

ENGENHARIA ELETRICA



U F P E

AVALIAÇÃO DE PÓS-OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA :
O CASO DA COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SAO FRANCISCO

T E S E

Presentada ao
Mestrado em Engenharia Elétrica da UFPE

por

Teófilo de Holanda Cavalcanti

Como um dos requisitos para
obtenção do título de

Mestre

Orientador : *Fernando Menezes Campeilo de Souza*

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA
COORDENAÇÃO DO MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE TESE DE MESTRADO DE
TEÓFILO DE HOLANDA CAVALCANTI


TÍTULO

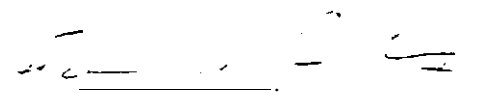
"AVALIAÇÃO DE PÓS-OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA:
O CASO DA COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO"

A Comissão Examinadora composta pelos professores:
Fernando Menezes Campello de Souza, DES/UFPE, Manoel Afonso de Car-
valho Júnior, DEESP/UFPE e Francisco de Souza Ramos, CSSA/UFPE, sob
a presidência do primeiro, consideram o candidato TEÓFILO DE HOLAN-
DA CAVALCANTI APROVADO COM DISTINÇÃO.

Recife, 30 de setembro de 1993.

FERNANDO MENEZES CAMPELLO DE SOUZA


MANOEL AFONSO DE CARVALHO JÚNIOR


FRANCISCO DE SOUZA RAMOS

AVALIAÇÃO DE PÔS-OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTENCIA
O CASO DA COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SAO FRANCISCO

T E S E

Apresentada ao
Mestrado em Engenharia **Elétrica** da UFPE

por

Teófilo de Holanda Cavalcanti

Como um dos requisitos para
obtenção do título de

Mes t re

Orientador : *Fernando Menezes Campeilo de Souza*

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO

Setembro - 1993

Dedico este trabalho a

Ana **Cristina**

Mariana

Tiago

e

Ni se

AGRADECIMENTOS

Quero aproveitar a oportunidade para externar os meus agradecimentos à uma série de pessoas que foram importantes e colaboraram, direta ou indiretamente para a realização deste trabalho..

Ao Professor Fernando Campeilo pela sua orientação, amizade e discernimento sempre mostrando uma maneira diferente de abordar um assunto. Aos também professores do Mestrado em Engenharia Elétrica, que contribuíram para melhoria de minha formação: Ascendino Flávio, Gauss Cordeiro, Maria Carvalho e Afonso Carvalho. Ao Professor Hélio Magalhaes, coordenador do Mestrado, e à Andréa Tenório secretária, sempre tão positivos em suas atividades..

Aos meus colegas gerentes na CHESF que possibilitaram o treinamento junto a UFPE: Dário Gueiros, Saulo Cisne, os Ildibas Nascimento e José Carlos Fernandes. Aos colegas da Divisão de Controle de Qualidade Operacional pela ajuda na coleta e troca de idéias sobre os dados históricos usados neste trabalho.

A Paulo Ribeiro, Consultor Internacional para assuntos de qualidade de Energia Elétrica, pela leitura crítica de uma versão inicial deste trabalho e pelas sugestões efetuadas ..

A minha esposa pelo apoio e ajuda na digitação do texto. Aos meus filhos, pela paciência que tiveram durante o tempo em que estive ocupado e à minha mãe pelo incentivo de sempre.

Enfim a todos os demais que, de forma inconsciente, contribuíram positivamente e que deixei de mencionar.

RESUMO DA TESE

AVALIAÇÃO DE PÓS-OPERACAO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTENCIA: O CASO DA COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SAO FRANCISCO

O objetivo desta tese è apresentar, de forma estruturada e conceitualmente correta, um estudo e metodologia que sirva como meio para avaliação de desempenho de Sistemas Elétricos ae Potencia, principalmente voltada para o horizonte temporal ae Pós-Operacão.

Sob este enfoaque, é detalhado ao longo do texto as principais questões associadas a avaliação de Sistemas Elétricos de Potencia, quer a Nivel de Planejamento. Segurança e Adequação, quer a nível de Operação. Continuidade. Qualidade. e suas interações e retroalimentações que, cada vez mais, tornam-se necessárias. A questão de custos é colocada de forma mais forte sob o enfoque do consumidor que, em ultima analise, e o maior beneficiário do bom comportamento do sistema.

Como aplicação apresenta-se um estudo aürangente, através de técnicas de análise de conriabilidade e estatísticas, do comportamento do sistema eletroenergetico da CHESF. Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, no período de 1980 a 1992, e uma comparação com empresas da Europa e Estados Unidos.

ABSTRACT

The goal of this thesis is to present, in a structured and conceptually correct form, a study and a methodology that can serve as an instrument for the evaluation of the performance of electrical power systems, specially as to the post-operational outlook. Under this emphasis, the text details the most important questions related to the evaluation of electrical power systems, both from the point of view of planning, safety, and adequacy, and from the standpoint of operation, continuity and quality, and even considering their interactions and feedback, which become increasingly necessary. The issue of the costs involved is approached using the consumer's point of view, since he or she is the greatest beneficiary of the system's good behavior. As an application, an encompassing study of CHESF's (Companhia Hidro Elétrica do Sao Francisco) eletroenergetic system from 1980 to 1992 using statistical and reliability analysis techniques is presented, and comparisons with European and American companies are made.

I N D I C E

RESUMO	iv
A8STRACT.	v
CAPITULO 1 - INTRODUÇÃO	
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	2
1.2 ORGANIZAÇÃO DA TESE	3
CAPITULO 2 - CONCEITOS GERAIS DA TEORIA DE CONFIABILIDADE	
2.1 INTRODUÇÃO	5
2.2 CLASSIFICAÇÃO DE COMPONENTES E SISTEMAS.	5
2.3 COMPONENTES OU SISTEMAS NAO REPARÁVEIS.	6
2.4 SISTEMAS REPARÁVEIS.	15
2.5 CONSIDERAÇÕES GERAIS E O EFEITO DA MANUTENÇÃO	38
CAPITULO 3 - CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE POTENCIA	
3.1 INTRODUÇÃO	43
3.2 RELEVÂNCIA DA ANALISE DE DESEMPENHO DE SISTEMAS ELÉTRICOS.	43
3.3 ANALISE DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS EL ETROENERGETICOS.	44
3.4 NATUREZA DOS DEFICITS DE ENERGIA E DE POTENCIA	49
3.5 FATORES QUE AFETAM A CONFIABILIDADE DO SISTEMA COMPOSTO.	50
3.6 ANALISE PREDITIVA	54

3.7	MÉTODOS COMPUTACIONAIS PARA ESTIMATIVA DA CONFIABILIDADE	55
3.8	PRINCIPAIS MODELOS	58
3.9	ÍNDICES	64
3.10	DIFICULDADES DA ANÁLISE PREDITIVA	73
3.11	PRINCIPAIS PROGRAMAS EXISTENTES	76
CAPITULO 4 - DADOS E INFORMAÇÕES PARA AVALIAÇÃO NO PÓS-OPERAÇÃO		
4.1	INTRODUÇÃO	79
4.2	DIFERENCIAÇÃO CONCEITUAL DOS ESTUDOS PREDITIVOS E DE PÓS-OPERAÇÃO	79
4.3	METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO INTEGRADA	80
4.4	SISTEMA DE INFORMAÇÕES PARA SUPORTE A AVALIAÇÃO INTEGRADA	83
4.5	MÓDULO DOS EQUIPAMENTOS	85
4.6	MÓDULO DA CONTINUIDADE	96
4.7	MÓDULO DA QUALIDADE	104
CAPITULO 5 - O CUSTO DA CONFIABILIDADE DO SERVIÇO: PONTO DE VISTA DO CONSUMIDOR		
5.1	INTRODUÇÃO	107
5.2	PERSPECTIVAS DO CONSUMIDOR	107
5.3	DIFERENCIAÇÃO DOS TIPOS DE INTERRUPÇÃO	110
5.4	VALOR DA CONFIABILIDADE DO SERVIÇO	111
5.5	TENDÊNCIAS FUTURAS PARA O PROBLEMA DA QUALIDADE DO SERVIÇO	114

CAPITULO 6 - APLICAÇÕES

6.1	INTRODUÇÃO	118
6.2	PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA CHESF . . .	118
6.3	DINÂMICA DE EVOLUÇÃO DO SISTEMA	118
6.4	CARACTERÍSTICAS DOS DADOS PARA ANALISE	119
o. 5	COMPARAÇÃO A NÍVEL INTERNACIONAL : PONTO DE VISTA CIGRÉ	120
6.6	ANALISE DO DESEMPENHO DO SISTEMA CHESF.	133
6.7	HISTÓRICO DOS DISTÚRBIOS NO SISTEMA - 1980/1992.	144
6.8	ESTATÍSTICA DE FALHAS NO SISTEMA	156
6.9	MODELOS E GRÁFICOS DA ANALISE DE CONFIABILIDADE	171.
6.10	ANALISE DE VARIÂNCIA DO CARÁTER DA INTERRUPTÃO (PROGRAMADO x NAO PROGRAMADO)	186
6.11	ANALISE DE VARIÂNCIA DO CARÁTER DA INTERRUPTÃO LEVANDO EM CONTA A PONDERAÇÃO DA CARGA	193
6.12	ANALISE DE VARIÂNCIA DA INFLUENCIA DOS NÍVEIS HIERÁRQUICOS	200
6.13	ANALISE DE VARIÂNCIA DAS CAUSAS DAS INTERRUPTÕES.	202

CAPITULO 7 - CONCLUSÕES, COMENTÁRIOS E SUGESTÕES 217

APÊNDICE I

A1	DADOS DA POPULAÇÃO DE EQUIPAMENTOS.	220
A2	COMPONENTES DE EQUIPAMENTOS.	225
A3	CONDIÇÕES AMBIENTAIS	228

Falha é o término da habilidade- do equipamento ou unidade funcional de executar suas funções requeridas. Uma falha resulta em uma parada não planejada ou em um estado de operação com capacidade reduzida. O diagrama da figura 4.3 mostra as classificações diferenciadas de falha e defeito..

CLASSIFICAÇÃO DE UMA FALHA



Figura 4-5

Se a base de dados é estendida para coletar--se informações de equipamentos de proteção e de religamento automático alguns conceitos devem ser introduzidos além dos que normalmente pertencem a teoria da confiabilidade. O diagrama da figura 4-6 mostra a classificação das operações de um sistema de proteção e da figura 4.7 mostra a de equipamentos de religamento automático..

