nós do conjunto de corte mínimo é maior que o número dos caminhos associados. Em função disto, a memória computacional necessária para armazenar os conjuntos de cortes mínimos pode se tornar particularmente grande, quando todos os conjuntos de cortes mínimos de todos os nós de saída devem ser armazenados para avaliar o sistema total.

Computacionalmente, a melhor maneira para a obtenção e armazenamento dos conjuntos de cortes mínimos é através da representação na forma binária e compacta de todos os mínimos caminhos, conforme ilustrado na figura 3.4.

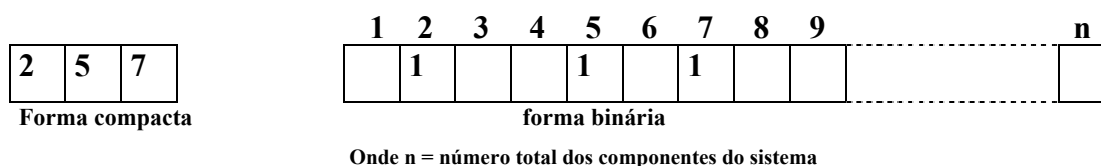


Figura 3.4 - Conjunto de cortes mínimos

3.4.2.5 Mínimos caminhos representados na forma binária

Para se obter o conjunto de cortes mínimos na forma binária, a Tabela 3.6 é rescrita, para o nó 5 da rede exemplo, resultando na Tabela 3.7.

Tabela 3.7- Mínimos caminhos para o nó 5 na forma binária.

Caminho	Componente															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Caminho 1	1	1			1											
Caminho 2					1			1	1		1		1		1	
Caminho 3			1	1	1		1	1	1	1	1	1				

A máxima ordem dos cortes mínimos é igual ao número de caminhos mínimos, conforme comprovado pela referência [5]. Para deduzir-se os cortes mínimos de primeira ordem, o algoritmo procura colunas nas quais todo elemento é unitário ou seja, o componente tem que existir em todos os caminhos mínimos do sistema. Observando-se a Tabela 3.7, verifica-se a existência de um único corte mínimo de primeira ordem, constituído pelo componente número 5 da rede. Em seguida, os valores unitários dos componentes que constituam caminhos mínimos de primeira ordem são substituídos por zeros, o que é necessário para a obtenção dos cortes mínimos de ordens superiores.

Os cortes mínimos de Segunda ordem são deduzidos através da combinação de dois componentes (união de dois componentes ou colunas da matriz de caminhos na forma binária). Os cortes mínimos de segunda ordem são aqueles em que o conjunto união de duas colunas resultam em vetor onde todos elementos sejam unitários. Para a rede exemplo, observando-se a Tabela 3.7, resultam as combinações: 1-8, 1-9, 1-11, 2-8, 2-9, 2-11.

Os cortes mínimos de Terceira ordem são obtidos utilizando-se o mesmo raciocínio, ou seja, deve-se fazer a combinação de três componentes por vez, de forma a resultar um vetor, onde todos elementos sejam iguais à unidade.

3.5 Índice de confiabilidade para um nó de saída fixo

3.5.1 Considerações gerais

Uma vez deduzidos os mínimos conjuntos de corte para um nó de saída fixo, os índices de confiabilidade podem ser calculados. Na formulação utilizada neste trabalho, todos Mínimos Conjuntos de Cortes de segunda ou terceira ordem são reduzidos para um corte equivalente de primeira ordem. Estes cortes equivalentes são então combinados com os cortes reais de primeira ordem, obtendo-se os índices de confiabilidade para o nó de saída especificado.

3.5.2 Taxa de falha equivalente e duração da falha equivalente

As equações básicas necessárias para avaliar a taxa de falha equivalente (λ_e) e duração da falha equivalente (r_e), para a redução dos cortes de segunda e terceira ordens para um corte equivalente de primeira ordem são apresentadas neste item.

A seguinte Notação será utilizada:

- λ_i : taxa de falha do componente i , em falhas por ano;
- r_i : tempo médio de reparo do componente i , em horas;
- γ_i : ($\lambda_i r_i$) - média anual de tempo fora de operação do componente i ;
- λ_i'' : taxa de falha devido à manutenção programada do componente i ;
- r_i'' : tempo médio de reparo para manutenção programada do componente i'' ;
- γ_i'' : ($\lambda_i'' r_i''$) - média anual de tempo fora de operação do componente i devido a manutenção programada.

3.5.2.1 Cortes mínimos de segunda ordem

Considerando-se genericamente dois componentes, componentes 1 e 2, obtém-se:

(i) Redução do conjunto de corte de 2^a ordem para 1^a ordem, devido a defeitos:

$$\lambda_e = \lambda_2 \gamma_1 + \lambda_1 \gamma_2 \quad (3.5.1)$$

$$r_e = r_1 r_2 / (r_1 + r_2) \quad (3.5.2)$$

(ii) Redução 2^a ordem para 1^a ordem, devido a manutenções:

$$\lambda_e = \lambda_2 \gamma_1 + \lambda_1 \gamma_2 \quad (3.5.3)$$

$$r_e = (\gamma_1 \gamma_2 v_{12} + \gamma_2 \gamma_1 v_{21}) / \lambda_e \quad (3.5.4)$$

$$v_{ij} = r_i / (r_i + r_j) \quad (3.5.5)$$

3.5.2.2 Cortes mínimos de terceira ordem

Considerando-se genericamente três componentes, componentes 1, 2 e 3, obtém-se:

(i) Redução do conjunto de corte de 3^a ordem para 1^a ordem, devido a defeitos:

$$\lambda_e = \gamma_1 \gamma_2 \lambda_3 + \gamma_2 \gamma_3 \lambda_1 + \gamma_3 \gamma_1 \lambda_2 \quad (3.5.6)$$

$$r_e = r_1 r_2 r_3 / (r_1 r_2 + r_2 r_3 + r_3 r_1) \quad (3.5.7)$$

(ii) Redução 3^a ordem para 1^a ordem, devido a manutenções:

$$\lambda_e'' = A_{123} + A_{231} + A_{313} \quad (3.5.8)$$

$$r_e'' = (A_{123} \omega_{123} + A_{231} \omega_{231} + A_{312} \omega_{312}) / \lambda_e'' \quad (3.5.9)$$

sendo :

$$A_{ijk} \cong \gamma_i'' (\gamma_j \lambda_k v_{ij} + \gamma_k \lambda_j v_{ik}) \quad (3.5.10)$$

$$\omega_{ijk} \cong r_i'' r_j r_k / (r_i'' r_j + r_j r_k + r_k r_i'') \quad (3.5.11)$$

