



SP/GSP/10

São Paulo, 10/15 de abril de 1972

GRUPO DE ESTUDOS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

ASPECTOS DE CONFIABILIDADE EM UM SISTEMA DE POTÊNCIA

João Bosco V. O. Paes
Roberto L. Stamm
J. C. Penna Drugg

LIGHT - Serviços de Eletricidade S.A.

OPERAÇÃO ELÉTRICA - CONFIABILIDADEI - INTRODUÇÃO

Para podermos conceituar a Operação Elétrica de um sistema em termos de Confiabilidade, temos que analisar os possíveis defeitos que possam ocorrer, bem como verificar a maneira que os mesmos afetam o comportamento de todo o sistema. A partir daí, poderemos extrair as relações que nos permitirão avaliar o grau de confiabilidade que um determinado sistema está operando.

A análise dos defeitos que possam ocorrer num sistema deverá sempre ser estudada levando-se em conta a maneira e a forma em que eles ocorrerão, qualquer que seja o método utilizado para sua determinação.

As perturbações de um sistema, sujeito a muitos tipos de defeitos e a variedade muito grande de causas, poderão ser classificadas segundo as considerações abaixo discriminadas:

- 1.1 O sistema falhou pelo fato de não ser possível colocá-lo em regime normal de operação no seu acionamento inicial.
Esses casos poderão ocorrer quando houver uma deficiência de projeto ou especificações dos componentes ou mesmo do sistema como um todo. Por exemplo, podemos citar o caso de um gerador cuja capacidade não seja suficiente para atender à carga que deverá alimentar, por que não houve uma medição adequada desta carga, ou porque as especificações deste gerador não permitem o atendimento adequado das condições de carga, tais como a regulação da frequência, tensão, etc.
Ainda neste primeiro grupo, poderíamos citar as deficiências de operação como, por exemplo, pessoal não convenientemente preparado para operá-lo.
- 1.2 O sistema falhou porque embora em termos teóricos de projeto e planejamento o seu regime de operação fôsse ótimo, tais condições não foram atingidas.
Poderíamos exemplificar as falhas deste grupo com algumas causas, tais

como inspeção inadequada de um equipamento, quando o mesmo é recebido do fabricante, erros de montagem durante a construção ou mesmo má manutenção nos equipamentos que já se encontravam em operação.

- 1.3 O sistema já estêve em condições ótimas de operação dentro dos melhores requisitos de projeto e planejamento, porém ele falha e estas falhas são condicionadas pela existência de equipamentos já obsoletos, bem como sobrecarga contínua em geradores, transformadores, linhas de transmissão e circuitos, acima das especificações de projeto.

As condições de Confiabilidade geralmente levam em consideração as falhas pertencentes ao terceiro grupo, presumindo que as constantes do primeiro e segundo grupos sejam sistematicamente eliminadas por revisões de planejamento, projeto, testes de aceitação dos componentes do sistema, inspeção de campo, manutenções preventivas, etc.

Baseados nos conceitos firmados até aqui, estudaremos a Confiabilidade de subestações e terminais, linhas de transmissão e subtransmissão.

É de todo interesse, porém, que em nosso sistema, as falhas de correntes dos primeiro e segundo grupos sejam eliminadas através de uma atualização no conceito de projetos e planejamento de subestações e linhas de transmissão, sem o qual não será possível obter um grau de confiabilidade elevado em nosso fornecimento de energia, mesmo que se obtenha o máximo rendimento com o sistema atual em operação.

II - CONFIABILIDADE PARA SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 INTRODUÇÃO

A determinação de uma confiabilidade adequada ou de um desempenho ótimo para sistemas de transmissão ou distribuição é um problema sério e difícil. É certo que um sistema que ofereça um serviço satisfatório aos consumidores é aquele que tem o maior grau de confiabilidade.

Para um consumidor, um fornecimento satisfatório é influenciado, principalmente, pela frequência de interrupções e pela duração das mesmas. A determinação da confiabilidade de um sistema fica delineada por dois aspectos básicos:

2.1.1 CONSUMIDOR:

Cada consumidor estará interessado no ótimo desempenho do seu fornecimento, isto é, ele está interessado na confiabilidade do sistema sob o ponto de vista de seus interesses particulares.

2.1.2 A EMPRESA DE ENERGIA ELÉTRICA:

Deverá estar interessada em certas medidas de confiabilidade de maneira a se ter um bom desempenho do fornecimento à média dos consumidores. Estes dois aspectos são tremendamente importantes na determinação da confiabilidade, quando se tem sistemas com alternativas, que servem um elevado número de consumidores.

Vejamos agora alguns parâmetros de confiabilidade que são interessantes e significativos, e que podem ser calculados por métodos estatísticos.

Seja:

$\bar{\lambda}$ $\equiv$ número médio de interrupções por consumidor por ano;

$\bar{G}$ $\equiv$ tempo médio de restabelecimento;

$\bar{U}$ $\equiv$ tempo médio de interrupção por consumidor por ano;

$\lambda_{\max}$ $\equiv$ número máximo esperado de interrupções por qualquer consumidor por ano;

$G_{\max}$ $\equiv$ tempo máximo esperado de restabelecimento para qualquer consumidor;

P $\equiv$ probabilidade de que um qualquer consumidor fique interrompido, a qualquer momento por um tempo superior ao esperado.

2.2 CONFIABILIDADE BÁSICA DO SISTEMA

Cada elemento de um sistema de energia elétrica poderá sofrer interrupções devido às seguintes causas:

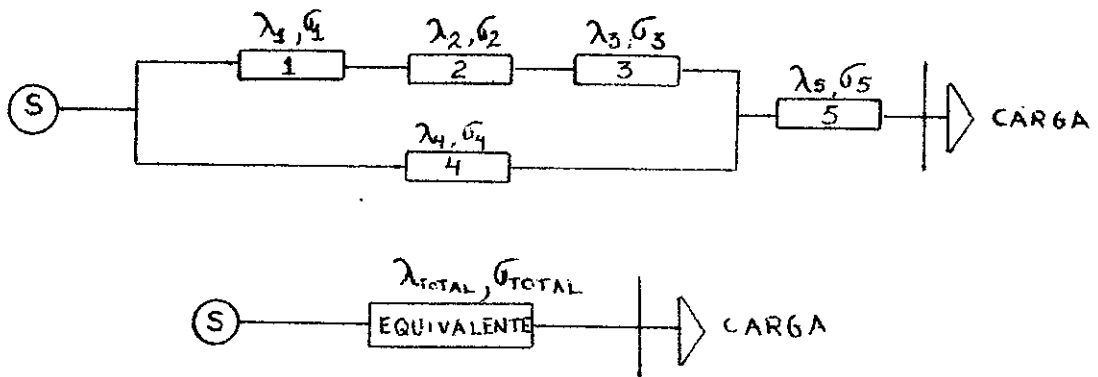
2.2.1 Uma falha fortuita qualquer.

2.2.2 Uma forte tempestade de suficiente duração pode provocar o colapso do sistema ou de parte dele.

- 2.2.3 O esquema de manutenção preventiva que exige o desligamento de componentes do sistema.
- 2.2.4 Uma sobrecarga em um componente pode ocasionar a interrupção de outros componentes.

Através dos relatórios de interrupção, as médias de defeitos e os tempos de reparos podem ser estimados para todo o tipo de equipamento e linhas. Os cálculos de confiabilidade a serem apresentados assumem que os tempos de falhas e tempos de reparos, em termos estatísticos, pertencem a uma distribuição exponencial.

Seja o seguinte exemplo:



em que:

$$\lambda_{\text{total}} \equiv \bar{\lambda} \quad \text{equivalente (interrupções/ano)}$$

$$\sigma_{\text{total}} \equiv \bar{\sigma} \quad \text{equivalente (horas/ano)}$$

Considerando o sistema como um grupo de pontos de suprimentos, e específicos pontos de carga, de acordo com sucessivas combinações série-paralelo de confiabilidade de cada componente, temos uma relação de falha equivalente (λ_{total}) e um tempo de reparo equivalente (σ_{total}) para o sistema.