UEOIE
FfM SMIA

FfUfI NO SM1A
PCENOfl

KSOCHKVNb

FAIA NO SEHA

I

fflJACAQDA
fflOECflOUJfLND0
H M M I T O

ATUAQAO M

fflOOECfIO

IMEQAQIU
AUA OU ELDFImCAO
MAUAELMA

HILCAO DA
HMCAO

fflOTCCAQOBEM ^ M E, I A
REAGARDA M FSOIECAU K
NO ATUA MAQARDA

INE3AMACRMCAO
DAEROTECAOEE
HACUAKDA

10090)
A

B

WCQHEA
C

m n
5

smooroiEAO
E

CONFIA :
(assembly)

B+C
B + C4D

(HMCMIA
DAFIMAOK
REACUAST)

DA PROTECAO DE
E M TM
D2

SEGURCA

B
B t C t D

•

Figura 4»6

Define-se confiança,, "dependability", de um sistema de proteçao, como sendo a probabilidade de que o mesmo irao operai- com sucesso para eliminar a falla ou sobrecarga ocorrida em um sistema de potencia,, Define-se ainda seguranca de um sistema de proteçao, como a probabilidade de que o mesmo nao operara incorretamente tambem apos a ocorrencia de uma falta ou sobrecarga,,

SMEKOTOTO FALHAIÁIKMAR EJMMSffIAL BWTCEE SNAL
 CUBLOUEK NASF SffILIRELKftíENIO IRELMMO XELOQLQD
 QJMDMH QUICA QEEfl OU BLOfED aWffl) MESEJBO MSeffDO
 WIBW
 A & prc
 F cmEA INCHA BCOÛTA w m
 6 H J K
 r
 COETO BWUE5 (USOU ALHOS
 CREXO «
 o ILKAMIO «
 H H2
 CMIIMJDOSSI^ffilSiEM™^
 BMDOS HLO FMPffIHIO CE dKPR) PLMMKO

Figura 4

4.5 «3 POPULAÇÃO E CADASTRO DOS EQUIPAMENTOS..

A população dos equipamentos escolhidos para serem <: a <! astrados é composta daqueles considerados importantes para a operação contfnua do sistema>• sendo classificados em seis categorias principais, totalizando vinte e dois. Os demais elementos da rede devem ser considerados como componentes destes, Equipamentos especiais podem, por exemplo, ser um conversor dc, um reator sé*rie>• ou um capacitor sévie«

Os componentes dos equipamentos são classificados <: como intr'(n5e cos quando diretamente reinicionados ã sua furicão como por exemplo, o comutador de tap de um transformador» ou auxiliares, caso contrário, como LAm para-raios também associado a LAm transformador..

Os equipamentos aue farão parte da base de dados são:

Equipamentos de geração de energia

Gerador hidráulico
Gerador térmico

Equipamentos de transferencia de potencia

Linha de transmissão
Ca Po
Transformador

Equipamentos de chaveamento

Disjuntor
Chave de abertura em carga

Eauipamento terminai

Barramento

Equipamento ae suporte ae reativo

Compensador síncrono
uomoensador estático
Reator
Capacitor em aerivação

Equipamento da proteção e religamento automático

Proteção de gerador hidráulico
Proteção de gerador térmico
Proteção de linha
Religador de linha
Proteção de cabo
Proteção de transformador
Proteção ae barra
Proteção de eauipamento de suporte de reativo
Outro tipo de proteção

Equipamentos especiais

Oependenao aa existência

4.5.3.1 DADOS CADASTRAIS

A cada equipamento aeve ser associado um único código alfa-numérico, em gerai seu numero ae serie, que junto de sua codificação operacional e de sua companhia, permite que qualquer equipamento especifico seja identificado, mesmo quando os daaos de saídas e populacionais são agrupados para ganhar significância estatística.

As formas para os dados populacionais são vinte e duas e estão descritos no apêndice 1, juntamente com os componentes auxiliares/intrínsecos associados. f usada uma forma para caaa eauipamento. podendo os de proteção serem armazenados de uma única forma. Para linhas de transmissão admite-se aue eia possa ser dividida em até três segmentos para levar em conta diferenças de construção. A forma de numero vinte e três serve para computar

estatísticas de modo comum.

Objetivando facilitar o agrupamento de dados. "data pooling", com outras bases existentes ou em construção com a mesma filosofia, e interessante que mesmo quando se coleta dados na forma equipamento, que se identifique também as unidades funcionais. Observe que a geradores estão associadas as unidades geradoras e a linhas de transmissão, cabos e transformadores estão associados as unidades de transmissão.

Para todos os equipamentos devem ser registrados seus valores nominais, as datas de ativação, de desativação, de deslocamento para outra instalação, ou de quando de alguma forma tiver suas características alteradas.

A lista de características apresentadas é grande, e devem ser escolhidas de acordo com as necessidades dos usuários. Entretanto é bom lembrar que não poder-se-á efetuar estatísticas e agrupamentos de dados omitidos.

O desenvolvimento inicial da base de dados envolve bastante trabalho. Sugere-se então que se inicie pelo nível de tensão maior, e gradativamente vana-se decrescendo até os níveis mais baixos. Pode-se também optar por coletar dados apenas para unidades. Atualizações ou mudanças nos dados dos equipamentos podem ser feitas acessando-se cada equipamento pelo seu código alfanumérico e processando as informações. Pode ser o caso de desativar e ativar um novo. caso haja mudanças radicais.

4.5.3.2 VIZINHANÇAS DOS EQUIPAMENTOS.

Em geral, as vizinhanças entre os equipamentos são definidas por um elemento de seccionamento ou de disjunção. Quando, entretanto, este elemento não é considerado para efeito da base dados como equipamento, disjuntor ou chave de interrupção em carga, é necessário uma regra para estabelecer-se as vizinhanças. A adotada é da zona de proteção a que pertence, exemplo: falha em chave seccionadora entre disjuntor e linha e falha na linha.

Por outro lado, em alguns componentes de equipamentos tais como transformadores de corrente e de potencial, que podem pertencer tanto a equipamentos de proteção como a outros, e importante definir-se uma regra para qual equipamento atribui-se a saída. No caso a adotada é baseada na natureza da saída do componente. Se o componente experimenta uma falta que cria uma falha dentro zona de proteção do equipamento, que não seja o de proteção ou de religamento, então o componente é classificado como não protetivo para a falha. Caso a falha do componente não produza falta mas sim mal funcionamento da proteção, então o componente é classificado como da proteção.

4.5.4 - CADASTRO DE EVENTOS. DADOS DE SAÍDAS.

O objetivo do cadastro de eventos é o de registrar acontecimentos recordáveis do sistema, eventos de saída, estados degenerados que viaoizem a estimativa dos parâmetros de confiabilidade. bem como o registro da história operativa de seus componentes.

A forma de registrar os dados e similar para ambos os enfoques, funcional ou equipamentos. O resultado, para cada evento, é um registro com informações suficientes para satisfazer as aplicações.

Para o enfoque funcional e necessário registrar-se apenas parte dos dados, itens 1 a 5 na lista de informações abaixo. Neste ponto poae-se definir uma hierarquia de coleção de dados. A nível de unidaaes funcionais as definições são necessárias para relatar dados de saídas relacionadas. A nível de equipamento, uma importante consideração são os diferentes moaos de falha, particularmente para equipamentos de chaveamento, proteção e reiligamento.

O nível básico de participação requer oados apenas de unidades para o inventário da população e para caoa evento de saída. Após coleta inicial, o sistema poee ser expandido para coletar dados dos demais equipamentos. A população ou dados de projeto deve ser expandida para todos os equipamentos e deve ser completada apenas apos todos os geradores, linhas, cabos e transformadores terem sido previamente armazenados. O terceiro passo e incluir os oados populacionais de proteção e os dados de saída deste sistema.

Cada registro deve conter as seguintes informações :

1. Numero do evento
2. Condição ambiental (normal ou adverso;.
3. Tipo de saída relacionada (conforme figura 4.2)
4. Origem da saída (conforme tabela do apêndice i) .
5. Unidade(s) de geração e/ou transmissão/Equipamentos de geração de energia e/ou de transferência de potência
 - a. numero de série
 - b. codificação operacional
 - c. componente ou equipamento externo que acarretou a saída
 - d. tipo de saída (conforme figura 4.1)
 - e. causa da saída (conforme tabela do apêndice 1)
 - f. tipo da falta (conforme tabela do apêndice 1)
 - g. data e hora de inicio do evento
 - h. data e hora da restauração : parcial
total
 - i. natureza da restauração (reparo, troca. chaveamento.
desconhecido)
 - j. urgência da restauração (normal, máximo esforço. sem
informação)

- o. Equipamento terminal
 - a. numero de série
 - P. codificação operacional
 - c. componente ou equipamento externo aue acarretou a saída
 - d. tipo de saída
 - e. causa da saída
 - f. tipo da falta
 - g. modo de falha (so para disjuntor ou cnave de abertura em carga, conforme apenaice Li
 - h. data e hora de inicio do evento
 - i. data e hora da restauração : parcial
total
 - j. natureza da restauração
 - h. urgência da restauração

- 7. Número de operações com sucesso dos elementos de proteção
 - a. numero oe operações ao disjuntor para iimpar a falta
 - b. numero de operações ao aisjuntor para reiiamento
 - c. numera de operações dos esguemas si de reies para o trip
 - d. numero de operações dos esquemas de reles para o reiiamento

0 detalhamento das condições ambientais. origem. causas das saídas, tipos de falta e modos de falha para disjuntores e chaves de abertura em carga estão também listadas no apêndice 1, juntamente com os dados populacionais.

4.5.4.1 PROCEDIMENTOS PARA COLETA. ANALISE E CONSISTÊNCIA DOS DADOS

Nas empresas do Setor Elétrico as fontes naoituais de aados para composição dos registros acima provêm dos Relatórios Diários da Operação. emitidos pelos Centros de Operação, dos Relatórios de Avaliação de Desempenho do Sistema de Proteção, onde apenas leva-se em consideração as saídas forçadas de componentes. e os relatórios de sistemas SCADA ," SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION". Se a ocorrência for considerada de grande porte pode ainda ser emitido um Relatório de Análise de Perturbação. com contribuição de todos os segmentos de Operação e Manutenção.

Em geral, nas fontes acima citadas, os dados não estão numa forma adequada para análise de confiabilidade. provêm de partes distintas das empresas e chegam com intervalo de tempo diferentes. é importante então definir-se procedimentos específicos para coleta, analise e consistência dos dados, para que estes sejam armazenados de uma forma mais precisa.

A atualização dos dados deve ser feita após a chegada da última entrada e deve ser criado um sistema de cheque para evitar corrigir erros e discrepâncias nos dados.

4.6 - MÓDULO DA CONTINUIDADE

O objetivo de toda empresa de energia elétrica é fornecer/suprir energia a seus consumidores dentro de padrões adequados de disponibilidade, ou continuidade, e de qualidade. A responsabilidade pelo gerenciamento da continuidade é da Operação, mas, como se sabe, esta é fortemente influenciada pelo que foi planejado, HAGENMEYER [54J].