Se existirem m mínimos conjuntos de corte de Primeira ordem incluindo os equivalentes, os índices de confiabilidade do nó de saída considerado, resultam da soma dos índices do nó i (nó considerado) desde 1 até m , e podem ser escritos como se segue:

(i) Devido a defeitos

$$\lambda_0 = \sum_i \lambda_i, \text{ e } r_0 = \sum_i \lambda_i r_i / \lambda_0 \quad (3.5.12)$$

(ii) Devido a manutenções

$$\lambda_0'' = \sum_i \lambda_i'', \text{ e } r_0'' = \sum_i \lambda_i'' r_i'' / \lambda_0'' \quad (3.5.13)$$

Finalmente todos os índices do nó de saída podem ser avaliados, como segue:

$$\lambda = \lambda_0 + \lambda_0'' = \text{taxa média de defeitos} \quad (3.5.14)$$

$$U = \lambda_0 r_0 + \lambda_0'' r_0'' = \text{tempo médio anual fora de funcionamento} \quad (3.5.15)$$

$$r = U / \lambda = \text{duração média dos defeitos} \quad (3.5.16)$$

3.6 Descrição do *software* CONFIA

A ferramenta computacional utilizada para a obtenção dos índices de confiabilidade de diferentes arranjos de subestações foi desenvolvida no ENERQ/PEA/EPUSP. Este *software*, chamado CONFIA, foi implementado tendo por base o algoritmo descrito em [1], cujos principais aspectos metodológicos foram apresentados nos itens anteriores deste Capítulo.

O *software* conta com recursos de E/S que tornam seu uso bastante amigável, através de interface *Windows*, possibilitando a montagem de arranjos de subestações de forma bem simples.

Nas figuras 3.7a e 3.7b apresenta-se a preparação do diagrama esquemático de uma subestação com a utilização do *software* CONFIA.

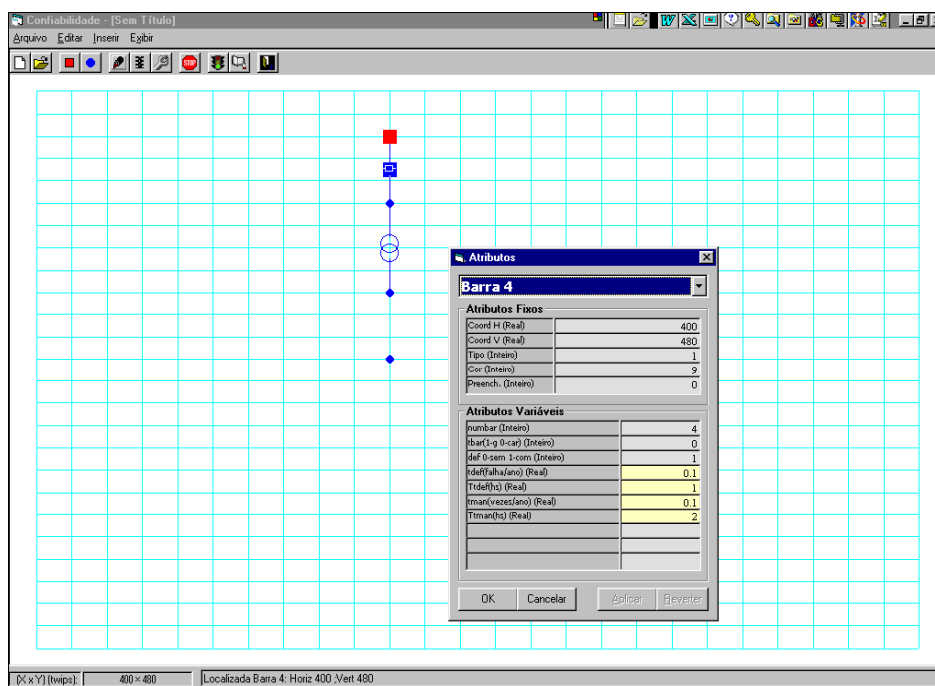


Figura 3.7a - Montagem de um caso – fornecimento de dados de uma barra.

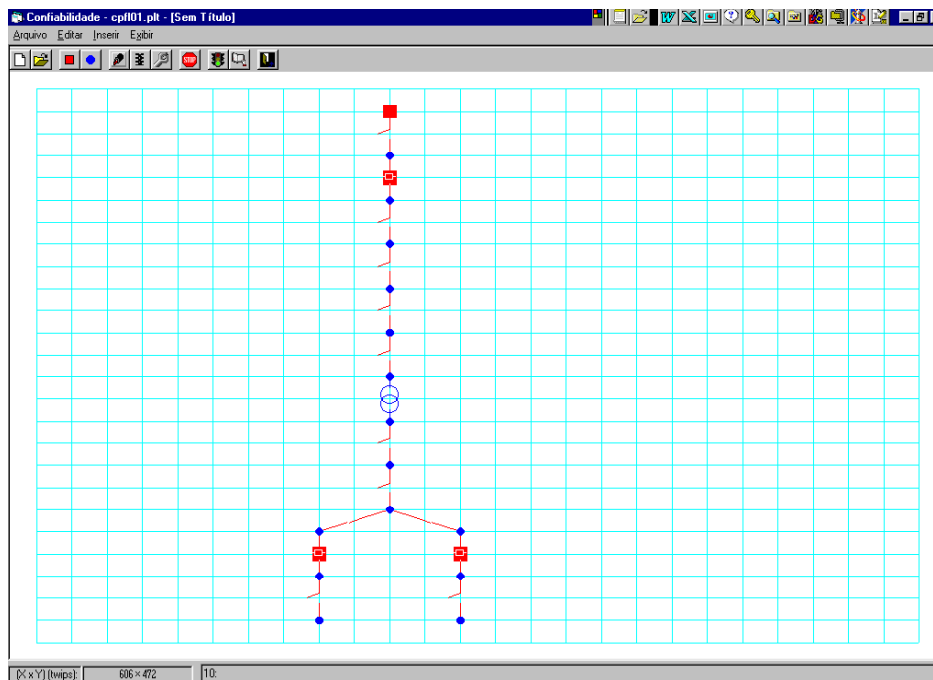


Figura 3.7b - Montagem de um caso – diagrama esquemático de uma subestação.

O programa CONFIA conta com as seguintes opções principais:

Arquivo: permite a criação de um novo caso, abrir o arquivo com um caso anteriormente gravado, salvar um caso em um novo arquivo, atualizar o conteúdo de um arquivo pré-existente, imprimir o conteúdo de um arquivo. Esta opção também permite ao usuário configurar a apresentação visual dos principais elementos visuais do programa, através da opção *Preferências*. Desta forma, o usuário poderá definir as opções horizontais e verticais da grade visual, bem como cores, espessuras e símbolos para identificação de barras e ligações que irão compor os elementos de uma subestação.