Então, os consumidores, em cada ponto de carga, estão sujeitos à seguinte confiabilidade:

$$\text{Relação anual de defeitos} \equiv \lambda_{\text{total}} (\text{interrupções/ano}) \quad (1)$$

$$\text{Valor esperado de interrupção} \equiv \sigma_{\text{total}} (\text{horas}) \quad (2)$$

$$\text{Tempo médio de interrupção por ano} \equiv U (\text{horas/ano})$$

$$U = \frac{\bar{\sigma}_{\text{Total}}}{\frac{\bar{\sigma}_{\text{Total}}}{8.760} + \frac{1}{\lambda_{\text{Total}}}} \quad (\text{horas/ano}) \quad (3)$$

A probabilidade de que uma interrupção demore mais do que o tempo esperado é:

$$P(\text{interrup}) > t \text{ horas} = e^{-\frac{t}{\bar{\sigma}_{\text{Total}}}} \quad (4)$$

Tôdas as medidas de confiabilidade do sistema podem ser calculadas pela confiabilidade em cada ponto de carga, ou seja:

$$\bar{\lambda} = \frac{\sum_{j=1}^B C_j \cdot \lambda_{\text{total } j}}{\sum_{j=1}^B C_j} \quad (\text{falhas/ano/consumidor}) \quad (5)$$

onde:

C_j = nº de consumidores supridos pela barra j

$\lambda_{\text{total } j}$ = nº médio de interrupções por ano para os consumidores da barra j

B = nº total de barramentos de carga do sistema a ser estudado.

E, ainda:

$$\bar{\sigma} = \frac{\sum_{j=1}^B C_j \cdot \sigma_{\text{total } j}}{\sum_{j=1}^B C_j} \quad (\text{horas/consumidor}) \quad (6)$$

onde: $\sigma_{\text{Total } j}$ = é o tempo de reparo equivalente para a barra j .

Portanto:

$$\bar{U} = \frac{\sum_{j=1}^B C_j \cdot U_j}{\sum_{j=1}^B C_j} \quad (\text{horas/ano/consumidor}) \quad (7)$$

onde U_j = tempo de interrupção médio por ano na barra j ;

λ_{max} = o maior valor de $\lambda_{\text{total } j}$ (8)

σ_{max} = o maior valor de $\sigma_{\text{total } j}$ (9)

2.3

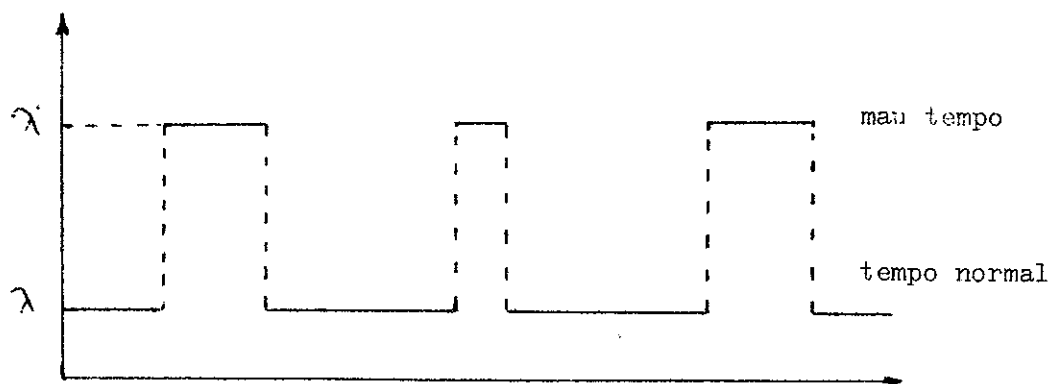
CONSIDERAÇÕES DO SISTEMA

Nêste ítem, vamos analisar os casos de defeitos em componentes do sistema, sob o aspecto das condições de tempo, ou seja, tempo normal e mau tempo.

Estudos estatísticos para estimar a confiabilidade de sistema, admitem que a média de falhas ao longo do tempo se mantém constante.

Como exemplo, consideremos duas linhas de transmissão. Elas podem falhar simultaneamente ou uma delas poderá falhar antes que os reparos que estão sendo efetuados na outra sejam completados. O bom senso nos diz que a probabilidade de tais eventos ocorrerem é maior em condições de mau tempo.

O modelo de tempo que é proposto para incluir os efeitos variáveis de flutuação de tempo é ilustrado gráficamente pela figura abaixo:



Nêste modelo, o sistema transitará entre duas possíveis condições de tempo (má e normal). Assim, o número médio de interrupções variará entre λ (tempo normal) e λ' (mau tempo).

Para podermos situar os efeitos das condições de tempo na confiabilidade do sistema, são postulados os seguintes itens:

2.3.1

Tempos de interrupção e tempos de reparos seguem uma distribuição exponencial nas duas condições de tempo, ou seja:

$$\text{Probabilidade [tempo de interrupção (tempo normal) > t]} = e^{-\lambda t}$$

$$\text{Probabilidade [tempo de interrupção (mau tempo) > t]} = e^{-\lambda' t}$$

- 2.3.2 A duração dos períodos de mau tempo e tempo normal seguem uma distribuição estatística exponencial.
- 2.3.3 Os tempos de reparos são tipicamente muito curtos quando comparados com o tempo de interrupção dos componentes. Ocasões de mau tempo também são curtas quando comparados com típicos tempos de reparos.
- 2.3.4 O esperado tempo de reparo para interrupções, em tempo normal e em condições de mau tempo, é considerado o mesmo.

Nestas condições, os parâmetros de confiabilidade e suas definições são relacionados como se segue:

λ_i = nº de interrupções em condições normais de tempo do componente i/ano de tempo normal:

$\tilde{\lambda}_i$ = nº de interrupções em condições de mau tempo do componente i/ano de mau tempo.

G_i = valor esperado de reparo para todas as interrupções.

N = valor esperado de duração de períodos de bom tempo (anos).

S = valor esperado de duração de períodos de mau tempo (anos).

Para qualquer equipamento exposto a flutuações de tempo, o número total de interrupções é igual à soma das interrupções em que o mesmo está exposto ao tempo normal mais as interrupções em que está exposto a períodos de mau tempo.

Portanto:

$$\lambda_{fi} = \frac{N}{N+S} \lambda_i + \frac{S}{N+S} \tilde{\lambda}_i \quad (\text{interrupções/ano}) \quad (10)$$

Para um sistema composto de n equipamentos em série (por exemplo, uma linha de transmissão), teremos:

$$\lambda_{fe} = \sum_{i=1}^n \lambda_{fi} \quad (\text{falhas/ano}) \quad (11)$$

Esta última equação mostra que a possibilidade de que se mais

de um componente do sistema falhar ao mesmo tempo, tal evento será desprezível.

Agora, se este sistema possui outros equipamentos ou linhas em paralelo, é necessário calcular a relação das falhas em tempo normal e mau tempo, para o sistema equivalente.

No sistema equivalente, teríamos:

$$\lambda_e = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (\text{falhas/ano tempo normal}) \quad (12)$$

$$\lambda'_e = \sum_{i=1}^n \lambda'_i \quad (\text{falhas/ano de mau tempo}) \quad (13)$$

O valor esperado de interrupção (em tempo) para um sistema série (por exemplo, uma única linha de transmissão), no caso de uma anomalia, será:

$$G_{fe} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{fi} G_i}{\lambda_{fe}} \quad (\text{anos}) \quad (14)$$

Vários métodos foram desenvolvidos para calcular a confiabilidade de um sistema composto por diversas linhas de transmissão em paralelo, levando em consideração os efeitos de flutuação de tempo. O método mais preciso teoricamente para este caso, é o processo de Markov, que procura resolver simultaneamente uma série de equações lineares para achar todas as propriedades do sistema. Este tipo de problema deve ser calculado por métodos digitais, existindo, no entanto, um processo aproximado para sistemas não complexos (duas linhas em paralelo, por exemplo), que nos fornece dados suficientemente aproximados dos obtidos pelo processo de Markov.

Inicialmente, vamos emitir alguns conceitos:

$$\frac{S}{N+S} = \text{fração de tempo com mau tempo}$$

$\frac{N}{N+S} \equiv$ fração de tempo com tempo bom

$\frac{1}{N+S} \equiv$ números de períodos de mau tempo ou de tempo bom por unidade de tempo

$\Psi_i \equiv$ probabilidade de que o mau tempo ocorra durante reparos executados no componente i

$P_{ij} \equiv$ probabilidade de que o componente i falhe durante os reparos do componente j

$P_{ifs} \equiv$ probabilidade de que o componente i falhe durante uma tempestade

* $\equiv$ indica complemento (exemplo $\rightarrow P^* = 1 - P$)

Um sistema composto de duas linhas de transmissão em paralelo, sofrerá interrupção se uma das linhas apresentar defeito e a outra se desligar antes da primeira ser reparada. Este sistema estará sujeito a duas condições extremas de tempo (mau e bom), existindo quatro combinações em que o mesmo sofre interrupção.