No módulo dos equipamentos a ênfase colocada foi no estabelecimento de uma base de dados, tanto cadastrais como de eventos, que desse suporte aos métodos e modelos de avaliação. Sobre estimativa dos parâmetros nada foi dito. Para este módulo o enfoque será um pouco diferente uma vez que as considerações sobre coleta, análise e armazenagem de dados já foram feitas. Serão descritos, além da base de dados necessária a seu cálculo, uma série de indicadores que se prestam a avaliação do desempenho da continuidade.

Uma interrupção é caracterizada pela descontinuidade total ou parcial do suprimento ou fornecimento de potência ativa (MW) ao cliente CAVALCANTI [23]. O termo suprimento está relacionado à venda de energia em grosso, entre uma empresa geradora e uma distribuidora, enquanto fornecimento está relacionado à venda no varejo, entre uma empresa e um consumidor individual, GCOI/SCEE/SENC [52]. No Apêndice 1, item A.9, há uma descrição detalhada de uma série de conceitos que ajudam ao entendimento deste módulo.

A perda da continuidade do serviço e função de uma gama variada de eventos ou ocorrências no Sistema. Seu desempenho deve ser medido correlacionando-se o impacto sobre o consumidor com a causa e origem das interrupções, conceitos que as vezes se confundem. Desta forma, o módulo da continuidade pode ser visto como uma seqüência do anterior, onde os eventos de descontinuidade são consequência das saídas dos equipamentos, mas não só destes.

A causa descreve o que levou o Sistema Elétrico a falhar. A origem identifica o sistema ou equipamento de onde partiu o defeito. Esta caracterização permitirá exercer ações qualitativas em locais adequados, quando da análise dos indicadores. Estes conceitos são os mesmos colocados no módulo anterior, agora com enfoque para interrupção, e, que em algumas situações eles podem se confundir.

De forma simplificada pode-se classificar as causas das interrupções da seguinte forma:

- causas externas ao sistema elétrico: são as devidas aos fatores ambientais, atos de vandalismo, racionamentos;
- causas internas aos sistemas elétricos: as devido a manutenções preventivas, ampliações/reforma, as saídas de equipamentos de geração e/ou transmissão, falhas em sistemas de proteção, erros de operação e de manutenção.
- causas devido à falhas em sistemas interligados.

Similarmente, as origens caracterizam as influencias dos demais níveis hierárquicos, NHO, NHL, interligações, nas interrupções e podem ser provenientes de:

- indisponibilidade energética;
- saídas de equipamentos de geração;
- saídas de equipamentos de transmissão;
- saídas de equipamentos de subtransmissão;
- falhas em sistemas interligados;
- perturbações originadas em consumidores.

Uma interrupção pode também ser classificada da mesma forma que a adotada para saídas, conforme aparece no diagrama da figura 4.3.

O impacto sobre o consumidor é medido sobre três modos:

- desempenho dos pontos de entrega e/ou alimentadores de carga;
desempenho de determinada área eletrogeográfica de interesse, subestação com vários pontos de entrega, concessionária regional, sistema global, etc ;
- desempenho do sistema sob distúrbios.

Pontos de entrega são os barramentos de interligação da subestação com seus consumidores, concessionárias estaduais ou consumidores industriais. Alimentadores são as linhas de transmissão derivadas destes barramentos que transportam energia até o consumidor.

O desempenho de uma determinada área eletrogeográfica e, principalmente, do sistema global é avaliado de forma indireta, uma vez que dificilmente o sistema, como um todo, sofrera uma interrupção. Isto pode ser feito de duas formas. Na primeira, os índices são ditos ponderados, quando referidos a uma base de demanda comum para cálculo, e, no segundo, sem ponderação, serão representados pela média dos índices dos pontos de entrega.

• desempenho do sistema sob distúrbios é medido pela severidade e pela frequência de ocorrência destes. Aqui, distúrbio no sistema é considerado como uma perturbação de grande porte, que afeta um grande número de pontos de entrega e em geral é decorrente de fatores tais como: desligamento em cascata no sistema de transmissão, perda de estabilidade, e/ou valores anormais de frequência/tensão. Os índices associados são indicadores do nível de segurança do sistema.

4.6.1 - CATEGORIAS DE ÍNDICES

As seguintes categorias de índices serão calculados:

- de frequência e duração
- de potência interrompida
- de energia interrompida
- de severidade
- de custos de interrupção.

Os índices de frequência e de duração são indicadores do número de vezes e do tempo total de interrupção no local de monitoração, no período estatístico de interesse. O índice de frequência adimensional e para o de duração a unidade e horas.

O índice de potência interrompida estima, em MW, o montante de carga interrompida no instante imediatamente anterior as interrupções.

O índice de energia interrompida estima, em nWh, a quantidade de energia que o consumidor deixou de receber durante as ocorrências. O índice de continuidade percentual, que mede a relação entre a energia fornecida/suprida e a requerida, e um índice de energia.

A severidade, para cada ocorrência, é medida como a relação entre a energia não suprida, em MW-minutos, e o pico anual de carga ao sistema, em MW, e é expresso em Sistema--minutos, SM, ("System Minutes"). Um Sistema-Minuto é equivalente a uma interrupção total do sistema durante um minuto no horário do pico de carga anual. A seguinte classificação é adotada para avaliar-se a severidade:

Grau 0		SM < 1
Grau 1	1 <	SM < 10
Grau 2	10 <	SM < 100
GRAU 3	100 <	SM < 1000
GRAU 4	1.000 <	SM

Pesquisa realizada pela CIGRF, em empresas da Europa e da América do Norte, mostra que, em média, elas apresentam:

- um distúrbio de grau 1 a cada dois anos e meio:
- um distúrbio de grau 2 a cada oito anos e meio:
- um distúrbio de grau 3 a cada cem anos.

Os índices de custos medem, respectivamente, a perda de receita, em US\$/MWh, que a empresa deixou de faturar e o custo visto pelo consumidor, ou custo social, em US\$/MWh, devido as interrupções.

A perda de receita é função das relações contratuais entre supridor e suprido e dependem principalmente das tarifas e das disposições legais que regem os contratos. O custo social é mais abrangente, tem valor nominal muito maior, e informa os valores financeiros, do ponto de vista do consumidor, das perdas de lazer, saúde, produção, vendas, acarretadas pelas interrupções, sendo função basicamente da duração e do tipo de consumidor afetado, se residencial, público, comercial, ou industrial. A referência GCOI/USP [5.1] apresenta um estudo detalhado sobre o custo social de interrupções no Brasil.

4.6.2 - DISCRIMINAÇÃO DOS ÍNDICES

Os índices aqui colocados são os sugeridos para a avaliação do desempenho da continuidade. FONG, GILLITON, GUNDERSON & O'NEIL [46], e MAGALHÃES, SCHILLING, MASSAUD & NAVEGA [65]:

A4	ORIGEM DAS SAÍDAS.	228
A5	TABELA DE CAUSAS.	228
A6	TIPOS DE FALTA	230
A7	AÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO.	230
A8	MODOS DE FALHAS DE RELIGADORES.	230
A9	MODOS DE FALHAS DE DISJUNTORES.	230
A10	TERMINOLOGIAS E CONCEITOS APLICADOS A CONFIABILIDADE	231
BIBLIOGRAFIA	235

ÍNDICES LOCAIS (para pontos de entrega)

. Freqüência de Interrupção Local

$$FIL = \frac{\text{número de interrupções locais}}{\text{período de observação}}$$

. Duração de Interrupção Local

$$DIL = \frac{\sum_i t_i \text{ (duração da } i\text{-ésima interrupção local)}}{\text{período de observação}}$$

$$RMI = \frac{DIL}{FIL}$$

Potência Interrompida Local

$$PIL = \frac{\sum_i P_i \text{ (potência interrompida durante o } i\text{-ésimo evento no local } j)}{\text{período de observação}}$$

Energia Interrompida Local

$$EIL = \frac{\sum_i E_i \text{ (energia interrompida durante o } i\text{-ésimo evento no local } j)}{\text{período de observação}}$$

Severidade de Interrupção Local

$$SIL = \frac{\text{Energia Interrompida Local}}{\text{ponta local no período de observação}}$$

Custo de Interrupção Local

$$CIL = \frac{\sum_i C_i \text{ (dos custos de energia interrompida durante o } i\text{-ésimo evento no local } j)}{\text{período de observação}}$$

ÍNDICES GLOBAIS (para áreas eletrogeográficas)

. Frequência de Interrupção Global

$$FIG = \frac{\sum_j f_j \text{ (numero de interrupções locais } j)}{\text{período de observação}}$$

. Duração de Interrupção Global

$$DIG = \frac{\sum_j f_j S_i \text{ (duração da } i\text{-ésima interrupção do local } j)}{\text{período de observação}}$$

Duração Média de Restauração Global

$$RMG = \frac{DIG}{FIG}$$

. Potência Média Interrompida Global

$$PMG = \frac{\sum_j E_j \text{ (potência interrompida durante o } i\text{-ésimo evento no local } j)}{(\text{pontos de monitoração}) (\text{período de observação})}$$

. Energia Interrompida Global

$$EIG = \frac{\sum_j E_j \text{ (energia interrompida durante o } i\text{-ésimo evento no local } j)}{\text{período de observação}}$$

. Índice de Continuidade Global

$$IC = \frac{\text{energia fornecida global}}{\text{energ fornec global} + \text{energ interrompida global}} \times 100\%$$

. Severidade de Interrupção Global

$$SIG = \frac{EIG}{\text{potência global no período de observação}}$$

. Custo de Interrupção Global

$$\text{CIG} = \frac{\sum E_j \text{ CIL}_j}{\text{período de observação}}$$

3. INDICES PARA DISTÚRBIOS

. Energia Interrompida por Distúrbios

$$\text{EID} = \sum_j (\text{energia interrompida durante o distúrbio no local } j)$$

. Severidade Global do Distúrbio

$$\text{SGD} = \frac{\text{EID}}{\text{ponta global no período de observação}}$$

. Frequência de Distúrbios

$$\text{FRD} = \frac{\text{numero de distúrbios no sistema}}{\text{período de observação}}$$

4.6.3 - CALCULO DOS ÍNDICES

Os índices acima deverão ser calculados de forma que possam ser discriminados em relação a:

- origem
- causa
- agregação por area
- agregação por período de tempo.

Quando é feita a agregação espacial, por area, que envolve dois ou mais pontos, os índices podem ser calculados através de medias simples, dando-se então o mesmo peso a cada parte, como é o caso dos índices FEC e DEC para fornecimento, confira na referencia DNAEE [34], ou de forma ponderada, através de um valor de potencia de base, em geral a demanda da area no período, onde o desligamento de cada parte pesara no índice global de acordo com o seu percentual de carga interrompido, como os índices FEKS e DEKS para suprimento, DNAEE [33].