Inserir: permite a inserção de novas barras ou ligações. Ao escolher *barras* o usuário deverá indicar se é uma barra de carga ou fonte. Ao escolher *ligações*, deverá indicar o tipo de elemento (Trecho, transformador, chave). Ao inserir um novo elemento, o usuário deve clicar com o botão esquerdo do *mouse* para posicioná-lo na tela, e com o botão direito do *mouse* para fornecer o seus dados. Os dados solicitados são aqueles referentes à taxa de falha e tempo de restabelecimento, para defeito e manutenção.

Exibir: permite a visualização de dados e resultados das barras e de ligações. Também habilita o uso do mouse para o *zoom* de áreas específicas da tela, permitindo ajustes de fontes e de aparência dos elementos na tela.

Executar: ao finalizar a preparação do arranjo de subestações a ser analisado, o usuário deve selecionar esta opção, que irá disparar a execução do módulo de cálculo de confiabilidade.

Resultados: para visualização dos resultados do último caso processado, o usuário deve selecionar esta opção. O usuário poderá então clicar com o botão esquerdo do *mouse* sobre qualquer elemento da rede, e em seguida clicar com o botão direito do mouse, para visualização dos resultados referentes ao elemento selecionado. São apresentados os valores anuais de interrupção no elemento, número de interrupções e tempo total de interrupção, considerando as ocorrências de Primeira, Segunda e Terceira ordem, para o elemento e todos aqueles a montante.

3.7 Redução de arranjos reais das subestações em arranjos equivalentes

Para a aplicação da metodologia, o *software* CONFIA parte do arranjo real da subestação, fornecido pelo usuário, para um arranjo equivalente, a partir do qual realiza os procedimentos para a obtenção dos cortes de primeira ordem, bem como os equivalentes para os cortes de segunda e terceira ordem.

Para que o algoritmo de cálculo possa ser aplicado coerentemente para análise de confiabilidade de subestações, cuidado especial deve ser dispensado no fornecimento de dados de arranjos mais flexíveis, que contam com possibilidades de manobras pela abertura e fechamento de chaves. O *software* CONFIA possibilita que usuário forneça essas informações, a partir das quais prepara arranjos esquemáticos equivalentes.

A título de exemplo, considere o arranjo simples apresentado na figura 3.8. Para o cálculo de confiabilidade da subestação, serão obtidos os índices de confiabilidade do nó que representa a saída de um de seus alimentadores, indicado na figura como AL1. Para a

obtenção dos cortes de primeira ordem, considere-se que na ocorrência de um defeito no transformador TR1, os alimentadores a ele ligados possam ser transferidos para a unidade TR2, isolando-se a unidade TR1 e fechando-se a chave CH. Neste caso, a falha de TR1 não implicará num corte de primeira ordem, e o usuário indicará ao *software* CONFIA esta possibilidade de manobras, e os respectivos tempos de manobras, quando estiver fornecendo os dados de TR1. Por outro lado, se esta manobra não for possível, a falha de TR1 implicará num corte de primeira ordem, e o *software* CONFIA irá montar um arranjo equivalente para o cálculo dos cortes de primeira ordem, eliminando nesta etapa do processo a ligação correspondente à chave CH.

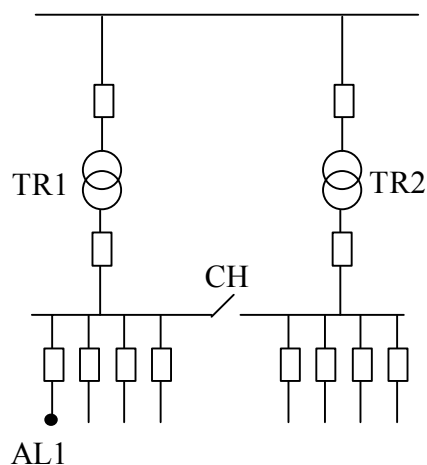


Figura 3.8 – Arranjo de subestação para obtenção de arranjo equivalente

3.8 Energia Não Distribuída (END) por interrupções na subestação

A partir dos cortes mínimos e dados de confiabilidade de cada componente individual, o *software* CONFIA obtém os valores da taxa anual de falha (λ) e tempo médio por falha (r), bem como o tempo anual de interrupção (λr) de cada nó. A energia não distribuída (END_s) pode ser então determinada pelo produto entre o tempo anual de interrupção do nó que representa a saída da subestação (início dos alimentadores primários) e a potência média (P_{med}) que representa seu carregamento, ou seja,

$$END_s = \lambda.r.P_{med} = \lambda.r.P_{max}.f_{carga} \quad (3.8.1)$$

onde:

P_{max} : demanda máxima da subestação, em termos de potência ativa;

f_{carga} : fator de carga da subestação.

3.9 Energia não Distribuída por interrupções na Rede Primária

Para a análise de confiabilidade dos alimentadores utilizou-se neste trabalho a metodologia desenvolvida no projeto “Planejamento Agregado de Investimentos em Sistemas de Distribuição” [13], na qual este índice de confiabilidade é avaliado por procedimento estatístico.

O procedimento toma por base a política de instalação de dispositivos de proteção e seccionamento em alimentadores, bem como os seus atributos gerais, tais como: área de atendimento, ângulo de ação, número de pontos de carga (transformadores de distribuição e consumidores primários), demanda máxima, fator de carga, taxa de falhas.

A distribuição de pontos de carga na área de ação é estabelecida aleatoriamente (segundo uma determinada lei de formação da densidade de carga) e, por conseqüência, a topologia da rede. Assim pode-se avaliar a energia não distribuída no alimentador, END_{alim} , que é obtida pela soma das energias não distribuídas, END_i , em cada um de seus blocos de carga. Genericamente a END_i é determinada por:

$$END_i = \lambda_{alim}.l_i.(P_{M,i}.T_1 + P_{B,i}.T_2 + P_{J,i}.T_3) \quad (3.9.1)$$

onde:

λ_{alim} : taxa de falhas do alimentador (falhas/ano/km)

l_i : comprimento do bloco i

- T_1, T_2, T_3 : tempos de restabelecimento das cargas, respectivamente, à montante, internas e a jusante do bloco i .
- $P_{M,i}, P_{B,i}, P_{J,I}$: potência das cargas, respectivamente, a montante, internas e a jusante do bloco i .

Assim, para uma dada distribuição de cargas, pode-se determinar a END_{alim} em uma simulação. Repete-se o procedimento um dado número de vezes de modo que, com certa probabilidade, seja garantido um desvio máximo em relação à média que seria obtida com um número infinito de simulações.