1º caso: Falha inicial durante tempo bom e segunda falha durante tempo bom. Assumindo que os tempos de reparo são muito curtos quando comparados com períodos de bom tempo, a proporção de falha devido a esta condição será:

$$\text{Proporção de falha} = \frac{N}{N+S} (\lambda_1 P_{s1}^* P_{21} + \lambda_2 P_{s2}^* P_{12}) = \quad (15)$$

$$= \frac{N}{N+S} \left[\lambda_1 \left(1 - \frac{\sigma_1}{N}\right) (\lambda_2 \sigma_1) + \lambda_2 \left(1 - \frac{\sigma_2}{N}\right) (\lambda_1 \sigma_2) \right] \quad (16)$$

e como σ_1 e σ_2 são muito pequenos em comparação a N, temos:

(17)

$$\text{Proporção de falha} = \frac{N}{N+S} (\lambda_1 \lambda_2 \sigma_1 + \lambda_2 \lambda_1 \sigma_2) = \frac{N}{N+S} \lambda_1 \lambda_2 (\sigma_1 + \sigma_2)$$

2º caso: Falha inicial é durante tempo bom e a segunda falha ocorre du

rante mau tempo. A probabilidade da segunda linha falhar durante uma tempestade é:

$$1 - e^{-\lambda_1 S} \approx \lambda_1 S$$

Assumindo que o tempo de duração da tempestade é curto quando comparado com típicos tempos de reparo, provavelmente o reparo do componente não se processará durante a tempestade. Então:

$$\begin{aligned} \text{Proporção de falha} &= \frac{N}{N+S} (\lambda_1 P_{S1} P_{2fS} + \lambda_2 P_{S2} P_{1fS}) = \\ &= \frac{N}{N+S} \left[\lambda_1 \left(\frac{\sigma_1}{N} \right) \lambda_2 S + \lambda_2 \left(\frac{\sigma_2}{N} \right) \lambda_1 S \right] \end{aligned} \quad (18)$$

$$\text{Proporção de falha} = \frac{N}{N+S} \left(\frac{S}{N} \right) (\lambda_1 \lambda_2 \sigma_1 + \lambda_1 \lambda_2 \sigma_2) \quad (19)$$

3º caso: A falha inicial é durante mau tempo e a segunda falha é durante bom tempo.

$$\begin{aligned} \text{Proporção de falha} &= \frac{1}{N+S} (P_{1fS} P_{2fS}^* P_{21} + P_{2fS} P_{1fS}^* P_{12}) = \\ &= \frac{1}{N+S} [(S \lambda_1)(1 - S \lambda_2)(\lambda_2 \sigma_1) + (S \lambda_2)(1 - S \lambda_1)(\lambda_1 \sigma_2)] \end{aligned} \quad (20)$$

sendo que $S \lambda_i$ é usualmente muito menor que 1, temos:

$$\text{Proporção de falha} = \frac{N}{N+S} \left(\frac{S}{N} \right) (\lambda_1 \lambda_2 \sigma_1 + \lambda_2 \lambda_1 \sigma_2) \quad (21)$$

4º caso: A falha inicial é durante uma tempestade e a segunda falha durante a mesma tempestade.

$$\begin{aligned} \text{Proporção de falha} &= \frac{1}{N+S} (P_{1S} P_{2S} + P_{2S} P_{1S}) = \\ &= \frac{1}{N+S} [(S \lambda_1)(S \lambda_2) + (S \lambda_2)(S \lambda_1)] \end{aligned} \quad (22)$$

$$\text{Proporção de falha} = \frac{N}{N+S} \left(\frac{2S^2}{N} \right) \lambda_1 \lambda_2 \quad (23)$$

Para acharmos uma proporção de falha equivalente em tempo bom λ_e e mau tempo λ'_e nos casos de sistemas de duas linhas em paralelo, é necessário que para cada uma das quatro condições sejam aplicadas a um e outro componente.

Sabemos que:

$$\lambda_{fe} = \frac{N}{N+S} \lambda_e + \frac{S}{N+S} \lambda'_e \quad \text{da equação 10}$$

- e das equações 17 e 21

$$\lambda_e = \lambda_1 \lambda_2 (\sigma_1 + \sigma_2) + \frac{S}{N} (\lambda'_1 \lambda_2 \sigma_1 + \lambda'_2 \lambda_1 \sigma_2) \text{ falhas/ano de bom tempo } (24)$$

- e igualmente das equações 17 e 21

$$\lambda'_e = \frac{N}{S} \left[\frac{S}{N} (\lambda_1 \lambda'_2 \sigma_1 + \lambda_2 \lambda'_1 \sigma_2) + \frac{2S^2}{N} \lambda'_1 \lambda'_2 \right] \text{ falhas/ano de mau tempo } (25)$$

Admitindo que os tempos de falha dos componentes seguem uma distribuição estatística exponencial e que os tempos de reparo são independentes e exponencialmente distribuídos, o valor esperado (para este sistema com duas linhas de transmissão em paralelo) para o tempo de interrupção ultrapassará os valores individuais de cada componente e será:

$$\sigma_{fe} = \frac{1}{\frac{1}{\sigma_1} + \frac{1}{\sigma_2}} = \frac{\sigma_1 \sigma_2}{\sigma_1 + \sigma_2} \quad (\text{anos}) \quad (26)$$

REPRESENTAÇÃO DAS PARADAS PARA MANUTENÇÃO DE SISTEMAS COM UMA LINHA DE DE TRANSMISSÃO E DUAS LINHAS EM PARALELO

Além das falhas casuais, muitos componentes de um sistema são retirados de serviço para manutenção. Para representar o efeito de paradas de manutenção na confiabilidade do sistema, os seguintes postulados são feitos:

- 2.4.1 As paradas de manutenção são efetuadas ao acaso durante períodos de bom tempo, exceto se os componentes não são desligados para manutenção por:
- 2.4.1.1 causar sobrecarga nos demais componentes do sistema;
 - 2.4.1.2 a manutenção não foi completada antes do início do mau tempo.
- 2.4.2 Os tempos de manutenção seguem uma distribuição estatística exponencial

Além desses postulados, os seguintes parâmetros de confiabilidade são exigidos para representar paradas de manutenção:

$\lambda''_i \equiv$ relação de parada de manutenção do componente (parada de manutenção/ano)

$\sigma''_i \equiv$ valor esperado do tempo de manutenção (anos)

A equivalente relação de parada de manutenção para todos os componentes do sistema de uma única linha de transmissão é normalmente considerada como sendo a soma das relações de parada de manutenção dos componentes individuais:

$$\lambda''_e = \sum_{i=1}^n \lambda''_i \quad (\text{paradas/ano}) \quad (27)$$

Esta última expressão talvez seja um pouco pessimista, pois admite que a manutenção de diversos componentes possa ser efetuada simultaneamente, o que não ocorre na prática.

O valor esperado do tempo de manutenção para um sistema de uma única linha é dado pela expressão:

$$\sigma''_e = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda''_i \sigma''_i}{\sum_{i=1}^n \lambda''_i} \quad (\text{anos}) \quad (28)$$

O valor esperado do número de interrupções de manutenção para

um sistema composto de duas linhas de transmissão em paralelo poderá ser definido aproximadamente pela expressão:

$$\lambda_e'' = \lambda_1''(\lambda_2 \sigma_1'') + \lambda_2''(\lambda_1 \sigma_2'') \quad (29)$$

Esta expressão indica que o sistema sofrerá uma interrupção, quando desligamos um componente para manutenção e o segundo sofre uma parada forçada antes do primeiro voltar a serviço. Indica também que a manutenção é efetuada apenas em períodos de bom tempo.

O valor esperado do tempo de interrupção para o sistema paralelo que experimenta uma parada forçada quando o outro componente está parado para manutenção é:

$$\sigma_e'' = \left(\frac{\lambda_1'' \lambda_2 \sigma_1''}{\lambda_1'' \lambda_2 \sigma_1'' + \lambda_2'' \lambda_1 \sigma_2''} \right) \left(\frac{\sigma_2 \sigma_1''}{\sigma_2 + \sigma_1''} \right) + \left(\frac{\lambda_2'' \lambda_1 \sigma_2''}{\lambda_1'' \lambda_2 \sigma_1'' + \lambda_2'' \lambda_1 \sigma_2''} \right) \left(\frac{\sigma_1 \sigma_2''}{\sigma_1 + \sigma_2''} \right) \quad (30)$$

- o primeiro fator do primeiro termo é a fração do sistema interrompida envolvendo o fato do componente 1 estar fora de serviço para manutenção e o segundo componente falha;
- o segundo fator do primeiro termo dá o tempo esperado de interrupção que o sistema sofre, admitindo que o componente 2 falha quando o componente 1 está desligado para manutenção;
- o segundo termo da expressão mostra o comportamento da situação inversa, isto é, componente 2 desligado para manutenção e ocorre falha no componente 1.