4.6.4 - BASE DE DADOS

4.6.4.1 - DADOS CADASTRAIS DOS ALIMENTADORES/BARRAMENTOS

Os pontos de interesse para monitoração e cadastramento, onde quer-se aferir o desempenho da continuidade do sistema, são os barramentos de entrega, e/ou alimentadores associados.

Os dados de interesse para cadastro são:

- Data de entrada em operação
- Código de operação
- Barramento associado
- SE associada
- Area eletrogeográfica a que pertence
- Tensão de operação
- Tensão de alimentação
- Curva de carga típica
- Fator de potencia
- Dados sobre os consumidores associados

4.6.4.2 - DADOS DOS EVENTOS OU OCORRÊNCIAS

Na composição de base de dados dos eventos, devem ser registradas todas as saídas de alimentadores/barramentos de entrega, mesmo que não haja interrupção de carga nos pontos de interesse. Faz-se assim com que a base de dados seja mais abrangente e permita outras aplicações que no momento não são visualizadas. Os índices calculados é que devem ser compostos de forma diferenciada de forma a atender as diversas finalidades. Observe que a relação entre o número de saídas de alimentadores com aquelas que levam a interrupção é uma medida do grau de redundância do sistema.

Para cada evento deve haver um registro com os seguintes dados:

- Alimentador afetado
- Barramento - SE associada
- Condições ambientais
- Data
- Hora
- Duração
- Carga afetada (percentual)
Tipo de Desligamento (programado, urgência, emergência, automático)
- Causa primária
- Causa para postergação
- Origem do desligamento (equipamento que desligou inicialmente)
- Tentativas de religamento e numero de operação dos disjuntores associados
- Atuação de esquemas especiais de controle
- Descritivo da ocorrência

4.6.5 - UTILIZAÇÃO PRÁTICA DOS ÍNDICES

A principal utilidade deste conjunto de indicadores é gerencial, servindo como elemento para realimentação dos procedimentos e ações de operação e planejamento, sendo também um analisador de critérios. Observe que, como os índices de continuidade sofrem influência dos NH-0, NH-1 e NH-2, sua discriminação permite visualizar-se a coordenação dos níveis de risco associados aos níveis hierárquicos. É de interesse também dos consumidores, que podem ter medidas sobre o serviço prestado.

Observa-se ainda que não há no Setor Elétrico um padrão estabelecido de critérios, definições de níveis apropriados de risco, tanto para operação como planejamento. Dois fatores contribuem para este fato. Primeiro, é relativamente nova a utilização de técnicas probabilísticas em sistemas de potência, e, segundo, os índices de confiabilidade são de difícil interpretação pois são o reflexo de grande variedade de incertezas. Só após maturação das técnicas e um efetivo controle através de medições tipo pós-operação é que pode-se chegar a discriminação de níveis adequados.

As considerações efetuadas sobre os índices de pré-operação, conforme consta no capítulo anterior, são também, com as devidas adaptações, pertinentes aos de pós-operação. Observe que, para este caso, os indicadores de continuidade medem diversas grandezas de um cenário observado, onde as incertezas associadas aos índices estão somente nos procedimentos de medição e tratamento dos dados. SCHILLING. MASSAUD. MAGALHÃES & NAVEGA [88] .

É importante salientar que a simples comparação entre os índices previstos com os observados deve ser efetuada com cautela, levando-se em conta as diferenças conceituais e teóricas entre eles.

4.7 - MÔDULO DA QUALIDADE

Do ponto de vista do consumidor a qualidade do suprimento/fornecimento está associada aos níveis da qualidade da tensão e da frequência de entrega.

Quanto a tensão, os seguintes aspectos são de interesse:

- variações de regime permanente (regulação);
- frequência e magnitude das flutuações transitórias;
- grau de harmônicos.

Quanto a frequência, os aspectos de interesse são:

- variações em regime normal;
- variações em presença de distúrbios:
a discrepância entre a hora síncrona e astronômica (erro de tempo).

Dos itens acima, apenas os limites das variações de tensão em regime permanente são normatizados através de portaria do DNAEE.

Diferentemente da questão da continuidade, aos registros de qualidade ainda não tem sido dada tanta importância e não há, até o momento estatísticas formais, tipo CIER. DNAEE. Entretanto, esta é uma área que está começando a despertar a atenção em diversos fóruns e que, cada vez mais, deve-se tornar relevante.

O objetivo do módulo da qualidade é registrar os eventos e reflexos na tensão e frequência do sistema conforme discriminado abaixo.

TENSÃO

Neste caso tem-se interesse em monitorar-se os barramentos de entrega e barramentos significativos do Sistema, conforme definido anteriormente. A base de dados deverá constar as seguintes informações:

- Em regime permanente:
 - . barramento associado
 - . desvio em relação do valor recomendado (máximo)
 - . tempo (duração)
 - . causa do não atendimento
 - . data, horário
 - . descritivo do evento

- Em regime transitório:
 - . barramento associado
 - . valor da variação
 - . causa da variação

data, horário
descritivo do evento

Em AYRES FQ [8], o autor sugere o estabelecimento de um indicador, denominado de índice de Qualidade da Tensão, que leva em consideração não somente a ocorrência ou não aos valores fora de uma faixa permissível, a exemplo dos valores máximos a mínimos normalizadas pelo DNTEE para os barramentos de entrega a consumidores, mas também a distribuição das leituras no período considerado.

Este índice é definido da seguinte forma

$$IQT = P(V) E^{V_{min} * V_{max} - J}$$

ou seja, $P(V)$ é a probabilidade da tensão encontrar-se entre os valores especificados no intervalo de tempo em que os dados foram coletados. A probabilidade é calculada depois de estimar-se a função de densidade de probabilidade dos dados.

A vantagem deste indicador é que ele permite melhor qualificar o desempenho uma vez que considera não apenas os valores observados dos dados mas, principalmente, sua distribuição estatística, que é um conceito tradicional de controle de qualidade.

FREQUÊNCIA

Quanto a frequência a questão principal está relacionada ao aspecto transitório. Neste caso as seguintes informações são importantes:

- . Valor do Desvio;
- . Carga afetada (percentual da carga do sistema que sofreu o impacto);
- . Duração;
- . Data, horário.

Neste caso, pode-se definir-se um índice como indicador do desempenho, WINTER & LEREVEREND [101].

Este é: $VFR = 2(C)(D)(DF)$, onde:

VFR = índice de Violação da Frequência
C = Percentual da carga afetada por variação
D = Duração do evento em minutos
DF = Desvio de frequência, em valor percentual da nominal.

Observe que uma violação de frequência de 1 VFR é equivalente a carga total do sistema submetida a um desvio de frequência de um por cento, para mais ou para menos, durante um minuto.

CAPITULO QUINTO

O CUSTO DA CONFIABILIDADE DO SERVIÇO PONTO DE VISTA DO CONSUMIDOR

"O objetivo dos estudos sobre a preferência do consumidor é ajustar o produto ao público e não, como é o caso da propaganda, ajustar o público ao produto"

IrMin Decision, Bross em McMillan Design for 1953

"A necessidade de estudar as preferências dos consumidores e de fornecer serviços ligados ao produto, foi uma das principais doutrinas da qual idade ensinadas aos administradores japoneses a partir de 1950"

IM. Edwards Deming em Qualidade: A Revolução da Administração, Saraiva 1980

5.1 - INTRODUÇÃO

Até o momento procurou-se mostrar o conceito de confiabilidade de sistemas de energia elétrica e as metodologias usadas tanto no planejamento como na operação para sua avaliação, sempre do ponto de vista das empresas que geram e transmitem energia. Agora, neste capítulo, focar-se-á de que forma os consumidores sentem este desempenho e aqui é a valoração da confiabilidade do serviço.

5.2 - PERSPECTIVAS DO CONSUMIDOR

Os conceitos básicos dos objetivos de um S.E.E. foram introduzidos nos capítulos anteriores e dizem respeito ao atendimento das necessidades de eletricidade dos consumidores com confiabilidade e qualidade adequadas dentro de uma forma econômica viável.

O termo confiabilidade acima usado é abrangente e refere-se a toda e qualquer aspecto da função do sistema elétrico em suprir potência e energia. Isso é quando demandado e na quantidade solicitada. Bem como também de sua habilidade em resistir e/ou recuperar-se de eventos disruptivos. Qualidade do serviço refere-se ao suprimento de energia com níveis adequados de tensão, frequência e harmônicos.

O enfoque de confiabilidade, entretanto, pode variar dependendo do referencial de onde é observada a questão, quer do ponto de vista físico/elétrico, entre empresa e consumidor, quer do ponto de vista temporal, planejamento, operação ou pós-operação. Conforme detalhado anteriormente. Observe ainda que também foram introduzidos os conceitos de Adequação e Segurança, ligados respectivamente aos aspectos estáticos e dinâmicos de um sistema de potência.

A tendência atual é cada vez mais projetar-se os sistemas elétricos utilizando-se métodos probabilísticos e, desta forma, utilizar-se de padrões que vão se refinando ao longo do tempo e que quantificam uma ou mais dimensões da confiabilidade. Estes, entretanto, na sua maioria das vezes não são medidas absolutas e prestam-se principalmente para definir alternativas de investimento. Nestas situações os reflexos sobre o consumidor final não estão totalmente explicitados, excessão do planejamento da distribuição. onde fica mais fácil de correlacionar-se os índices previstos com os observados.

As causas e origens que levam a interrupção ou degradação na qualidade do serviço prestado deixam de ser relevantes quando observados do ponto de vista do consumidor. Para estes, a confiabilidade do serviço é representada por um mais dos atributos conforme é mostrado na figura 5.1, onde estão explicitadas as diferentes perspectivas da confiabilidade, EPRI [42].