Tais simulações são executadas para um certo conjunto dos atributos do alimentador (variação de ângulo, θ , e área de ação, Z_d , potência máxima, P_{max} , e número de pontos de carga, N_p) de modo que, ao final destas, pode-se ajustar uma expressão, por regressão linear, que fornece a END_{alim} dada por:

$$END_{alim} = \alpha_1 \cdot P_{max}^{\beta_1} L_{total}^{\delta_1} \lambda_{alim} \cdot f_{carga} \quad (3.9.2)$$

com

$$L_{total} = \alpha_2 \cdot \left(\frac{360}{\theta} \right)^{\beta_2} N_p^{\delta_2} \cdot Z_d^{\gamma_2} \quad (3.9.3)$$

onde:

- . $\alpha_1, \beta_1, \delta_1, \alpha_2, \beta_2, \delta_2$ - são parâmetros de ajuste;
- . L_{total} - comprimento total, estimado, do alimentador.

3.10 Avaliação técnico-econômica de arranjos de subestações

A comparação técnico-econômica de arranjos de subestações será feita através da avaliação de um Índice de Mérito, considerando-se os Custos de Investimentos e o Custo da Energia Não Distribuída. Para o cálculo do custo da END, serão consideradas duas parcelas, correspondentes à subestação e aos alimentadores primários por ela supridos, ou seja:

$$END_j = END_{SE,j} + \sum_{i=1}^{n_{alim}} END_{alim,i,j} \quad (3.10.1)$$

onde:

- END_j : END total do arranjo j , incluindo a subestação e seus alimentadores;
- $END_{SE,j}$: parcela da END referente às interrupções na subestação do arranjo j ;
- $END_{alim,i,j}$: parcela da END referente às interrupções no alimentador i do arranjo de subestação j ;
- n_{alim} : número de alimentadores supridos pelo arranjo de subestação j .

Deve-se ressaltar que, tanto para a parcela $END_{SE,j}$ quanto para a parcela $END_{alim,i,j}$ serão calculados seus valores anuais, considerando o crescimento da carga ao longo do período de análise. Por exemplo, no cálculo do custo da END da parcela $END_{SE,j}$, considerando o crescimento da carga atendida pela subestação, resulta:

$$CEND_{SE,j} = C_{END} \lambda T f_{carga} \sum_{i=1}^n \frac{P_{max,0} (1 + t_c)^i}{(1 + j)^i} \quad (3.10.2)$$

onde:

- $CEND_{SE,j}$: valor presente do custo da END, referente ao arranjo de subestação j ;
 C_{END} : custo unitário da END (R\$/MWh);
 $P_{\max,0}$: demanda máxima na subestação no ano inicial (ano 0);
 t_c : taxa de crescimento anual da carga;
 n : período de avaliação.

Para o cálculo do Custo anual de um arranjo de subestação, podem ser computadas as parcelas de investimento, C_{invest} , operação, C_{oper} , e manutenção, C_{manut} :

$$C_{anual} = C_{invest} \frac{j}{1 - (1 + j)^{-nv}} + C_{oper} + C_{manut} \quad (3.10.3)$$

onde

- j : taxa de atualização do capital;
 nv : vida útil da instalação.

3.11 Análise de alternativas com horizontes diferentes

Para se efetuar uma análise comparativa de arranjos de subestações, deve-se estabelecer um período de análise. Como as alternativas podem ter vidas úteis distintas, principalmente no caso de arranjos em que sejam feitas modificações ao longo do tempo (por exemplo uma subestação que conta inicialmente com uma unidade transformadora, e que evolui para uma configuração com duas unidades transformadoras), deve-se analisar a melhor forma de se efetuar a comparação destas alternativas.

E como fazer quando os horizontes a serem comparados são diferentes ? Neste caso, os horizontes das alternativas devem ser igualados. Um dos métodos utilizados é o da

substituição. A idéia é, que ao final de sua vida útil, cada alternativa será substituída por outra, de qualquer duração, até que os horizontes se igualem. Vê-se, logo que isso pode levar a uma infinidade de substituições, sem nunca chegar à igualdade pretendida. Para superar esta dificuldade, é aceita a hipótese de que cada alternativa é substituída, ao final de sua duração, por outra exatamente igual.

Para ilustrar, considere-se duas alternativas:

- A1 : vida útil de 6 anos
- A2 : vida útil de 9 anos

Neste caso, para se obter a igualdade, será necessário fazer duas substituições em A1 e uma em A2, o que resultará em duas novas alternativas de 18 anos, que é o mínimo múltiplo comum entre 6 e 9.

Uma outra maneira de tratar alternativas de diferentes durações consiste em admitir que todas têm vida igual àquela de menor duração. Para compensar a retirada dos valores excedentes, insere-se um valor residual no último período, igual ao valor atual dos valores excedentes. No exemplo em questão, para a alternativa A2 seria computado no ano 6 o valor residual:

$$R = CT7 \cdot (1 + i)^{-1} + CT8 \cdot (1 + i)^{-2} + CT9 \cdot (1 + i)^{-3}$$

3.12 Análise comparativa de arranjos de subestações - Múltiplos Objetivos

Para a comparação de arranjos de subestações, optou-se neste trabalho por considerar um sistema de classificação em função de dois indicadores:

- a confiabilidade do sistema, através do Custo da END, incluindo a subestação e seus alimentadores primários;
- o custo da subestação.

Obviamente, estes dois indicadores, ou objetivos, são conflitantes entre si, ou seja, existe uma tendência de que um sistema com maior confiabilidade tenha um custo maior, e vice-versa.

Neste sentido, deve-se utilizar uma análise de múltiplos objetivos, quando vários aspectos do problema devem ser levados em consideração.

Num problema de múltiplos objetivos, uma alternativa é caracterizada por um vetor de atributos $X = (X_1, X_2, \dots, X_n)$. Estes atributos podem ter seus níveis especificados de tal modo que uma alternativa é avaliada pela medida de X .

Neste ponto pode-se introduzir o conceito de não dominância, em termos de uma simples comparação do vetor de cada alternativa. Façamos X e Y dois vetores de n valores cada um e aí podemos dizer que X domina Y se existe $X_i < Y_i$ para qualquer i , no caso de um problema de minimização, ou se existe $X_i > Y_i$ para qualquer i , no caso de um problema de maximização.

O conceito de não dominância, originalmente desenvolvido por Pareto em (1906) tem sido um dos fundamentos tradicionais da teoria econômica. Para melhor compreender o conceito de não dominância ou fronteira eficiente considere-se o gráfico da figura 3.9.