INTERRUPÇÃO POR SOBRECARGA

Uma outra forma de ocorrência de interrupção num sistema, além das já descritas, que é o fato de um componente experimentar sobrecargas quando um outro componente falhar.

A menos que o sistema paralelo seja redundante, isto é, cada

componente paralelo do sistema tem uma capacidade que é igual ou maior que a máxima carga possível de ser colocada sobre ele (próprio + do outro), há a possibilidade de que ele sofra sobrecargas e por esta razão interrupções.

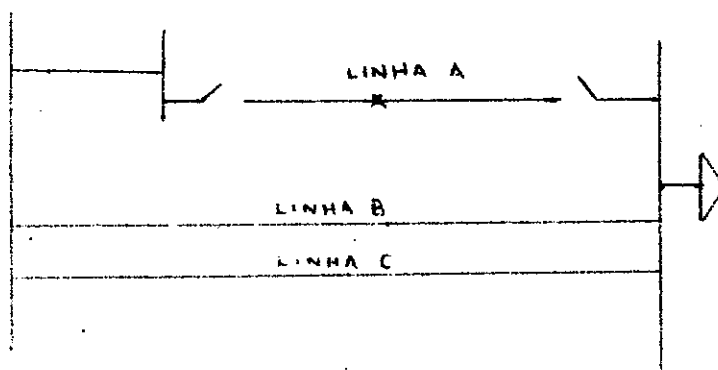
Nun sistema totalmente redundante, a característica é a otimização da continuidade do fornecimento, porém é muito caro e relativamente inexecutável devido à elevada capacidade dos seus componentes. É óbvio que o custo do sistema baixará se reduzirmos a capacidade dos seus componentes, todavia isto degradará a confiabilidade do mesmo.

Existe um método que permite efetuar uma estimativa da redução da confiabilidade do sistema, causada por interrupção por sobrecargas em sistemas paralelos com redundância menor que 100%.

A probabilidade de uma interrupção causada por sobrecarga está relacionada com:

- 2.5.1 ciclo de carga anual do ponto em questão.
- 2.5.2 capacidade das linhas e circuitos.
- 2.5.3 a distribuição dos tempos de reparo dos componentes cuja falha possa provocar condições de sobrecarga.

Vamos considerar a figura representativa de um sistema:



O primeiro passo para calcular a probabilidade de que ocorra uma interrupção motivada por sobrecarga é desenvolver uma família de curvas relacionadas à probabilidade de que o componente suporte com ê-

xito a exigência de carga provocada por uma contingência e duração desta contingência.

Na figura, se ocorre um defeito na linha A, as linhas B e C terão que ter condições de alimentar a carga, caso contrário haverá necessidade de interrupção por racionamento.

A probabilidade das linhas B e C conseguirem suprir a carga nesta contingência para uma dada duração poderá ser conseguida através de um estudo ao acaso da curva anual de carga para intervalo de tempo igual à duração da interrupção da linha A.

Se a capacidade do componente não é constante durante o ano, devido a condições ambientais, há necessidade de se partir do ciclo anual de carga por estações do ano.

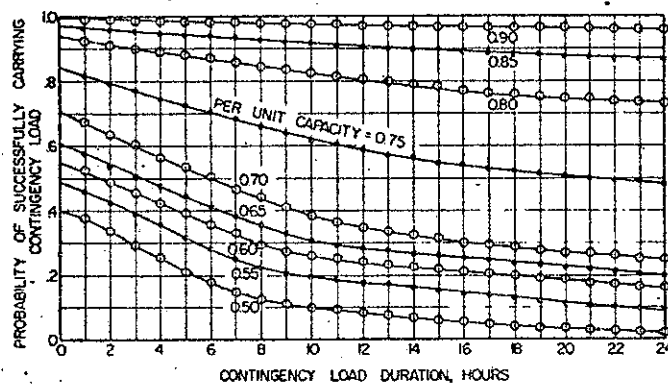


Figure 4 - Probability that contingency load can be carried successfully.

O gráfico mostra uma típica família destas curvas de contingência. O valor por unidade de cada uma das curvas é a medida da redundância do circuito e é definida como a capacidade de suprimento da linha pela máxima carga que seria obrigada a assumir no caso de uma contingência.

Se o sistema for composto de duas linhas de transmissão em paralelo, a carga máxima de uma contingência para o outro componente será igual à soma das cargas máximas normais dos dois componentes. Se o sistema for mais complexo, este valor só poderá ser determinado através de estudos de "load-flow".

Como é de se esperar, a probabilidade de alimentar com êxito a carga de uma contingência aumenta em relação ao intervalo de tempo, da mesma maneira como o fator de carga diminui. Isto é verdade devido ao fato da carga estar abaixo da capacidade do componente por grandes períodos de tempo.

Se a duração da parada é constante, a probabilidade de êxito ou falha para uma dada duração da contingência poderá ser lida diretamente das curvas. Todavia, a duração da contingência é aproximadamente uma distribuição estatística exponencial e daí a probabilidade de uma para da total com uma contingência será:

$$P = 1 - \int_0^{\infty} Q(x) dM(x) \quad (31)$$

onde:

$Q(x) \equiv$ probabilidade de que os componentes em operação possam alimentar com êxito a carga de uma contingência por um tempo x .

$M(x) = 1 - e^{-\frac{x}{\tau_1}} \equiv$ probabilidade de que o reparo do componente defeituoso seja completado no tempo x .

Como é extremamente difícil obter uma função contínua para $Q(x)$, a equação 31 poderá ser colocada na sua forma discreta, ou seja:

$$P = 1 - \sum_j Q(x_j) [M(x_j) - M(x_j - 1)] \quad (32)$$

Nos intervalos de tempo superiores a 24 horas, a probabilidade de interrupção durante condições de sobrecarga para uma contingência, permanece aproximadamente constante e daí poderemos reescrever a equação 32 como se segue:

$$P = 1 - \left\{ \sum_{j=1}^{24} Q(x_j) [M(x_j) - M(x_{j-1})] \right\} - Q(24)M(24) \quad (33)$$

$Q(x_j)$ é lido de uma curva de contingência para $x_j = 0, 1, 2, \dots, 24$ horas

Se o tempo de reparo do componente defeituoso segue uma distribuição exponencial com uma média de interrupções de 6 anos, a equação

33 ficará:

$$P = 1 - \sum_{j=1}^{24} Q(x_j) \left[e^{-\frac{(j-1)}{8760\theta}} - e^{-\frac{j}{8760\theta}} \right] - Q(24) \cdot e^{-\frac{24}{8760\theta}} \quad (34)$$

Vamos considerar agora um sistema de duas linhas em paralelo; o número de interrupções por ano com bom tempo e mau tempo, devido sobre carga, será:

$$\lambda_{oe} = \lambda_1 P_2 + \lambda_2 P_1 \quad (\text{interrupções por sobrecarga/ano de tempo bom}) \quad (35)$$

$$e \quad \lambda'_{oe} = \lambda'_1 P_2 + \lambda'_2 P_1 \quad (\text{interrupções por sobrecarga/ano de tempo mau}) \quad (36)$$

onde P_i é a probabilidade de que o componente i não ser capaz de manter a carga de contingência.

O valor equivalente será:

$$\lambda_{afe} = \frac{N}{N+S} \lambda_{oe} = \frac{S}{N+S} \lambda'_{oe} \quad (\text{interrupções por sobrecarga/ano}) \quad (37)$$

Nestas expressões estamos incluindo as falhas que possam levar o sistema a um colapso total, sendo que estas falhas não são incluídas como causadoras de interrupção por sobrecarga. Todavia, o erro será pequeno tendo em vista que estas falhas são um número muito menor comparadas com o número total de paradas forçadas dos componentes que não provocam colapso.

Para sistemas constituídos por 3 ou mais linhas em paralelo, o cálculo pode ser desenvolvido da mesma maneira que o foi para duas linhas.

Por exemplo, com três linhas em paralelo e bom tempo:

$$\lambda_{oe} = \lambda_1 \cdot P_{2,3} + \lambda_2 \cdot P_{1,3} + \lambda_3 \cdot P_{1,2} + \lambda_{1,2} \cdot P_3 + \lambda_{1,3} \cdot P_2 + \lambda_{2,3} \cdot P_1 \quad (38)$$

onde:

λ_i = número de interrupções do componente i com bom tempo.