DIFERENTES PERSPECTIVAS DA CONFIABILIDADE

CONFIABILIDADE

PERSPECTIVA DA EMPRESA

PERSPECTIVA DO CONSUMIDOR

HggMitiji

m m

DEGRADAÇÃO DO SEJKO

1 GERAÇÃO: ~~Margem~~ de Reserva
~~LOLP~~ m m
~~LOEP~~ etc,

estabflüAite
 segurança
 reserwtgiwrte
 reserva quente
 corte de carga
 P » suMwquencift

- frequência
 * duração
~~WE*MM*8~~
-TO
 - Magnitude
 -aviso prévio
 - chibo w w f a f t

: Potencia total

Duração siobal de
 íntempcao
 Potenwa interrwiada
 distúrbio, etc

de cara e qgracao

3. EMERGA : Nspcribflidade
 fituw, wx ~~energetico~~
 estoques de ~~combustiveis~~

igara 5 .. i

Do ponto de vista do consumidor os principais atributos de confiabilidadesão«

- 1) Frequência de interrupções por ano?
- 2) Duração das interrupções. A sensibilidade a este atributo varia bastante de consumidor a consumidor"
- 3) Timing. O horário e/ou ('poca do ano em que eletricidade e* mais ou menos importante"
- 4) Magnitude- Parcial ou total?
- 5) Aviso Pre*vio. O recebimento de informação antes da ocorrência de uma interrupção é bastante lítil para quase todos os consumidores
- 6) Extensão geográfica atingida durante a interrupcao?
- 7) Repetição» Interrupções repetidas tendem a irritar mais do que a* ocorridas em intervalos de tempo mais espaçados« Em geral, os consumidores têm uma perspectiva da confiabilidade mais relacionada ao passado **próximo**, fazendo com que» mesmo com 'A bom desempenho históricico, uma mudança para pior receba fortes reações»

CAPÍTULO PRIMEIRO

INTRODUÇÃO

"...Por tudo dai graças ...
1 Tessalonicenses 5,18

Para efeito da análise os consumidores são classificados em três categorias: residencial, comercial, e industrial. Os impactos das interrupções do serviço e de degradação de sua qualidade variam para cada tipo. Os consumidores residenciais são mais sensíveis aos aspectos de confiabilidade ligados ao conforto e de conveniência, enquanto os industriais estão mais ligados aos aspectos de custos, volume de produção, qualidade e eficiência. Pode-se dizer que os consumidores comerciais estão numa faixa intermediária entre os demais, FURTADO. ALVARENGA, RAMOS [50].

Abaixo enumera-se os principais impactos por tipo de consumidor:

CONSUMIDOR RESIDENCIAL

Para este tipo de consumidor o impacto adverso provém de uma sensação de inconveniência, desconforto, descontinuidade de suas atividades normais, bem como do stress associado. Quando acontece uma interrupção este é forçado a adiar suas atividades normais até o retorno da eletricidade. Se esta alternativa não for viável, o consumidor fica privado da atividade e do benefício associado. Ou seja, ele involuntariamente é forçado a reduzir seu padrão de consumo.

Em geral é pouco sensível a interrupções muito curtas, de poucos minutos a menos que estas sejam bastante frequentes.

É importante o dia e a hora da ocorrência de uma interrupção. Em geral as que ocorrem no início da noite e horas de lazer tem mais repercussão.

Em alguns casos uma interrupção pode causar acidentes e danos a saúde, principalmente quando há equipamentos hospitalares instalados em casa.

A qualidade do serviço torna-se mais relevante para os que possuem equipamentos eletrônicos em casa.

As interrupções podem também levar estes consumidores a outros gastos, necessários a prevenção, equipamentos de back-up, lanternas, fogões a gás. ou mesmo a necessidade de alimentar-se fora de casa.

O aviso prévio neste caso é menos relevante se comparado aos outros tipos de consumidores.

CONSUMIDORES COMERCIAIS E INDUSTRIAIS

Para estes consumidores os impactos se dão diretamente nos recursos produtivos, capital e trabalho, que são interrompidos ou subutilizados. Sendo, portanto, muito sensíveis aos horários das interrupções. Há, ainda, interrupções que podem levar a danificação de matérias-primas e de equipamentos.

Para os consumidores comerciais a manutenção da ordem, com um

fluxo normal de vendas, com ausência de roubo ou vandalismo. A importância fundamental durante a ocorrência de uma interrupção.

Para os consumidores industriais o impacto de uma interrupção se estende muito além do instante do religamento da energia. Mesmo até a normalização da produção, a duração depende ao tipo do processo usado em cada indústria. Algumas empresas são sempre afetadas por interrupções de curtíssima duração. Ainda, para estas, os atributos de qualidade tais como: forma de ondução, regulação de tensão, balanço entre fases, conteúdo excessivo de harmônicos, podem ser bastante importantes.

Para estes consumidores os impactos podem também refletir-se de forma indireta, isto é, mesmo não sofrendo uma interrupção um consumidor pode ter seus custos afetados pelo fato de outros terem sofrido, como por exemplo, atraso de uma entrega ou piora na qualidade de um determinado item/produto. numa cadeia produtiva.

Também aqui são válidos os impactos na saúde e segurança.

Estes tipos de consumidores têm seus custos de interrupção bastante minimizados se forem beneficiados com aviso prévio.

5.3 - DIFERENCIAÇÃO DOS TIPOS DE INTERRUPÇÃO

Mesmo entendendo-se que para o consumidor final é irrelevante as causas e origens dos eventos que levam as interrupções. É necessário saber-se como as falhas no sistema de energia elétrica refletem-se na confiabilidade e qualidade do serviço, uma vez que tanto os custos destas interrupções como as ações necessárias a evitá-las estão relacionados a estes fatores.

O Setor Elétrico Nacional não dispõe de estatísticas confiáveis sobre a influência das partes do sistema elétrico, energia, geração, transmissão, a distribuição, sobre o número de interrupções a consumidores. Para o Sistema CHESF, que corresponde apenas até o nível hierárquico dois, e como será detalhado no próximo capítulo, 14,93% das falhas originam-se na geração e interligação, incluindo aí também as devido a insuficiência energética, e 85,07% devem-se a transmissão. Para os Estados Unidos. EPRI [42], onde as estatísticas são mais abrangentes e confiáveis, as interrupções do serviço devem-se 85% a eventos relacionados a distribuição. 14% a transmissão e apenas 1% são atribuídas as deficiências de geração.

As interrupções relacionadas a eventos de falha nos sistemas de transmissão e distribuição são as mais frequentes e de maior custo, uma vez que levam a perda total de carga, são intempestivas e não vem acompanhadas de aviso prévio. Estas entretanto ficam localizadas a uma determinada área geográfica, sendo pouco abrangentes.

As interrupções relacionadas a eventos de falha na geração tem uma probabilidade bem menor de ocorrer, são também intempestivas, e em geral são gerenciadas por algum esquema especial de ordenação de corte de carga, em pontos localizados ao Sistema. Os custos destas interrupções são menores do que as ligadas as falhas na transmissão e distribuição em função pre-notificação aos consumidores incluídos nestes esquemas .

As deficiências energéticas acontecem nos sistemas hidro dominantes, que é o caso do sistema brasileiro, em função de alguma condição hidrológica desfavorável. Nestes casos os consumidores não sofrem interrupções intempestivas nem totais. Pelo contrário, em geral são avisados com bastante antecedência para preparar-se, reduzindo seus consumos por um período de tempo e de uma certa quantidade pre-estabelecidos e condicionados a magnitude e duração do racionamento. Os custos associados são ainda menores do que os relacionados a deficiências na geração.

Outro tipo de evento de rara probabilidade de ocorrência, mas que, ao contrário dos demais, têm uma abrangência de extensão geográfica grande, são chamados distúrbios no Sistema, ocasionados por violações de segurança, falhas de controle/proteção de sistemas bulk, e/ou problemas de instabilidade. Nestes casos as interrupções são intempestivas e totais. O Sistema CHESF apresenta uma frequência bem maior destes eventos se comparado a média dos países da Europa e Estados Unidos, ver próximo capítulo. Os custos associados tendem a ser da ordem dos de transmissão/distribuição.

5.4 - VALOR DA CONFIABILIDADE DO SERVIÇO

O valor da confiabilidade do serviço, também seria como custo de interrupção, refere-se aos prejuízos causados pela restrição intempestiva de energia, e esta associado ao conceito de que do ponto de vista dos consumidores, o custo total ao serviço é composto de duas parcelas : a primeira, do custo do serviço recebido, que é cobrado na tarifa; e o segundo, do custo da interrupção deste serviço.

Para os consumidores, os atributos importantes para caracterização das interrupções são os listados acima : frequência, duração, timing, magnitude, aviso prévio e abrangência geográfica.

Os custos associados a cada interrupção dependem do tipo de atividade desenvolvida: da natureza e do grau de dependência da atividade em relação a energia elétrica: da disponibilidade de uma fonte alternativa e da capacidade de retomada ao nível de atividade normal após o retorno de eletricidade, como também das perdas e danos causados pela interrupção. MASSAUD. HERNANDEZ [66].

Em outras palavras pode-se dizer que custo de interrupção representa as consequências econômicas e não econômicas da

redução do serviço . dado que o consumidor não teve tempo de se preparar para este evento.

Estas consequências podem ter efeitos de curto prazo, levando a custos diretos e indiretos, e de longo prazo em função as expectativas de níveis de confiabilidade e qualidade esperados. Neste último, alguns consumidores podem querer implementar medidas para atenuar as futuras interrupções ou degradação da qualidade do serviço, tais como sistema auto-geração para cargas críticas, dispositivos próprios de proteção, equipamentos de regulação da tensão, etc. Os custos de interrupção devem então levar em conta estas duas parcelas.

Para os consumidores industriais os custos diretos estão associados a ociosidade forçada dos recursos humanos, de capitais e matéria prima semi-processadas ou já processadas, danificação de equipamentos, perda de matéria prima, demora na retornado ao processo e custos ligados a saúde e segurança dos trabalhadores, Os custos indiretos aparecem em função aos efeitos externos sobre outras instalações através de efeitos multiplicativos sobre a economia .

A identificação dos custos de interrupção tem se tornado a cada dia mais relevante em função da necessidade de levar-se em conta as perspectivas dos consumidores para tentar-se responder as questões fundamentais do planejamento e da operação de sistemas elétricos : Qual é o nível adequado de confiabilidade?: Onde devem as empresas gastar seus dólares. no desenvolvimento do parque gerador, do sistema de transmissão ou ao sistema de distribuição?.

A prática de planejar-se o Sistema Elétrico com padrões pre-estabelecidos de confiabilidade, não leva em consideração o fato de que as preferências e custos de interrupção variam significativamente de consumidor para consumidor, sendo o melhor função de seus desejos e estilos de vida. Também, as preferências sobre os níveis de confiabilidade variam ao longo do tempo o que requer uma revisão constante dos padrões. ERICSON, HALLMAN. HOOK [43] ; BURNS. GROSS [20] .

Com a adoção de padrões únicos, todos os consumidores pagam pelo nível de confiabilidade e qualidade estabelecidos, necessitam ou não. Isto gera distorções, fazendo com que os que não necessitem de um padrão elevado subsidiem os que necessitam. A aplicação continuada deste critério leva a alocação ineficiente de recursos.

Para a identificação dos custos de interrupção é levado em consideração o ponto de vista do consumidor. O processo mais adotado é o de pesquisa direta com questionários específicos para cada segmento, residencial, comercial e industrial. onde o próprio consumidor informa os custos advindos da perda de fornecimento. Técnicas estatísticas são utilizadas para determinação do tamanho da amostra a ser coletada, bem como para o tratamento dos dados que levarão as estimativas.