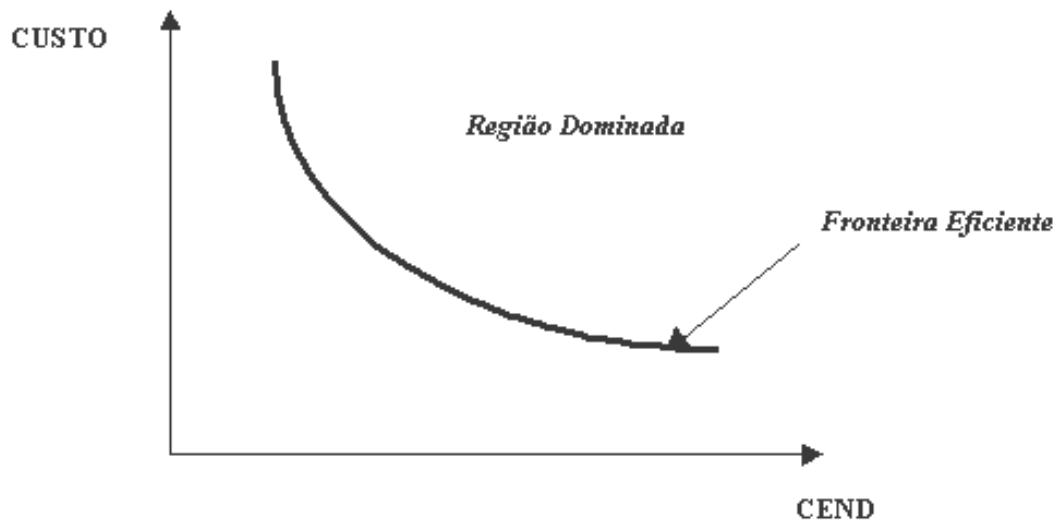


Figura 3.9 - Pareto Otimização

O conjunto de soluções não dominadas é referido na literatura como “conjunto eficiente“, “conjunto admissível“, “conjunto não inferior“, “conjunto Pareto ótimo“. Neste trabalho será utilizado o termo “não dominado“ porque ele clareia significados ambíguos e bem descreve o que tais pontos realmente são: não dominados pelos outros pontos.

A estratégia utilizada para comparar soluções consiste em combinar as avaliações de cada objetivo para se obter um resultado global para cada solução.

Neste trabalho definiu-se um Índice de Mérito para avaliação de cada alternativa, que representa uma função que agrega e pondera os objetivos de minimização do custo da subestação (objetivo 1) e de minimização da END (objetivo 2, que representa o objetivo de maximizar o índice de confiabilidade).

Para avaliação deste Índice de Mérito, um arranjo de subestação será tomado como referência, e a avaliação de um outro arranjo será feita a partir da expressão:

$$IM = \frac{p_C \Delta C + p_{CE} \Delta CE}{p_C + p_{CE}} \quad (3.12.1)$$

$$\Delta C = \frac{C1 - C2}{C1} \cdot 100 \quad (3.12.2)$$

$$\Delta CE = \frac{CE1 - CE2}{CE1} \cdot 100 \quad (3.12.3)$$

onde:

IM : índice de Mérito

p_C, p_{CE} : peso do custo de investimento e peso do custo da END, respectivamente.

ΔC : variação percentual do custo de investimento (custo de capital) entre a subestação base e a comparada.

ΔCE : variação percentual do custo de energia não distribuída entre a subestação base e a comparada.

$C1$: custo de instalação da subestação base

$C2$: custo de instalação da subestação comparada.

$CE1$: custo de energia não distribuída da subestação base.

$CE2$: custo de energia não distribuída da subestação comparada.

4. APLICAÇÕES

4.1 Considerações gerais

Neste capítulo serão apresentadas algumas aplicações da metodologia proposta para comparação de arranjos de subestações.

Os arranjos serão comparados de duas formas:

- comparação direta dos índices de confiabilidade obtidos pela modelagem dos arranjos de subestações utilizando o algoritmo apresentado no capítulo anterior;
- comparação técnico-econômica, através da avaliação do Índice de Mérito, considerando-se os Custos de Investimentos, Operação e Manutenção, e o Custo da Energia Não Distribuída, para um período de análise determinado.

4.2 Caso 1: Arranjo fixo ou evolução do arranjo no tempo

4.2.1 Definição do caso

Neste item será apresentado estudo de um arranjo de subestação, que pode evoluir ao longo do tempo, ou seja, a subestação pode inicialmente ser construída com uma unidade transformadora de 12 MVA e, em função do crescimento da carga, ser comissionada uma segunda unidade de mesma potência nominal. Alternativamente, a subestação pode ser construída em seu estágio final, ou seja, com as duas unidades transformadoras.

A figura 4.1 apresenta, de forma simplificada, os dois possíveis estágios deste arranjo de subestação. Na figura 4.2 pode-se verificar o arranjo, no seu estágio final, de forma mais completa.