$\lambda_{i,j}$ = número de interrupções do componente composto de i, j em paralelo

P_i = probabilidade de que o componente i não consiga alimentar a carga estando os outros desligados.

$P_{i,j}$ = probabilidade de que o componente composto i,j em paralelo consiga alimentar a carga estando o outro desligado.

Expressão semelhante obteríamos para o caso de mau tempo.

2.6

COMPONENTE EQUIVALENTE TOTAL

Antes de efetuarmos as reduções série-paralelo para se obter a confiabilidade nos pontos de carga, cada linha de transmissão deve ser identificada com todos os equipamentos que a compõe e substituída por um componente equivalente. A proporção de interrupção total destes componentes equivalentes deverá incluir os efeitos de falhas, manutenção e sobrecarga que vimos até agora.

No caso de sistemas compostos por uma única linha, as interrupções por sobrecarga não devem ser incluídas, ficando o número de interrupções total por ano assim:

$$\lambda_{\text{Total}} = \lambda_{fe} + \lambda''_e = \sum_{i=1}^n \left(\frac{N}{N+S} \lambda_i + \frac{S}{N+S} \lambda'_i \right) + \sum_{i=1}^n \lambda''_i \quad (\text{falhas/ano}) \quad (39)$$

e o tempo esperado de interrupção será:

$$\sigma_{\text{Total}} = \frac{\lambda_{fe} \sigma_{fe} + \lambda''_e \sigma''_e}{\lambda_{\text{Total}}} \quad (\text{anos}) \quad (40)$$

Para duas linhas em paralelo, teremos:

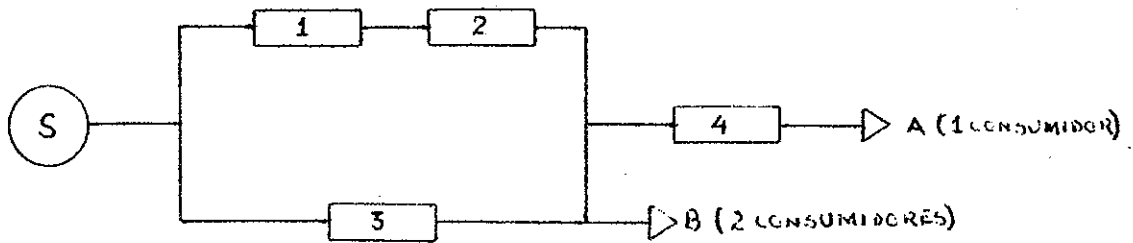
$$\lambda_{\text{Total}} = \lambda_e + \lambda'_e + \lambda''_e + \lambda_{ofe} \quad (\text{falhas/ano}) \quad (41)$$

$$\sigma_{\text{Total}} = \frac{\lambda_e \sigma_e + \lambda'_e \sigma'_e + \lambda''_e \sigma''_e + \lambda_{ofe} \sigma_{ofe}}{\lambda_{\text{Total}}} \quad (\text{anos}) \quad (42)$$

2.7

EXEMPLO DE CÁLCULO

Seja o seguinte sistema (esquema na página 19):



cujas características são:

- a) $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_3 = \lambda_4 = 0,4$ falhas/ano de bom tempo
- b) $\lambda'_1 = \lambda'_2 = \lambda'_3 = \lambda'_4 = 20$ falhas/ano de mau tempo
- c) $\lambda''_1 = \lambda''_2 = \lambda''_3 = 2$ paradas manutenção/ano
- d) $G_1 = G_2 = G_3 = G_4 = 8,76 \text{ horas} = 10^{-3} \text{ anos}$
- e) $G''_1 = G''_2 = G''_3 = 8,76 \text{ horas} = 10^{-3} \text{ anos}$
- f) $\lambda''_4 = 0$ e G''_4 não é significativo, pois a manutenção deste componente implica em interrupção do consumidor A
- g) As capacidades dos componentes 1, 2 e 3 são de 90% do pico de carga para uma contingência que eles tenham que manter.
- h) Os valores esperados de bom tempo e mau tempo são:
 $S = 1,25 \text{ horas} = 1,43 \times 10^{-4} \text{ anos}$
 $N = 191 \text{ horas} = 2,18 \times 10^{-2} \text{ anos}$

2.7.1 Vamos primeiro reduzir os componentes série. Os componentes 1 e 2 serão reduzidos a um equivalente El

$$\lambda_{El} = \sum_{i=1}^2 \lambda_i = 0,4 + 0,4 = 0,8 \text{ falhas/ano de bom tempo}$$

$$\lambda'_{El} = \sum_{i=1}^2 \lambda'_i = 20 + 20 = 40 \text{ falhas/ano de mau tempo}$$

$$\lambda''_{El} = \sum_{i=1}^2 \lambda''_i = 2 + 2 = 4 \text{ paradas manutenção/ano}$$

O número de interrupções equivalentes para El será:

$$\lambda_{fEl} = \lambda_{f1} + \lambda_{f2} = \frac{N}{N+S} \lambda_1 + \frac{S}{N+S} \lambda'_1 + \frac{N}{N+S} \lambda_2 + \frac{S}{N+S} \lambda'_2$$

$$\lambda_{fEl} = \frac{2,18 \times 10^{-2}}{2,18 \times 10^{-2} + 1,43 \times 10^{-4}} 0,4 + \frac{1,43 \times 10^{-4}}{2,18 \times 10^{-2} + 1,43 \times 10^{-4}} 20 + \dots$$

$$+ \frac{2,18 \times 10^{-2}}{2,18 \times 10^{-2} + 1,43 \times 10^{-4}} 0,4 + \frac{1,43 \times 10^{-4}}{2,18 \times 10^{-1} + 1,43 \times 10^{-4}} 20$$

$$\therefore \lambda_{fEl} = 1,054 \text{ paradas forçadas/ano}$$

O valor esperado para tempo de reparo no caso de falhas e interrupções para manutenção de E_1 serão:

$$\sigma_{fEl} = \frac{\sum_{i=1}^2 \lambda_{fi} \sigma_i}{\lambda_{fEl}} = 10^{-3} \text{ anos}$$

$$\sigma''_{fEl} = \frac{\sum_{i=1}^2 \lambda''_{fi} \sigma''_i}{\lambda''_{El}} = 10^{-3} \text{ anos}$$

2.7.2 Será efetuada agora a redução paralela de 3 com E_1 , dando o componente equivalente E_2 .

$$\begin{aligned} \textcircled{24} \quad \lambda_{E2} &= \lambda_3 \lambda_{El} (\sigma_3 + \sigma_{fEl}) + \frac{S}{N} (\lambda'_3 \lambda_{El} \sigma_{fEl} + \lambda'_{El} \lambda_3 \sigma_{fEl}) \\ &= 0,4 \times 0,8 (10^{-3} + 10^{-3}) + \frac{1,43 \times 10^{-4}}{2,18 \times 10^{-2}} (20 \times 40 \times 10^{-3} + 40 \times 20 \times 10^{-3}) \end{aligned}$$

$$\therefore \lambda_{E2} = 8,50 \times 10^{-4} \text{ (falhas/ano de bom tempo)}$$

e,

$$\begin{aligned} (25) \quad \lambda'_{E2} &= \frac{N}{S} \left[\frac{S}{N} (\lambda_3 \lambda'_{E1} \sigma_3 + \lambda_{E1} \lambda_3 \sigma_{fE1}) + \frac{2S^2}{N} \lambda_3 \lambda'_{E1} \right] \\ &= \frac{2,18 \times 10^{-2}}{1,43 \times 10^{-4}} \left[\frac{1,43 \times 10^{-4}}{2,18 \times 10^{-2}} (0,4 \times 40 \times 10^{-3} + 0,8 \times 20 \times 10^{-3}) + \dots \right. \\ &\quad \left. + \frac{2(1,43 \times 10^{-4})^2}{2,18 \times 10^{-2}} \times 20 \times 0,8 \right] \end{aligned}$$

$$\therefore \lambda'_{E2} = 0,261 \text{ falhas/ano de mau tempo.}$$

Assim, para E_2 teremos, para paradas de manutenção

$$\begin{aligned} (29) \quad \lambda''_{E1} &= \lambda''_3 \lambda_{E1} \sigma''_3 + \lambda''_{E1} \lambda_3 \sigma''_{E1} = 2 \times 0,8 \times 10^{-3} + 4 \times 0,8 \times \\ &\quad \times 10^{-3} \quad \therefore \lambda''_{E1} = 3,20 \times 10^{-3} \text{ paradas manutenção/ano} \end{aligned}$$