A referência EPRI [42] j. apresenta um estudo bastante detalhado sobre a determinação dos custos de interrupção e de sua utilização para subsidiar a análise custo-benefício da confiabilidade de sistemas de potência, tanto do ponto de vista do planejamento como da operação. Este é baseado no conceito econômico de compensação da variação, que é explicitado através de uma quantidade monetária, geralmente expresso em dólares americanos. que faz com que o consumidor se sinta indiferente entre a condição de estar anterior a interrupção e a posterior. Este conceito incorpora as noções de Disponibilidade Para Pagar, Willingness To Pay (WTP), para evitar tal interrupção e de Disposição em Aceitar, Willingness to Accept (WTA), uma quantia que compense seus efeitos, o enfoque utilizado será descrito sucintamente abaixo:

Para os consumidores residenciais a recomendação é uma aplicação muito bem estruturada aos conceitos acima introduzidos, objetivando empregar as seguintes medidas primárias de custos de interrupção:

Disposição para pagar. Isto representa a quantidade que o consumidor aceitaria pagar por um serviço ininterrupto na eventualidade de ocorrência de uma interrupção.

Disposição em aceitar. Isto representa a quantidade que o consumidor considera ser bem compensado cada vez que uma interrupção específica ocorre.

A primeira medida tende a ser viesada para baixo enquanto a segunda para cima. Logo, juntamente, ambas respondem a questão dos valores estimados ao custo de interrupção para os consumidores residenciais.

Para os consumidores comerciais e industriais a recomendação é efetuar-se as seguintes medições para o custo:

- Custo direto baseado na planilha econômica de custo.

Método de compensação da variação, baseado nas medidas de disposição para pagar e de disposição em aceitar.

Na coleta dos dados de custos diretos as empresas são perguntadas sobre as várias mudanças de custos que ocorrem devido a uma interrupção. Estas incluem:

- a) perdas de vendas, serviços ou produção:
- b) custo de energia, materiais e trabalho salvos como resultado de uma interrupção:
- c) custo de trabalho e outros fatores causados pela interrupção:
- d) custo do reinício:
- e) custo de danificação de equipamentos ou instalação.

As respostas as estas questões provêm uma base para estimar-se duas medidas de interrupção:

- produção perdida mais outros custos e danificação de qualquer bem. ou mesmo perda de lucro.

custo de estar inativo mais custo de danificações e custo extraordinário.

Na utilização ao método da compensação da variação a metodologia e a mesma adotada para os consumidores residenciais.

No Brasil. foi editado em 1991. GCOI/USP [51]), o Relatório de Pesquisa Sobre o Custo de Interrupção no Fornecimento de Energia Elétrica. pioneiro no país. elaborado via pesquisa junto aos consumidores. A metodologia usada foi diferente da acima descrita e levou em conta principalmente os custos diretos. Os principais resultados são descritos abaixo.

Para a estimativa do custo de interrupção junto ao segmento residencial, considerou-se as relações entre renda familiar, consumo médio, e o número de horas gastos para produção de lazer, considerada como a atividade preponderante nas residências. Sobre esta premissa, e sabendo-se que 59.5% da energia consumida até 150 Kwh/mes ocorre entre 17 e 22 horas, concluiu-se que este é o único horário a ser considerado quando de ocorrência de uma interrupção. O valor médio encontrado foi 1,11 US\$/Kwh para o país e de 1,01 US\$/Kwh para a região Nordeste.

Para o segmento comercial, houve uma estratificação da amostra separando-a em comércio varejista e atacadista. prestação de serviços, iluminação pública, serviços públicos e consumidores rurais. Os valores médios encontrados estão colocados na tabela página seguinte.

Para os consumidores industriais os custos foram estimados levando-se em conta principalmente o custo dos produtos e/ou matérias primas estragadas, o custo do fator ocioso. que corresponde a fração da produção normal que não pode ser concretizada durante a interrupção e na fase de retomada, e os custos de horas extras. Os valores médios estão listados na tabela da página seguinte.

5.5 - TENDÊNCIAS FUTURAS PARA O PROBLEMA DA QUALIDADE DO SERVIÇO

O avanço tecnológico que vem acontecendo no mundo moderno tende, cada vez mais. a precipitar as questões relativas a qualidade do serviço de energia elétrica, e vão se tornando cada vez mais relevantes. O influxo de equipamentos eletrônicos sofisticados, que modificam a natureza da carga, e que são sensíveis a problemas comuns, tais como interrupção momentânea ou ruídos que se infiltram em circuitos lógicos, e cada vez maior.

Custo de interrupção no fornecimento de energia . US\$/Kwh, para o segmento comercial:

Início do Evento	Duração da Interrupção						Período superior a 120min
	0 a 3 minutos	3 a 15 minutos	15 a 30 minutos	30 a 60 minutos	60 a 120 minutos		
0 às 8 h	0.98	1.83	2.80	2.55	2.45	2.69	
3 às 12 h	1.83	3.10	4.25	4.36	4.70	5.76	
12 às 24 h	1.81	3.03	5.92	3.77	4.10	3.14	

Custo de interrupção no fornecimento de energia . US\$/Kwh, para o segmento industrial:

Início do Evento	Duração da interrupção						Período superior a 120min
	0 a 3 minutos	3 a 15 minutos	15 a 50 minutos	50 a 100 minutos	100 a 120 minutos		
0 às 8 h	2.87	1.23	1.07	0.90	0.31	0.78	
8 às 18 h	2.73	1.26	1.20	0.95	0.86	0.78	
18 às 24 h	2.80	1.14	1.06	0.33	0.75	0.73	

Notas:

1) O custo de uma dada interrupção se traduz totalmente pelo valor correspondente ao intervalo de sua duração, não sendo composto por nenhum outro valor aos intervalos anteriores.

2) Os valores são representativos do fim de cada intervalo de duração da interrupção.

Estes problemas também tendem a crescer através do aumento ao uso de equipamentos eletrônicos de potência, que mesmo sendo benéficos, podem causar distorções harmônicas na tensão.

Interesses conflitantes entre empresas de energia elétrica, fabricantes de equipamentos e consumidores, surgem em função da necessidade de identificar-se de quem é a responsabilidade pela solução do problema. Estas questões tendem cada vez mais a serem definidas em termos contratuais e serem definidas em normas específicas.

De uma forma geral pode-se enumerar três mudanças principais que, em conjunto, formarão cada vez mais a raiz aos problemas da qualidade da energia elétrica, e representam a mudança na natureza da carga e das respostas do Sistema. Estas são: FLORY. KEY. SMITH [45].

i) A revolução da microeletrônica que está produzindo um ripo de carga, tanto residencial como comercial ou industrial, que é crescente em quantidade e é bastante sensível aos problemas de qualidade:

ii) A eletrônica de potência que, cada vez mais, produz equipamentos com maior capacidade nominal e que geram uma série de distúrbios na qualidade aos quais a microeletrônica é sensível. Estes equipamentos encontram aplicação em indústrias que necessitam de sistemas de controle de processo, ou mesmo em residenciais ou firmas comerciais:

iii) Mesmo com as mudanças acima listadas das características da carga, deve permanecer a utilização de bancos de capacitores para correção de fator de potência e redução do fluxo de reativos na rede elétrica. Entretanto, estes capacitores podem, em função dos parâmetros do sistema, melhorar ou piorar os níveis dos transitórios e de harmônicos.

Dentre os problemas principais de qualidade pode-se citar Voltage Sag, que, por exemplo podem ser causados por uma operação de religamento automático: Transiente de tensão devido a chaveamento de capacitores para correção de fator de potência: Distorção harmônica, em função de cargas não lineares nos consumidores industriais.

Os sistemas elétricos deverão então ser projetados e operados levando em conta estes fatores. Estas tendências têm impacto não só nas Empresas de Energia Elétrica, mas também nos sistemas dos consumidores, uma vez que deverão estar prevenidas contra os efeitos em seus equipamentos.

CAPITULO SEXTO

APLICAÇÕES

"It is a capital mistake to theorize before one has data"

Sherlock Holmes

"It often happens in science that while data are scarce, interpretation seems easy, but as the number of data grows, consistent argument becomes more and more difficult"

Hitoshi Takeuchi, Seiya Uyeda and Hiroo Kanamori, citado por Glenn Shafer em A Mathematical Theory of Evidence, Princeton University Press 1976

6.1 - INTRODUÇÃO

Este capítulo se propõe a mostrar o comportamento ao desempenho operacional do sistema CHESF no período de 1980 a 1992, enfocando principalmente os aspectos da continuidade do fornecimento e do suprimento e da segurança. Estes conceitos já foram introduzidos em capítulos anteriores.

6.2 - PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA CHESF

A CHESF, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, é responsável pela Geração e Transmissão de energia elétrica a oito dos nove estados do Nordeste do Brasil, da Bahia ao Piauí excetuando apenas o Maranhão. Supre a oito concessionárias estaduais, através de 82 pontos de entrega, com um total de 541 alimentadores. e fornece diretamente a 12 consumidores industriais em tensão de 250 kV.

Atualmente a CHESF dispõe de 74 instalações, dentre as quais 15 usinas. Sua capacidade instalada é de 7.704,52 MW, sendo 7.271,82 MW de geração hidráulica e 432,50 MW de térmica, onde se observa claramente a predominância hidráulica. A geração máxima do Sistema é de 5.589,7 MW e o requisito de energia é de 3.797,9 MW médios, valores para o ano de 1992.

O sistema de transmissão é composto de 20 linhas na tensão de 500 kV, 122 na tensão de 230 kV e 25 em tensão menor ou igual a 158 kV, perfazendo uma extensão total de 14.857,8 km de linhas e cobrindo uma área de 1.219.985 km², que corresponde a 14,5% da superfície do País. A capacidade de transformação é 25.418,7 MW.

O sistema é predominantemente radial, geração primordialmente concentrada nas usinas do Rio São Francisco com cargas distantes da fonte e localizadas nos principais centros urbanos. Possui uma única interligação com a ELETRONORTE, empresa responsável pelo atendimento a região Norte do País, que normalmente opera fornecendo energia para a CHESF. Todavia, em algumas situações, há inversão do fluxo.

6.3 - DINÂMICA DA EVOLUÇÃO DO SISTEMA

No período a ser considerado para análise, do ano de 1980 ao de 1992, o requisito de demanda, potência, do Sistema passou de 2.962,8 MW para 5.285,0 MW, o requisito de energia aumentou de 16.708,1 GWh para 55.560,9 GWh e o número de pontos de entrega evoluiu de 65 para 92. Alternativamente, a capacidade instalada de geração passou de 4.260,02 MW para 7.704,52 MW, a capacidade de transformação passou de 11.701 MVA para 25.411 MVA e a quantidade e extensão de linhas de transmissão passaram de 116 para 169 e 11.904 km para 14.858 km, respectivamente.