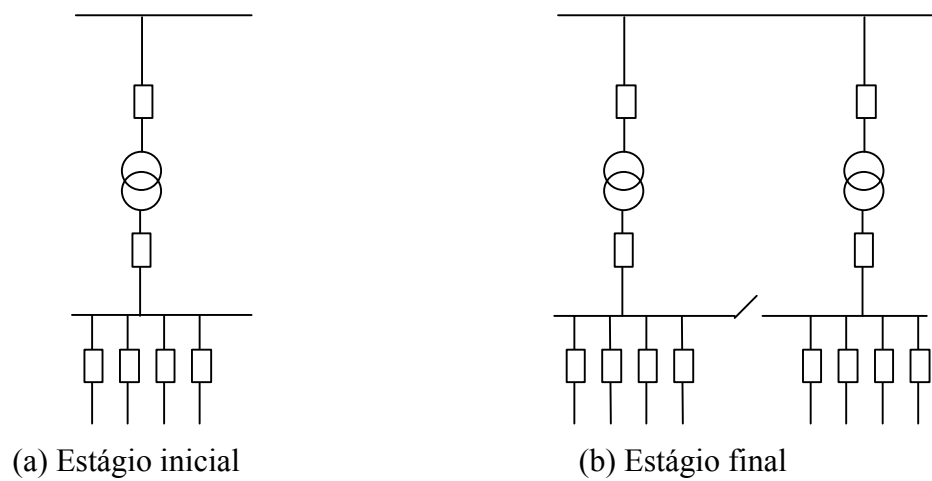


Figura 4.1 – Estágios de evolução do arranjo da subestação

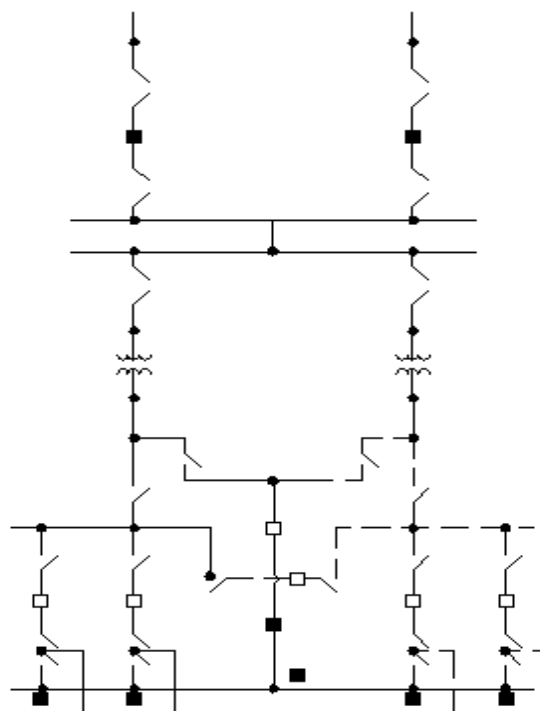


Figura 4.2 – Arranjo detalhado em seu estágio final

4.2.2 Dados para o estudo

Na Tabela 4.1 estão apresentados os dados referentes aos 2 estágios possíveis da subestação.

Tabela 4.1 – Dados da subestação

Estágio	Potência Instalada (MVA)	Potência Firme (MVA)	Custo Investimento (R\$)
Inicial	12	11,0	1.119.000,00
Final	24	15,0	1.866.000,00 ^(*)

(*) Custo Total, acréscimo de R\$ 747.000,00 sobre o Custo do Estágio Inicial

Os Custos de Operação e Manutenção são iguais a 4 % do Custo de Investimento da subestação, ou seja, $C_{op} + C_{man} = 0,04 \cdot C_{Inv}$.

A carga a ser suprida pela subestação tem valor inicial de 8,60 MW, e cresce exponencialmente com uma taxa de crescimento anual de 5 %. O período de estudo a ser considerado é de 10 anos. A Tabela 4.2 apresenta a evolução da carga ao longo do período de estudo. A partir das tabelas 4.1 e 4.2 observa-se que o Ano 4 é o ano limite para o estágio inicial da subestação, ou seja, se a subestação for construída inicialmente com somente um transformador de 12 MVA (potência firme de 11 MVA), no Ano 5 deverá ser comissionada a segunda unidade.

Tabela 4.2 – Evolução da carga

Ano	Demanda (MW)	Demanda (MVA)
0	8.60	9.05
1	9.03	9.51
2	9.48	9.98
3	9.96	10.48
4	10.45	11.00
5	10.98	11.55
6	11.52	12.13
7	12.10	12.74
8	12.71	13.37
9	13.34	14.04
10	14.01	14.75

Além disso, os seguintes valores foram adotados para o estudo:

- Custo da Energia Não Distribuída: R\$ 2.000,00 / MWh
- Fator de carga da subestação: 0,6
- Taxa de atualização do capital: 12 % ao ano;
- Vida útil dos equipamentos da subestação: 20 anos;
- Taxas de falha e tempos de reparo dos componentes da subestação: foram utilizados valores médios obtidos na literatura.

4.2.3 Resultados - Índices de Confiabilidade

Os dois estágios do arranjo da subestação foram simulados no *software* CONFIA, considerando-se interrupções devido a defeitos e devido a manutenções programadas. Considerou-se as interrupções de primeira e segunda ordens, e os resultados globais para os dois estágios estão apresentados na Tabela 4.3. Não se considerou nesta análise as interrupções nos alimentadores primários, pois em todas as situações estudadas a contribuição das interrupções nos alimentadores é igual para todas as alternativas, não influenciando portanto os resultados.

Tabela 4.3 – Índices de confiabilidade

Estágio	Tempo de interrupção anual (horas)
Inicial	2,6
Final	1,6

Verifica-se imediatamente que, estritamente sob ponto de vista de confiabilidade, seria mais conveniente a utilização do estágio final do arranjo da subestação desde o ano inicial. Este resultado já era esperado, pois pela análise da figura 4.2 verifica-se que no estágio final dispõe-se de várias possibilidades de manobras no arranjo da subestação; além disso deve-se destacar que, mesmo se houver a perda de um dos transformadores, o outro tem capacidade para atender toda a carga da subestação, em todos os anos do período de estudo (vide Tabelas 4.1 e 4.2).

4.2.4 Resultados – Custo da Energia Não Distribuída

Em função da evolução da carga e da capacidade firme da subestação em seus dois estágios possíveis, foram consideradas duas possibilidades:

- Alternativa 1: Utilização do arranjo inicial do Ano 0 até o Ano 4, evoluindo para o arranjo final a partir do Ano 5;
- Alternativa 2: Utilização do arranjo final desde o Ano 0 até o horizonte de estudo (Ano 10).

Aplicando-se a equação (3.10.2) para o cálculo do Custo da END, em valor presente, considerando todo o período de estudo, resulta:

- Alternativa 1:

$$CEND_{SE,1} = 2000 \cdot 2,6 \cdot 0,6 \sum_{i=0}^4 \frac{8,60(1+0,05)^i}{(1+0,12)^i} + 2000 \cdot 1,6 \cdot 0,6 \sum_{i=5}^{10} \frac{8,60(1+0,05)^i}{(1+0,12)^i}$$

- Alternativa 2:

$$CEND_{SE,2} = 2000 \cdot 1,6 \cdot 0,6 \sum_{i=0}^{10} \frac{8,60(1+0,05)^i}{(1+0,12)^i}$$

Na Tabela 4.4 apresentam-se os resultados para as duas alternativas. Por esta análise, a Alternativa 2 apresenta um Custo Total da END, em valor presente, de R\$ 134.293,63, que representa uma melhoria de 25,3 % com relação ao correspondente Custo Total da END da Alternativa 1, que é de R\$ 179.834,31.