Para interrupções por falhas, teremos:

$$\lambda_{fE2} = \frac{N}{N+S} \lambda_{E2} + \frac{S}{N+S} \lambda'_{E2} \quad \therefore \lambda_{fE2} = 2,55 \times 10^{-3} \text{ falhas/ano}$$

O valor esperado para o tempo de reparo por falhas será:

$$\sigma_{fE2} = \frac{\sigma_3 \times \sigma_{fE1}}{\sigma_3 + \sigma_{fE1}} = \frac{10^{-3} \times 10^{-3}}{10^{-3} + 10^{-3}} \quad \sigma_{fE2} = 5 \times 10^{-4} \text{ anos}$$

O valor esperado para o tempo de interrupção devido manutenção será:

$$\begin{aligned} (30) \quad \sigma''_{E2} &= \left(\frac{\lambda''_3 \lambda_{E1} \sigma''_3}{\lambda''_3 \lambda_{E1} \sigma''_3 + \lambda''_{E1} \lambda_3 \sigma''_{E1}} \right) \left(\frac{\sigma_{fE1} \sigma''_3}{\sigma_{fE1} + \sigma''_3} \right) + \dots \\ &+ \left(\frac{\lambda''_{E1} \lambda_3 \sigma''_{E1}}{\lambda''_3 \lambda_{E1} \sigma''_3 + \lambda''_{E1} \lambda_3 \sigma''_{E1}} \right) \left(\frac{\sigma_3 \sigma''_{E1}}{\sigma_3 + \sigma''_{E1}} \right) \\ &= \left(\frac{2 \times 0,8 \times 10^{-3}}{2 \times 0,8 \times 10^{-3} + 3,2 \times 10^{-3} \times 0,4 \times 10^{-3}} \right) \left(\frac{5 \times 10^{-4} \times 10^{-3}}{5 \times 10^{-4} + 10^{-3}} \right) + \dots \end{aligned}$$

$$+ \left(\frac{4 \times 0,4 \times 10^{-3}}{2 \times 0,8 \times 10^{-3} + 3,2 \times 10^{-3} \times 0,4 \times 10^{-3}} \right) \left(\frac{10^{-3} \times 10^{-3}}{10^{-3} + 10^{-3}} \right)$$

$$\therefore G_{E2}'' = 5 \times 10^{-4} \text{ anos}$$

Como as duas linhas não têm redundância 100% é necessário calcular as interrupções por sobrecarga.

O gráfico já apresentado é aplicado a este exemplo e assim, teremos:

$$P_{E1} = 1 - \sum_{j=1}^{24} Q(x_j) \left[e^{\frac{-(j-1)}{8760 G_3}} - e^{\frac{-j}{8760 G_3}} \right] - Q(24) e^{\frac{-24}{8760 G_3}}$$

e calculando $P_{E1} = 0,019$

$$P_3 = 1 - \sum_{j=1}^{24} Q(x_j) \left[e^{\frac{-(j-1)}{8760 G_{E1}}} - e^{\frac{-j}{8760 G_{E1}}} \right] - Q(24) e^{\frac{-24}{8760 G_{E1}}}$$

donde $P_3 = 0,019$

Neste caso, teremos:

$$\begin{aligned} \lambda_{ofE2} &= \frac{N}{N+S} (\lambda_{E1} P_3 + \lambda_3 P_{E1}) + \frac{S}{N+S} (\lambda'_{E1} P_3 + \lambda'_3 P_{E1}) = \\ &= \frac{2,18 \times 10^{-3}}{2,18 \times 10^{-3} + 1,43 \times 10^{-4}} (0,8 \times 0,019 + 0,4 \times 0,019) + \dots \\ &+ \frac{1,43 \times 10^{-4}}{2,18 \times 10^{-2} + 1,43 \times 10^{-4}} (40 \times 0,019 + 20 \times 0,019) \end{aligned}$$

$$\therefore \lambda_{ofE2} = 0,03 \text{ interrupções sobrecarga/ano}$$

Nestas condições:

$$\lambda_{T_{E2}} = \lambda_{f_{E2}} + \lambda_{E2}'' + \lambda_{ofE2}$$

$$\lambda_{T_{E2}} = 3,575 \times 10^{-2} \text{ interrupções/ano}$$

O valor esperado do tempo de interrupção será

$$G_{T_{E2}} = \frac{\lambda_{f_{E2}}}{\lambda_{T_{E2}}} G_{f_{E2}} + \frac{\lambda''_{E2}}{\lambda_{T_{E2}}} + \frac{\lambda_{f3} P_{E1}}{\lambda_{T_{E2}}} G_3 + \frac{\lambda_{f_{E1}} P_3}{\lambda_{T_{E2}}} G_{E1}$$

$$\therefore G_{T_{E2}} = 8,2 \text{ horas}$$

Estes dois últimos valores serão o número de interrupções e o tempo de interrupções do consumidor B.

Para este consumidor, o tempo médio das interrupções por ano será:

$$U_B = \frac{G_{T_{E2}}}{G_{T_{E2}} + \frac{1}{\lambda_{T_{E2}}}} = \frac{8,2}{8,2 + \frac{1}{3,575 \times 10^{-2}}} \therefore U_B = 0,293 \text{ h/anos}$$

A probabilidade de que qualquer interrupção dure mais do que 24 horas será:

$$P_{B > 24h} = e^{\frac{-24}{G_{T_{E2}}}} = e^{\frac{-2,4}{8,2}} = 0,053$$

2.7.3 O índice de confiabilidade do consumidor A é obtido efetuando a série de 4 com E₂:

$$\lambda_{T_{E3}} = \lambda_{f_{E3}} + \lambda''_{E3} = \lambda_{f_{E2}} + \lambda_{f4} + \lambda''_{E2} + \lambda''_4 = 0,562 \text{ interrup/ano}$$

$$G_{T_{E3}} = \frac{\lambda_{f_{E3}} G_{f_{E3}} + \lambda''_{E3} G''_{E3}}{\lambda_{T_{E3}}} \quad \text{onde } G_{f_{E3}} = \frac{\lambda_{f_{E2}} G_{E2} + \lambda_{f4} G_4}{\lambda_{f_{E3}}} \text{ e}$$

$$G''_{E3} = G''_{E2} \quad \therefore G_{T_{E3}} = 8,71 \text{ horas}$$

$$U_A = \frac{G_{T_{E3}}}{G_{T_{E3}} + \frac{1}{\lambda_{T_{E3}}}} = 4,9 \text{ horas/ano}$$

$$P_A > 24 \text{ horas} = 0,064$$

2.7.4 Os índices de confiabilidade de todo o sistema serão:

$$\bar{\lambda} = \frac{n^{\circ} \text{ consumidores A } (\lambda_{E3}^T) + n^{\circ} \text{ consumidores B } (\lambda_{E2}^T)}{\text{número total de consumidores}}$$

$$\bar{\lambda} = 0,211 \text{ interrupções/ano}$$

Tempo de restabelecimento médio para qualquer dos 3 consumidores:

$$\bar{G} = \frac{n^{\circ} \text{ de consumidores A } (G_{E3}^T) + n^{\circ} \text{ consumidores B } (G_{E2}^T)}{\text{número total de consumidores}}$$

$$\bar{G} = 8,37 \text{ horas}$$

Tempo médio de interrupção:

$$\bar{U} = \frac{n^{\circ} \text{ consumidores A } (U_A) + n^{\circ} \text{ consumidores B } (U_B)}{\text{número total de consumidores}}$$

$$\bar{U} = 1,83 \text{ horas}$$

Número máximo de interrupções esperado para qualquer consumidor será:

$$\lambda_{\text{máx}} = \lambda_{T_{E3}} = 0,562 \text{ interrupções/ano}$$

Máximo tempo de restabelecimento para qualquer consumidor:

$$G_{\text{máx}} = G_{T_{E3}} = 8,71 \text{ horas}$$

III - CONFIABILIDADE EM TERMINAIS E SUBESTAÇÕES

No projeto de uma subestação existem opções no que diz respeito à escolha de uma configuração barramento-disjuntor, que pode ser avaliada através de um estudo quantitativo de confiabilidade, tendo em vista obter-se a máxima confiabilidade com o mínimo investimento.

Dois recursos podem ser utilizados para proporcionar esta otimização:

a) Métodos digitais de simulação de fluxo de energia, cujo aperfeiçoa-

mento aumenta dia a dia, permitindo medir o desempenho de linhas de transmissão e subestações.

b) Estatísticas de Previsão de Eventos que oferecerá um método de determinação da frequência com que certos defeitos ocorrerão.