1.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Historicamente, para o Setor Elétrico, a aplicação de estudos de avaliação de desempenho sempre esteve mais ligada ao Planejamento onde. ênfase é dada aos modelos preditivos que buscam otimizar técnica e economicamente a introdução de novas obras ao sistema atual. Apenas recentemente, vem surgindo na literatura, quer a nível nacional quer internacional, a preocupação com a avaliação do desempenho atual e histórico, introduzindo técnicas estatísticas no âmbito da Operação, mas voltada também para validação dos critérios de previsão.

Acontece que a atividade de avaliação de desempenho é por demais abrangente e, pode estar associada a qualquer horizonte temporal a que o Setor Elétrico Nacional habituou-se a trabalhar, Planejamento, Operação e Pós-Operação, ou mesmo a uma atividade específica tal como, Projeto, Construção ou Operação.

O objetivo desta Tese é trazer para o horizonte Operação/Pós-Operação as questões específicas de avaliação de desempenho de Potência, estruturá-las de forma conceitualmente correta e aplicá-las.

Ou seja, além de validar os critérios de Planejamento, de que forma a operação pode avaliar seu desempenho? Que indicadores são mais apropriados? Quais seus significados? Qual a sua abrangência? De que forma podemos tratar a questão da informação nua deve-se extrair do Sistema para este fim? Os indicadores .anutenção? Como promover uma gestão integrada entre os determinados segmentos da empresa?

Um estudo desta natureza pode tornar-se por demais extenso. Observe que a avaliação de desempenho pode ser vista como a função cujo objetivo é, além da análise de dados e do estabelecimento de diagnósticos, a determinação de ações que visem a otimizar e/ou melhorar o desempenho do sistema. Esta melhora se reflete através da relação custo/benefício, quando objetiva-se aumentar a disponibilidade do Sistema, melhorar a qualidade do serviço e minimizar seus custos, levando em conta ainda os fatores humanos envolvidos.

O enfoque adotado neste trabalho diz respeito a avaliação do desempenho do sistema físico. Mais especificamente de um Sistema Eletroenergético no Nível Hierárquico 2, suas interações com os níveis hierárquicos anteriores, suas partes, os equipamentos de geração e transmissão de energia, e demais fatores de interação, no horizonte de pós-operação.

A idéia associada a este estudo é que o mesmo possa ser factível de implementação. Isto fez com que o direcionamento do trabalho levasse em conta a possibilidade real de se dispor das informações necessárias a avaliação, que especificamente são as da CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco.

Em 1980, o Sistema CHESF apresentou um índice de Frequência de Interrupção Global de 11,744 interrupções e o de Duração de Interrupção Global igual a 8,215 horas, com um total de 15.964,8 MWh de Energia Não Suprida e que correspondeu a um índice de Continuidade de 99.90 %, e equivalente a 323.3 Sistema-Minutos.

Para 1992, os indicadores acima mencionados tiveram valores de 3.561 interrupções e 4.079 horas, respectivamente, totalizando 15.691.3 MWh de Energia Interrompida, correspondente a um índice de Continuidade de 99.95 % ou a 178.1 Sistema--Minutos.

6.4 - CARACTERÍSTICAS DOS DADOS PARA ANÁLISE

O objetivo das análises efetuadas neste capítulo é aferir-se o desempenho do Sistema CHESF através de um estudo estatístico aos indicadores de falha. Numa atividade desta natureza é importante que se torne claro como os dados foram coletados e estão dispostos, uma vez que estes sofrem a influência de uma série de condicionantes.

A população de origem dos dados são os eventos de desligamentos, forçados e programados, dos alimentadores e barramentos de entrega do Sistema CHESF, desde que tenham duração igual ou superior a um minuto. Neste caso, são excluídos os desligamentos automáticos com religamento automático, o número de barramentos e alimentadores é variável ao longo do período de análise, pois é função da dinâmica própria do Sistema. Neste trabalho a amostra coincide com a população.

O estudo é baseado numa agregação dos dados em função da localização geográfica dos pontos de entrega. Dois aspectos são de interesse. O desempenho do Sistema Global e de suas partes. Aqui, parte de uma determinada área eletrogeográfica de responsabilidade que contém um determinado número de instalações. A CHESF, do ponto de vista de manutenção e operação, está dividida em seis áreas denominadas de Gerências Regionais, as quais são: Norte, Sul, Leste, Oeste, Paulo Afonso e Sobradinho. Não há interesse prático, principalmente do ponto de vista gerencial, no desempenho de um ponto isoladamente. A agregação é feita calculando-se a média simples e/ou ponderada, pelo valor da carga, dos indicadores.

O evento de falha é caracterizado pelo fato de acontecer interrupção de carga no consumidor, desde que atribuída a responsabilidade a supridora. No caso a CHESF, é independente da causa.

As fontes principais de informações para os dados que constam deste trabalho foram as seguintes:

- SED - Sistema de Estatística de Desligamentos da CHESF;
- ASQ's - Relatório da Análise Semanal da Operação;
- RAP's - Relatórios de Análise de Perturbações;

RAD's - Relatório de Avaliação do Desempenho aos Esquemas de Controle, Proteção, Supervisão e Teleproteção do Sistema CHESF:

RDO's - Relatórios Diários da Operação.

As estatísticas aqui apresentadas foram fruto de um grande esforço de reunir estes dados, validá-los e compatibilizá-los para finalmente apresentá-los na forma simplificada das tabelas que aparecem ao longo deste capítulo.

Não foi objetivo deste trabalho desenvolver software específico para as aplicações estatísticas. Para este fim foram usados os pacotes MINITAB, RYAN JR. JOINER & RYAN [80], SYSTAT, WILMNSON [99], e MICROSTAT. Como ferramenta de apoio foi utilizada a planilha LOTUS.

6.5- COMPARAÇÃO A NÍVEL INTERNACIONAL : PONTO DE VISTA CIGRÉ

Não há no Setor Elétrico Nacional uma estatística confiável sobre o desempenho das empresas quanto à segurança e/ou continuidade, principalmente aquelas que contêm um BES. Bulk Electricity System, que são as responsáveis pela geração e transmissão de grandes blocos de energia, o que torna difícil a aferição e comparação entre as companhias brasileiras.

Em função desta realidade e para se ter um balizamento em termos macro, utilizaram-se os dados colhidos pela CIGRÉ em pesquisas junto às empresas da Europa e Estados Unidos para este fim. Abaixo, são descritos os conceitos utilizados por este organismo internacional para a coleta e análise dos indicadores.

Na avaliação do desempenho operacional de sistemas de potência, três atributos são de interesse:

SEGURANÇA - capacidade do sistema em evitar e recompor-se às falhas em seus equipamentos, ou componentes, que poderiam levar a black-outs.

QUALIDADE - o suprimento e fornecimento contínuo de energia aos seus consumidores em níveis apropriados de tensão e frequência.

CUSTOS - a minimização de todos os custos afetados na operação do sistema.

Para avaliação da segurança, o conceito de Distúrbio no Sistema é introduzido. No caso da qualidade focaliza-se o desempenho da continuidade dos pontos de entrega, conforme definido no capítulo anterior.

Quanto ao desempenho da tensão e frequência, atributos da qualidade, entende-se que no caso específico do Sistema CHESF eles são atendidos em regime permanente. Em algumas situações devido às ocorrências, distúrbios, estes podem variar

transitoriamente. Não ha. entretanto, estatística confiável sobre eies. O atributo custo, por falta de dados. não sera trataao nesta capitulo.

A CIGRÉ. através de um de seus grupos de trabalho, especificamente o WG-39.05. LEREVEREND [61.1 e WINTER LEREVEREND (101], que estuda o desempenho operacional de sistemas de potencia. classifica os sistemas quanto a três características básicas, que servem para ajudar na racionalização das diferenças de parformance e para permitir comparações entre empresas. Estas são:

1) Fator do tamanho do Sistema (System Size Factor - SSF)

SSF A - Demanda anual maior ou igual a 10.000 MW

SSF B - Demanda anual entre 1.000 e 9.999 MW

SSF C ~ Demanda anual inferior a 999 MW

2) Localização da empresa em relação ao sistema interligado

U1 - Posição central num sistema fortemente interligado.

U2 - Localizado na periferia de um sistema fortemente interligado

U3 - Ocupa posição isolada ou num extremo de interligação fraca

3) Natureza da limitação da capacidade de transmissão

a - Predominância de limites térmicos (rede multi-malhada com carga e geração dispersa),

b - Predominância de limites de estabilidade ou de tensão (rede pouco malhada com centros de carga e de geração localizadas)

Em função das características acima descritas, pode-se dizer que o sistema CHESF é melhor classificado como 6 U3 b.

6.5.1 DESEMPENHO DA SEGURANÇA

A confiabilidade do sistema composto pode ser vista como sua habilidade em suprir e/ou fornecer eletricidade de forma contínua e na quantidade desejada por seus consumidores. Uma interrupção e um evento de falibilidade. Estes podem variar de uma simples saída de um alimentador, por um problema localizado. ate um distúrbio no sistema que envolve a um grande numero de pontos de entrega.

Um distúrbio no sistema e o evento que representa a falha na segurança. Estes envolvem perda de carga em grande quantidade e são caracterizados por um ou mais fenômenos:

- Perda de estabilidade do sistema
- Saídas em cascata de circuitos de transmissão

- Variações anormais de frequência e/ou tensão.

Para um determinado sistema elétrico. r.em-se interesse na frequência ae ocorrência e na severidade dos distúrbios.