Tabela 4.4 – Custo da END em valor presente

Ano	Custo da END – Valor Presente (R\$)	
	Alternativa 1	Alternativa 2
0	26.832,00	16.512,00
1	25.155,00	15.480,00
2	23.582,81	14.512,50
3	22.108,89	13.605,47
4	20.727,08	12.755,13
5	11.957,93	11.957,93
6	11.210,56	11.210,56
7	10.509,90	10.509,90
8	9.853,03	9.853,03
9	9.237,22	9.237,22
10	8.659,89	8.659,89
Total Valor Presente (R\$)	179.834,31	134.293,63

4.2.5 Resultados – Custos de Investimento, Operação e Manutenção

Neste caso, aplicando-se a equação (3.10.3) para o cálculo dos custos de investimento, operação e manutenção, resulta:

- Arranjo inicial:

$$C_{anual,i} = 1.119.000 \left[\frac{0,12}{1 - (1 + 0,12)^{-20}} + 0,04 \right] = 194.570,35 \text{ (R\$)}$$

- Arranjo final:

$$C_{anual,f} = 1.866.000 \left[\frac{0,12}{1 - (1 + 0,12)^{-20}} + 0,04 \right] = 324.457,80 \text{ (R\$)}$$

Aplicando-se estes valores para as duas Alternativas, resultam os valores apresentados na Tabela 4.5. Neste caso, a Alternativa 2 apresenta um Custo Total de Investimento, Operação e Manutenção, em valor presente, de R\$ 2.157.716,76, que

representa uma variação de 32,1 % com relação ao correspondente Custo Total da Alternativa 1, que é de R\$ 1.633.315,75. Ou seja, do ponto de vista exclusivamente de Custo, a Alternativa 1 é melhor que a Alternativa 2.

Tabela 4.5 – Custos de Investimento, Operação e Manutenção em valor presente

Ano	Custo – Valor Presente (R\$)	
	Alternativa 1	Alternativa 2
0	194.570,35	324.457,80
1	173.723,53	289.694,47
2	155.110,30	258.655,77
3	138.491,34	230.942,66
4	123.652,98	206.198,80
5	184.106,07	184.106,07
6	164.380,42	164.380,42
7	146.768,23	146.768,23
8	131.043,07	131.043,07
9	117.002,74	117.002,74
10	104.466,73	104.466,73
Total Valor Presente (R\$)	1.633.315,75	2.157.716,76

4.2.6 Resultados – Índice de Mérito

Pelos resultados apresentados nos itens anteriores, observa-se uma situação conflitante. Sob o ponto de vista de confiabilidade, representado pelo Custo da END, a Alternativa 2 é melhor que a Alternativa 1, enquanto que sob o ponto de vista de custos de investimento, operação e manutenção, a Alternativa 1 é a melhor. Na Tabela 4.6 apresenta-se um resumo destes resultados.

Tabela 4.6 – Comparação das Alternativas

Alternativa	Custo da END (R\$)	Custo de Invest., Oper. e Man.(R\$)
1	179.834,31	1.633.315,75
2	134.293,63	2.157.716,76
Melhoria (%) (C2-C1)/C1	25,3	- 32,1

Aplicando-se a equação 3.12.1, para o cálculo do Índice de Mérito da Alternativa 2, utilizando-se a Alternativa 1 como referência, resulta:

$$IM = \frac{p_C \cdot (-32,1) + p_{CE} \cdot 25,3}{p_C + p_{CE}}$$

Na Tabela 4.7 apresentam-se os resultados obtidos variando-se os pesos para os atributos Custo e Custo da END. A análise da Tabela 4.7 mostra que, quando se prioriza a confiabilidade (peso para custo de 0 até 0.4), a Alternativa 2 é melhor que a Alternativa 1 (Índice de Mérito variando de 25,30 % até 2,34 %). Por outro lado, quando se considera os custos como mais importantes (peso para custo de 0.5 até 1.0), a Alternativa mostra-se desinteressante (Índice de Mérito variando de -3,40 % até - 32,10 %).

Tabela 4.7 – Comparação das Alternativas – Índice de Mérito

p_C	p_{CE}	IM
0.0	1.0	25.30
0.1	0.9	19.56
0.2	0.8	13.82
0.3	0.7	8.08
0.4	0.6	2.34
0.5	0.5	-3.40
0.6	0.4	-9.14
0.7	0.3	-14.88
0.8	0.2	-20.62
0.9	0.1	-26.36
1.0	0.0	-32.10

4.3 Caso 2: Comparação de diversos arranjos

4.3.1 Definição do caso

Neste item serão apresentados os resultados globais da aplicação da metodologia para comparação de sete arranjos distintos de subestação. Neste estudo, considerou-se todos os arranjos fixos, ou seja, durante todo o período de análise, cada alternativa é composta de um único arranjo, que tem capacidade para atender toda a carga.

4.3.2 Dados para o estudo

Todos os arranjos considerados apresentam características similares, com mesma capacidade, e diferenciam-se basicamente pelas alternativas de manobras de chaves, que podem resultar em diferentes índices de confiabilidade.

Para comparação dos arranjos, estabeleceu-se *a priori* pesos iguais a serem considerados para os Custos de Investimento, Operação e Manutenção ($p_C = 0,5$) e para o Custo da END ($p_{CE} = 0,5$), ou seja, considerou-se os dois atributos com mesma importância na obtenção do Índice de Mérito das diversas alternativas.

4.3.3 Resultados

Na Tabela 4.6 apresentam-se os principais resultados do estudo efetuado. Verifica-se que, embora existam 3 arranjos (Alternativas 2, 4 e 6) que apresentam Custo de Investimento inferior ao do arranjo tomado como referência (Alternativa 1), somente aquele correspondente à Alternativa 6 se mostrou globalmente superior, com Índice de Mérito positivo, ou seja, com melhoria de 20,66 % em relação à Alternativa 1. Se fosse considerado somente o indicador de confiabilidade (Custo da END), a Alternativa 1 seria a selecionada.

Tabela 4.6 – Comparação das Alternativas

Alternativa	Custo da END (R\$)	Custo Investimento (R\$)	Índice de Mérito IM (%)
1 (Base)	185.425,34	2.223.000,00	---
2	246.927,50	1.851.000,00	-2,40
3	347.477,30	2.223.000,00	-46,64
4	233.388,70	1.491.000,00	-14,27
5	282.670,30	2.223.000,00	-34,00
6	201.031,02	1.491.000,00	20,66
7	245.028,30	2.223.000,00	-24,32

5. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou metodologia e modelo de simulação para comparação de arranjos de subestações de distribuição através de análise de confiabilidade estática de esquemas de manobra.

Procedeu-se à revisão bibliográfica, onde foram apresentados e discutidos alguns trabalhos importantes que tratam da avaliação de índices de confiabilidade.

Na metodologia proposta neste trabalho, os índices de confiabilidade das subestações são obtidos a partir de um algoritmo que se baseia na determinação dos cortes mínimos de uma rede genérica. Para sua aplicação, foi utilizado um software, designado CONFIA, desenvolvido no ENERQ/PEA/EPUSP, no qual este algoritmo foi convenientemente adaptado para a simulação de arranjos de subestações. Para as redes primárias os índices de confiabilidade são obtidos através de expressões estatísticas, obtidas a partir da metodologia apresentada na referência [13].