A combinação destes dois recursos permitirão um julgamento da confiabilidade de subestações em operação.

3.1 RECONHECIMENTO DOS DIVERSOS DEFEITOS

No julgamento da confiabilidade de subestações, de imediato vemos que a análise dos tipos de defeitos já ocorrido em subestações em operação permitirá reconhecermos e prevermos a frequência de ocorrências de certos tipos de defeitos.

Por exemplo, de uma tabela da Federal Power Commission (FPC) dos Estados Unidos, datada de 1967, observa-se que de 200 defeitos ocorridos em subestações no ano anterior, 39 foram devido a falhas em diversos equipamentos e 12 considerados como erros de operação. Das falhas em equipamento, 11 foram motivadas por equipamentos de proteção, controle e supervisão.

Este tipo de estatística serve para situar a relativa frequência de defeitos em pontos localizados do sistema (subestações, por exemplo) e também como um dado valioso para os projetistas de subestações que poderão rever suas técnicas de projetos bem como para a manutenção e operação desses equipamentos.

3.2 FALHAS, CAUSAS E CONSEQUÊNCIAS

O efeito que a falha de um componente do sistema pode ocasionar, será bem diferente dependendo da causa que originou esta falha.

Assim, por exemplo, vamos considerar um disjuntor que se encontra ligado porém em condições não operativas. Ele poderá operar em condições satisfatórias até o momento em que receber o "trip" de desligar.

a) Vamos considerar casos em que outros equipamentos de proteção são re

queridos para remover o disjuntor defeituoso. Nestas condições, a falha deverá ser removida por uma proteção de retaguarda e esta ação deverá aumentar a extensão do efeito da falha.

b) A outra maneira de se remover este defeito consiste na manutenção preventiva adequada através, por exemplo, do desligamento de outro disjuntor que na área imediata do defeituoso remove esta falha, minimizando suas consequências.

Nesta última categoria, devem ser incluídas manutenções programadas, reparos programados, testes e mesmo "trips" falsos.

Há necessidade de se reconhecer também os defeitos de caráter transitório e os que persistem. Por exemplo, quando um raio cai sôbre uma linha de transmissão, o defeito surgido será eliminado pelo desligamento do disjuntor e seu religamento automático (alguns ciclos) logo que a deionização do ar se verificou. A consequência é bem diferente do caso de uma fase partida de uma linha de transmissão que é um defeito permanente necessitando de desligamento para reparos.

3.3 MÉTODO PARA AVALIAR A CONFIABILIDADE PARA UMA SUBESTAÇÃO E CIRCUITOS DE DISTRIBUIÇÃO:

Primeiramente, vamos expor teoricamente o método e posteriormente exemplificá-lo através de um caso simples.

Deverá ser seguida a seguinte sequência:

3.3.1 Descrição física do sistema:

Especificar o fornecimento de energia bem como a carga dependente da subestação.

Especificar os equipamentos e classificar as impedâncias das interligações e circuitos do estudo em pauta.

Especificar os equipamentos e circuitos interrompidos, tarifas, estatísticas de reparos e outros requisitos de manutenção, ou seja, a unidade de tempo estipulada para manutenção e a duração média da manutenção real.

3.3.2 Critério de desempenho

Deverá ser estipulado o critério ideal de desempenho do sistema, visando a melhor operação do mesmo. Este critério deverá levar em conta as sobrecargas admissíveis em equipamentos, linhas e circuitos, variação permissível da frequência, limites ideais de tensão dos barramentos e continuidade de circuitos.

3.3.3 Confiabilidade desejada

Estabelecer um nível satisfatório para o desempenho do sistema. Em termos negativos, este nível poderá ser expresso através de ocorrências que façam com que o sistema não consiga manter o critério de desempenho desejado. Por exemplo, suponhamos uma Terminal que possua um único banco transformador com regulador e linhas de cargas radiais sem ligação com outras terminais. No caso de anomalia no regulador, ficando o mesmo isolado, as tensões nas barras secundárias ficarão fora de controle, saindo dos limites ideais propostos.

Em termos positivos, este nível poderá ser expresso qualitativamente através das contingências, isto é, o número de defeitos permissíveis que um sistema pode suportar e ainda manter o critério de desempenho. Assim, por exemplo, no nosso sistema de distribuição subterrânea com 4 cabos alimentadores, a interrupção de um deles não afetará o fornecimento de energia aos consumidores.

Este nível poderá ser situado numericamente em termos de Confiabilidade do desempenho do sistema e medido através de intervalo de tempo entre ocorrências que levam o sistema a falhar.

O nível de desempenho do sistema poderá ser colocado em termos de unidade de tempo, ou seja, a Avaliabilidade ou Estimativa do sistema que é o tempo que o sistema necessita para manter o critério de desempenho.

3.3.4 Modos de falha e Análise dos efeitos

Neste item, devemos procurar a sequência em que pesquisaremos as falhas e suas respectivas consequências, bem como investigar estas falhas sob o ponto de vista dos níveis de contingências.

Assim, serão especificadas as condições de carga do sistema e analisa-

dos os reparos de manutenção que são necessário devido à falha.

Isto pôsto, a consequência da falha poderá ser avaliada como se segue:

- 3.3.4.1 Determinar a consequência da falha no sistema de proteção e a resultante ação dos disjuntores ou outros equipamentos que isolem o defeito.
- 3.3.4.2 Determinar a consequência da ação do disjuntor ou outros equipamentos sobre o sistema elétrico. Determinar se houve sobrecargas, tensões fora da faixa, interrupção de carga, etc.
- 3.3.4.3 Determinar se o critério de desempenho do sistema foi violado.
- 3.3.4.4 Se o critério de desempenho foi violado, quais são as medidas necessárias para colocar o sistema de volta ao seu estágio inicial:
 - transferência automática possível?
 - transferência manual possível?
 - defeitos nos circuitos?
 - Reparos exigidos?
- 3.3.4.5 Registrar as consequências da falha nos terminais afetados, isto é, para cada terminal afetado, registrar o tipo de falha, probabilidade do evento e duração do mesmo.

3.3.5 Acúmulo das falhas

Deverá ser preparada uma lista dos tipos de falhas que violam os critérios de desempenho estabelecidos. Esta lista deverá ser ordenada segundo a probabilidade da falha (ou sua frequência), a fim de pré-estabelecermos os tipos de falhas que esperamos venham causar maiores problemas.

A seguir, deverá ser combinada a falha com a sua probabilidade e frequência. Desde que cada falha possa ser descrita de uma forma exata, a probabilidade de ocorrência da falha no sistema é igual à soma das Avaliabilidades (estimativas) dos eventos de falha.

A Estimativa da falha é igual ao produto da frequência de ocorrência da falha pela duração da mesma (é uma unidade de tempo).

Para falhas não consecutivas, a frequência de acúmulo de falhas é igual

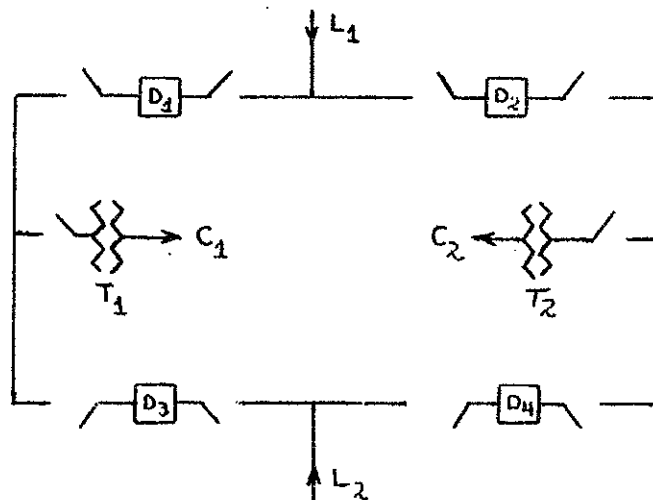
à soma das frequências de ocorrência das mesmas. Em decorrência, teremos um número pequeno e geralmente desprezível se fôr adotado que todas as falhas serão não consecutivas.

A Avaliabilidade do Sistema e sua Confiabilidade podem agora ser comparadas com o objetivo final. Deve-se levar em conta que o ideal seria não estabelecer um objetivo final e sim procurar encontrar formas lógicas de estabelecer melhorias no sistema, de modo a minimizar as causas fundamentais que mais contribuem na alteração do sistema.

3.4 EXEMPLO PRÁTICO PARA UMA SUBESTAÇÃO

3.4.1 Descrição física do sistema

Seja o barramento em anel da figura:



O suprimento de energia é efetuado através de duas linhas (L_1 e L_2). Estas linhas, poderemos considerar como elementos de funções estatísticas independentes da subestação.

Os efeitos ambientais e humanos (erros de manobra) serão desprezados. Os circuitos C_1 e C_2 alimentam múltiplos circuitos de distribuição (por exemplo, networks) radiais.

A carga de cada transformador é igual à metade do pico anual da subestação.

As características de cada um dos disjuntores não são elementos limitadores.

A tabela que vem a seguir nos fornece os dados de interrupção, reparos

e manutenções assumidos.

EQUIPAMENTOS	DEFEITOS NÚMERO/ANO	INTERRUPÇÕES DURAÇÃO (HORAS)	NÃO AVALIABILIDADE
DISJUNTORES			
- falha de disjuntor	0,007	72	-
- manutenção	-	16	0,004
- probabilidade de não operação	-	-	0,0005
TRANSFORMADORES			
- interrupções forçadas	0,012	168	-
- manutenção	-	12	0,004
BARRAMENTO			
- interrupções forçadas	0,007	3,5	-
- manutenção (coordenada com as linhas)	-	18	0,003
LINHAS DE TRANSMISSÃO			
- interrupções forçadas	0,5	23	-
- manutenção	-	15	0,005

3.4.2 Critério de desempenho

Uma operação ideal deste sistema é obtida quando:

- 3.4.2.1 - Cada linha de transmissão (L_1 ou L_2) pode transmitir energia para os circuitos (C_1 e C_2)
- 3.4.2.2 - A carga dos transformadores da subestação não deve exceder os dados de projeto.

3.4.3 Confiabilidade desejada

O exemplo ilustrará uma previsão das interrupções da subestação

3.4.4 Modos de falhas e Análise dos efeitos

Os modos de falha e análise dos efeitos foram estabelecidos levando em consideração a possibilidade de um defeito (uma contingência) ou de um duplo defeito (dupla contingência).

Todos os defeitos que conduzem a uma perda da subestação estão listados na tabela anexa.

F A L H A S	DADOS DA OCORRÊNCIA				EFEITOS DA FALHA		
	Combina- ções ①	Restabelecimento (Meios) ②	Duração Horas ③	Freq./Mil anos ④	Freq. Mil ⑤	Horas/Mil anos ⑥	Ordem na Freq. ⑦
I - FALHA DE DISJ. COM OUTRO DISJ. INOPERANTE (SEM CONDIÇÕES DE DESLIGAR)	8	Por abertura de chaves	1	0,0035	0,028	0,028	8
II- INTERRUPÇÃO FORÇADA COM MANUTENÇÃO DE OUTRO COMPONENTE							
Ⓐ Linha com/linha e barramento em manut. - interrupção de linha/manut. na outra - interrupção de linha e barra/manut. na outra e barra - falha de disjuntor/manut. de outro	2 4	Por reparo Por reparo Por abertura de chaves	9,1 2,8 1	50 7 7	0,5 0,07 0,14	4,52 0,196 0,14	1 6 2
Ⓑ Transformador e Barra em manutenção - interrupção no transformador/manutenção no outro - interrupção no transf. e barra/manutenção no outro - falha no disjuntor/manutenção	2 2 4	Por reparo Por reparo Por abertura de chaves	11,2 2,7 1	12 7 7	0,096 0,056 0,112	1,07 0,152 0,112	5 7 3
Ⓒ Falha no disjuntor/manutenção em disjuntor	4	Por abertura de chaves	1	7	0,112	0,112	3
III- FALHAS COMUNS							
-(transformador + barra) ²	2	reparos	53,5	0,0044	0,0089	0,475	-
-(linha + barra) ²	2	reparos	10,3	0,0076	0,0152	0,313	-
-(disjuntor) ² - oposto	4	Abertura de chaves	1	0,0044	0,0016	0,0016	-
-(disjuntor) ² - adjacente	8	Abertura de chaves	1	0,56 x 10 ⁻⁵	0,00004	0,00004	-
- disjuntor e transformador	8	Abertura de chaves	1	0,0016	0,0129	0,0129	-
- disjuntor e linha	8	Abertura de chaves	1	0,00091	0,0073	0,0073	-
- barramento e disjuntor	16	Abertura de chaves	1	0,00002	0,0003	0,0003	-

Interrupção na S/E

Frequência/ 1.000 anos	Horas/ 1.000 anos
1,16	7,14

Duração média

6,2 horas

A primeira ocorrência listada na tabela mostra o que acontece quando uma falha ocorre em um disjuntor, e já existe um outro disjuntor inoperante (sem condição de desligar). Assim, por exemplo:

Suponhamos que o disjuntor D_1 está com defeito e o disjuntor D_2 , neste instante, está inoperante. Haverá um sinal de proteção que enviará "trip" para os disjuntores D_2 e D_3 . O disjuntor D_2 desligará e então se desligará o disjuntor D_4 por proteção de retaguarda. O disjuntor da linha L_1 na sua fonte, operará também. Os circuitos C_1 e C_2 podem ser restabelecidos através da isolação dos disjuntores D_1 e D_2 e efetuando o suprimento aos transformadores através da linha L_2 .

Vamos admitir que o tempo para analisar, testar e isolar os disjuntores D_1 e D_2 seja de uma hora.

- Coluna ① mostra que existem 8 tipos de falha dessa natureza que podem colocar a subestação a zero.
- Coluna ② dá os meios de restabelecimento para cada tipo de falha.
- Coluna ③ dá os tempos de restabelecimento para cada tipo de falha.
- Coluna ④ a probabilidade de que um disjuntor esteja inoperante, a qualquer instante, foi assumida como 0,0005 na tabela anterior. O número de defeitos por ano (frequência) pela mesma tabela, foi assumido ... 0,007 por ano. No caso, o acontecimento do disjuntor D_1 apresentar uma falha estando o D_2 inoperante será: $0,0005 \times 0,007 = 0,0000035/\text{ano}$.

NOTA: rigorosamente falando, esta frequência é a medida das ocorrências por ano, assumindo que o disjuntor nunca falhará quando estiver desligado para manutenção. Da mesma forma, a S/E nunca poderá desligar se já estiver desligada. Nestas condições, as horas de manutenção por ano e as horas de falha por ano, deverão ser deduzidas do período de horas de operação por ano. No caso considerado, foi desprezado.

- Coluna ⑤ o produto das combinações possíveis, 8 na coluna 1 pela frequência da ocorrência, coluna 3, e que é 0,0000035 dá a frequência das consequências na S/E e que será: $8 \times 0,0000035 = 0,0000028/\text{ano} = 0,028/1.000 \text{ anos}$.

- Coluna (6) mostra o produto da frequência da ocorrência, coluna 3, pela duração em horas, que será igual às horas de interrupção na S/E.
- Coluna (7) mostra a classificação de ordem nas falhas. Desta forma, no exemplo considerado, o disjuntor inoperante + falha de um outro disjuntor é o 8º na escala dos defeitos observados.

O efeito de tôdas as formas listadas na tabela mostra que haverá em mil anos, 1.160 desligamentos com duração de 7.140 horas, o que, em média, representa que em cada 860 anos da S/E haverá 1 desligamento com a duração média de 6,2 horas.

3.4.5 Acúmulo de falhas

As ocorrências que mais contribuem para as interrupções são desligamentos de linha, disjuntor e transformador, durante a parada de manutenção de uma linha ou transformador.

É necessário tomar muito cuidado antes de classificá-los e combiná-los em um composto, como foi feito quando calculamos a duração média de 6,2 horas para uma interrupção, que segundo os cálculos ocorrerá cada 860 anos.

3.4.6 Conclusão

Métodos para avaliação passo a passo de sistemas complexos de subestação e transmissão no que se refere à confiabilidade existem e são perfeitamente possíveis.

As operações lógicas e aritméticas, quase sempre extremamente complexas para poder representar tais sistemas, podem ser resolvidas por processos digitais, de tal forma que pode ser efetuada uma metodização dos sistemas e sua aplicação em Companhias de Energia Elétrica.

Este trabalho se baseou fundamentalmente nos seguintes artigos:

a) Reliability Procedures for Substations

Robert J. Ringle

b) Reliability Procedures for Subtransmission and Distributions Systems

J. H. Cooper and P.B. Shortley

Ambos os trabalhos citados foram expostos no IEEE Tutorial Course -
Probability Analysis of Power System Reliability.

00

Eng^{os}: João Bosco V. O. Paes

Roberto L. Stamm

José Carlos Penna Drugg