Para a comparação de alternativas de arranjos de subestações, foi utilizado um enfoque de múltiplos objetivos, com a avaliação de um índice de mérito, IM , considerando-se a minimização dos custos de investimento, operação e manutenção, e a maximização da confiabilidade, representada pela minimização do custo da energia não distribuída.

Os exemplos de aplicação apresentados no Capítulo 4, considerando a comparação de alternativas com arranjos fixos ou que evoluem no tempo, para um determinado período de estudo, mostram que o enfoque de múltiplos objetivos é muito interessante, permitindo uma maior ênfase nos aspectos de custo ou de confiabilidade. Desta forma, o engenheiro dispõe de uma visão mais completa das alternativas de arranjos de subestação que estão sendo analisadas, e pode fazer a seleção daquela que melhor atenda a suas expectativas ou necessidades de sua Empresa.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ALLAN, R.N., BILLINTON, R., OLIVEIRA, M.F. **An efficient algorithm for deducing the minimal cuts and reliability indices of general network configuration.** IEEE Transaction on Reliability, vol R-25, n.4 , October 1976.
- [2] G.B. Jasmon, Member IEEE, O. S. Kai University of Malaya, Kuala Lumpur. **A New Technique in Minimal Path and Cutset Evaluation.** Transactions on Reliability, vol R-34, N^a 2, June 1985 .
- [3] G.B. Jasmon, Member IEEE, University of Malaya.- **Cutset Analysis of Network Using Basic Minimal Paths and Network Decomposition** – IEEE Transaction Reliability, vol 34 ,NO. 4, October 1985.
- [4] PAUL A. Jensen and Mandell Bellmore **An Algorithm to Determine the Reliability of a Complex System-** IEEE Transactions On Reliability vol.R-18, NO. 4, November 1969
- [5] MITCHELL ° LOCKS, Senior Member ASQC, **Relationship Between Minimal Path Sets and Cut Sets**, IEEE Transaction on Reliability, vol .R-27, NO. 2, June 1978
- [6] A. CARL NELSON, Jr. , James R. BATTS, AND Robert L, Beadles- **A Computer Program for Approximating System Reliability-** IEEE Transaction on Reliability , vol. R-19, NO. 2 , May 1970.
- [7] R.N. Allan, Member IEEE, R. Billinton, Member IEEE and M.F. Oliveira- **Reliability evaluation of electrical systems with switching actions- Proceedings of The Institution of Electrical Engineers.** Proc. IEEE, vol. 123, No. 4, April 1976
- [8] ARUN P. SANGHVI – **Measurement and Application of Customer Interruption-Cost/Value of Service for Cost- Benefit Reliability Evaluation: Some Commonly Raised Issues-** IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, N- 4 , November 1990
- [9] JOHN E. BIEGEL, PE , PhD , **“Determination of Tie Sets and Cut Sets for a System Without Feedback** - IEEE Transactions on Reliability, Vol. R-26, No. 1, April 1977
- [10] D. ATANACKOVIC, D. T. McGillis , F. D. Galiana – Department of Electrical Engineering , McGill University Montreal, Canada – **Reliability Comparison of Substation Designs-** IEEE Transaction Power Delivery , Vol. 14, No. 3 , July 1999.

- [11] R.E. Brown and T. M. Taylor- ABB Electric Systems Technology Institute “ **Modeling the Impact of Substations on Distribution Reliability** – IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 14 , No. 1, February 1999.
- [12] O. KVENNAS AND E. SOLVANG- **Confiabilidade e custos de configurações de manobra e proteção, Eletricidade Moderna**, ano XXVII, No. 296 , Novembro de 1998.
- [13] CED - CENTRO DE EXCEL6ENCIA EM DISTRIBUIÇÃO. **Especificação do modelo de planejamento agregado de investimentos em sistemas de distribuição.** Nota Técnica CED 103/ PLAN002/RL001, março de 1994.
- [14] PIERRE JACQUES EHRlich -**AVALIAÇÃO E SELEÇÃO DE PROJETOS DE INVESTIMENTOS - Critérios Quantitativos.** EDITORA ATLAS, Copyright 1979.
- [15] RUY LUZIMAR TEIXEIRA SIZO- **Manual de Análise Econômica- Financeira – ALTERNATIVAS DE INVESTIMENTO-** Editora THESAURUS
- [16] A F Brandão Jr. Departamento de Eng. de Eletricidade, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. **A Model for substation reliability analysis including Overload effects.**
- [17] L GOEL E R.BILLINGTON. University of Saskatchewan- **Power System Research Group. Evaluation of Interrupted Energy Assessment Rates.** IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6 , No.4, October 1991.
- [18] KAGAN,NELSON et al. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Eng. de Energia e Automação Eléctricas- **Melhoria na Qualidade de Fornecimento Baseado no Planejamento de Contingências no Sistema Eléctrico.**
- [19] NEUDORF , ERNIE G., Sênior Member et al. Cost- **Benefit Analysis of Power System Reliability: Two Utility Case Studies-** IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, N. 3, August 1995.
- [20] JONNAVITHULA,SATISH , Student Member, IEEE and Roy Billinton, Fellow, IEEE- **Power Systems Research Group** – University of Saskatchewan- Canada- **Minimum Cost Analysis of Feeder Routing in Distribution System Planing.-** IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 11 , N. 4, October 1996.
- [21] ALLAN, R. N.et al, **A. Reliability Test System for Educational Purposes- Basic Distribution System Data and Results** , IEEE PES Summer Power Meeting, Minneapolis , Paper N.º 90 SM 280-8 – PWRS, July 1990.

- [22] BILLINTON R., ORTENG- ADJEI, J. , GHAJAR, R. , - **Comparison of Two Alternate Methods to Establish an Interrupted Energy Assessment Rate-** IEEE Transactions on Power Apparatus and System, Volume PWRS- 2 , , pp. 751-757, Aug. 1987 .
- [23] DIXON, G. F. L. AND HAMMERSLEY, H., **Reliability and its Cost on Distribution Systems”, International Conference on Reliability of Power Supply Systems**, IEE Conference Publication N. 148, pp.81-84. London, 1977.
- [24] SAVE ,P, Member, IEEE- Southern California Edison Company- Rosemead, CA USA- **Substation Reliability- Practical Application and System Approach**. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 10, N. 1, February 1995.
- [25] SOLVANG,EIVIND et al and Ola Kvennås- Norwegian Electric Power Research Institute - **Reliability and Cost Evaluation Distribution Network and Switchgear Configuration in Urban Areas** –Biblioteca da CPFL.
- [26] BILLINGTON, ROY. RINGLEE, ROBERT J. AND WOOD ,ALLEN J. - **Power- System Reliability Calculation-** The MIT Press , Cambridge, Massachusetts, and London, England- Copyrighti -1973.