A severidade, em sistema-minutos. e definida como **a razão** entre **a** energia não suprida em um distúrbio, em MW-minutos. 8 a ponta ae carga anual em nW. Assim. 1 SM (um Sistema-ninuto; e equivalente a interrupção total do sistema durante 1 minuto no horário de pico de carga. Este pode ser classificado como se segue:

Grau 1 - 1 < SM < 10
Grau 2 - 10 i SM < 100
Grau 5 - L00 < SM < 1000

Pesquisa realizada peia CIGRF. conforme ê aetaihado em LEREVERENO à TOWSTEGO iö2j. com um total ae 198 empresas da Europa e America ao Norte. no período ae 1973 a 1989. representando um total de 2.206 emoresas-ano. apresenta os resultados descritos abaixo:

i) Quanto ao grau do distúrbio, observa-se? aue. em media, as empresas apresentam:

um distúrbio de grau 1 a cada 2,6 anos i ou 0.385
disturbio/ano)

um distúrbio de grau 2 a cada 8.8 anos t ou 0.114
distúrbio/ano)

um distúrbio de grau 5 a cada 83.5 anos t ou 0.012
disturbio/ano)

ii) Do total de emoresas e durante todo o oeriodo. de 1975 a 1989. 57% não tiveram nenhum distúrbio com grau 1, 2 ou 5:

iii) Das tres características usadas para classificar-se um sistema, conforme explicacao acima, observa-se que a localização do sistema tem mais influencia no desempenho do aue o tipo de limitação. e este. oor final, tem mais influência do que o tamanho.

iv) Quanto maior for o grau de interligação do sistema menos ele apresenta a ocorrência de distúrbios

v) Os sistemas com limitação térmica experimentam menos disturoios do que os limitados por estabilidade, ou tensão.

vi) O tamanho do sistema parece não influenciar de forma marcante o desempenho da segurança.

vii) Para empresas classificadas como U5. que representa apenas 12% da amostra. localizadas isoladamente ou num extremo de ligação fraca, que é o pior caso. conforme colocado em iii) e iv) acima, os valores médios quanto ao grau do distúrbio são:

- 1,51 distúrbios de grau 1 a cada ano
- 1 distúrbio de grau 2 a cada 2.85 anos (ou 0.56 disturbio/ano;

Mesmo assim 9% das empresas classificadas como isoladas não experimentaram nenhum distúrbio no período.

viii) Quanto as principais causas que iniciaram os distúrbios, percentualmente, elas foram:

- Equipamento de alta tensão - 30%
- Condições climáticas e meio ambiente - 22%
- Proteção e controle - 17%
- Falha Humana - 7%
- Outros - 16%
- Desconhecidos - 8%

RESULTADOS PARA O SISTEMA CHESF

A planilha listada no item 0.7 deste capítulo apresenta um descritivo de todos os distúrbios ocorridos no sistema CHESF no período de 1980 a 1992, com o valor da severidade e causa. Desta pode-se tirar as seguintes conclusões:

i) A estatística de ocorrência de distúrbios é mostrada na tabela abaixo e corresponde aos gráficos das figuras 6.1 e 6.2 nas páginas seguintes. Apresenta-se os valores correspondentes aos de grau 1 e grau 2 e o total. O valor denominado de ponderado é obtido considerando-se um distúrbio de grau 2 equivalente a dez de grau 1.

DISTÚRBIOS	MÉDIA	DESVIO	MÍNIMO	MAXIMO	: TOTAL
GRAU 1	9.62	6.33	3	23	125
GRAU 2	0.77	0.97	0	3	10
G1 + G2	10.39	6.17		24	135
PONDERADO	17,31	10,26	3	37	225

ii) O sistema CHESF apresentou a cada ano no mínimo 3 e no máximo 23 distúrbios de grau 1. Em média ocorreram 9.62 distúrbios por ano:

iii) De forma similar, apresentou no mínimo 0 e no máximo 5 distúrbios de grau 2 a cada ano. Em média ocorre 1 distúrbio de grau 2 a cada 1.45 ano.

iv) Não há registro de ocorrência de distúrbios de grau 3.

v) A tabela abaixo ilustra as estatísticas da CHESF e da CIGRÉ. Para essa, estão listados os valores médios globais de todas as empresas e o pior caso, que é o das classificadas como U3.

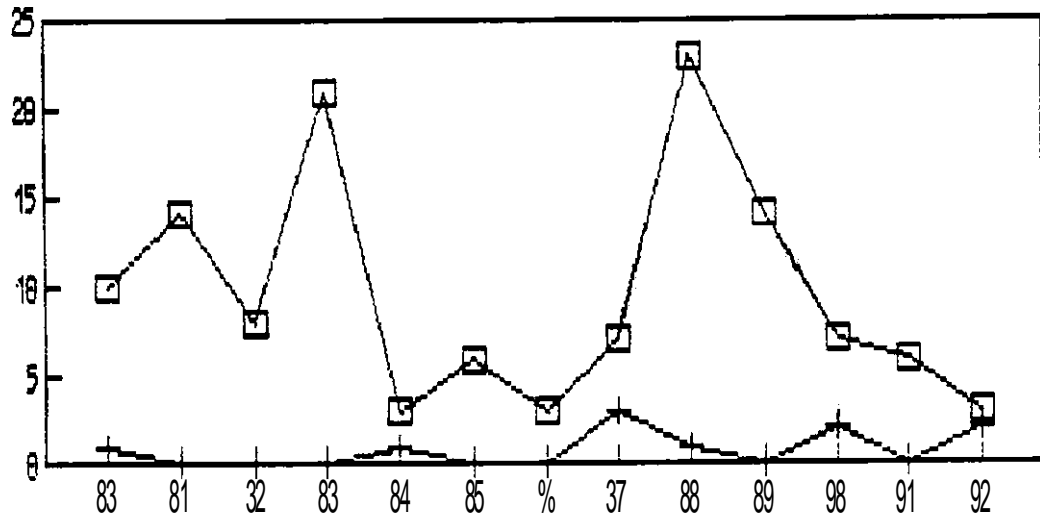
DISTÚRBIO	CHESF	CIGRÊ (U3) I	CIGRÊ (Global)
GRAU 1	9.62	1.51	0.38
GRAU 2	0.77	0.36	0.11
GRAU 5	0.00	0.03	0,0i
TOTAL	10.39	1.90	0.50
PONDERADO	17,31	8.45	.75

Como pode ser visto, nas duas classificações, a CHESF apresenta desempenho inferior. Os gráficos das figuras 6.3 e 6.4 ilustram esta situação, observe que estão com escalas diferentes.

vi) Quanto as principais causas que iniciaram os distúrbios, para o Sistema CHESF, percentualmente e em ordem decrescente de influência, foram os seguintes: (Ver gráficos das figuras 6.5 e 6.6).

- Equipamentos de Transmissão - 41%
- Falhas Humanas - 15%
- Falhas na Interligação (NHO) - 12%
- Equipamentos de MPCC - 7%
- Queimada sob LT's - 7%
- Equipamentos de Geração - 5%
- Vandalismo - 1%
- Outros - 16%

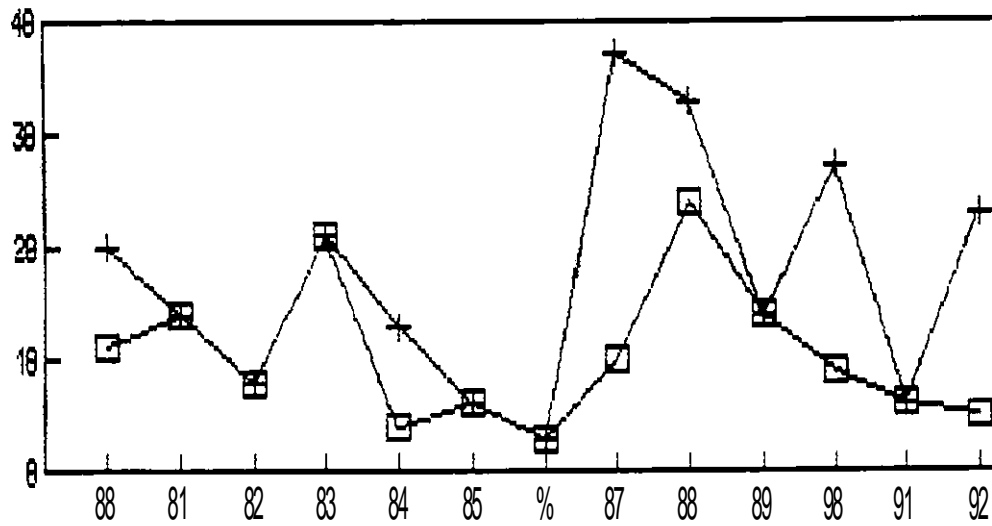
HIERO DE DISTÚRBIOS POR ANO
CHESF



•QH11 - KM 2

Figura 6»i

TOTALS DE DISTÚRBIOS POR ANO
CHESF



•SOMATÓRIO + POMD0

MEDIA DE DISTIBIOS POR AHO
CIGRE

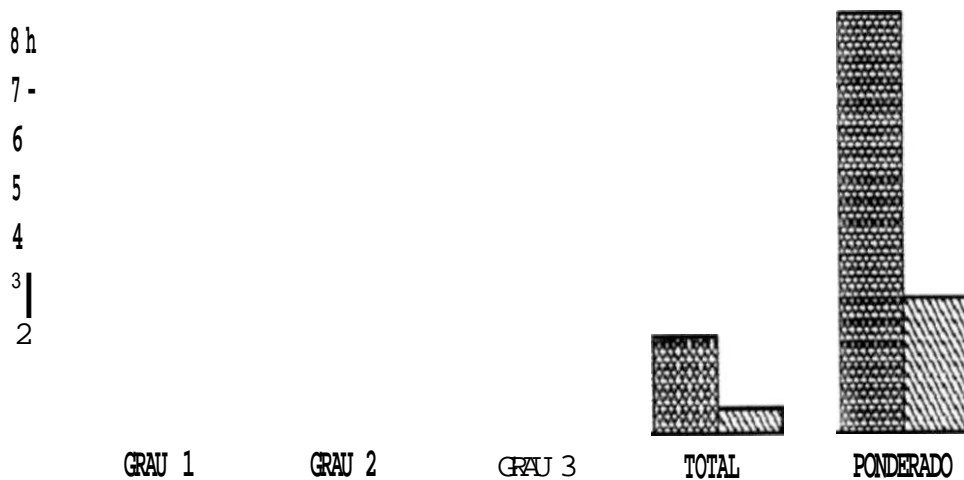


Figura 6.3

MEDIA DE DISTUR&I&U&S POR AN&O
CHESF

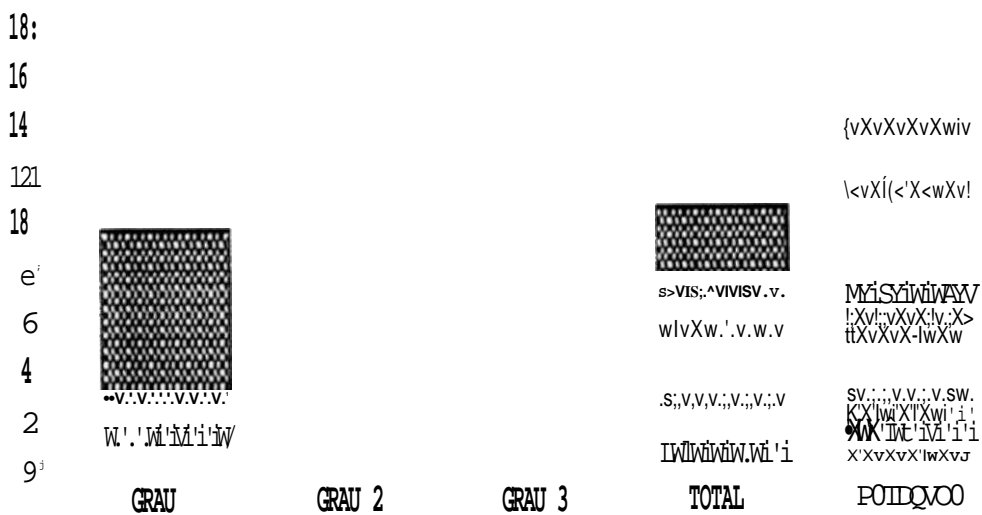


Figura 6.4

CAUSAS PRINCIPAIS
C M

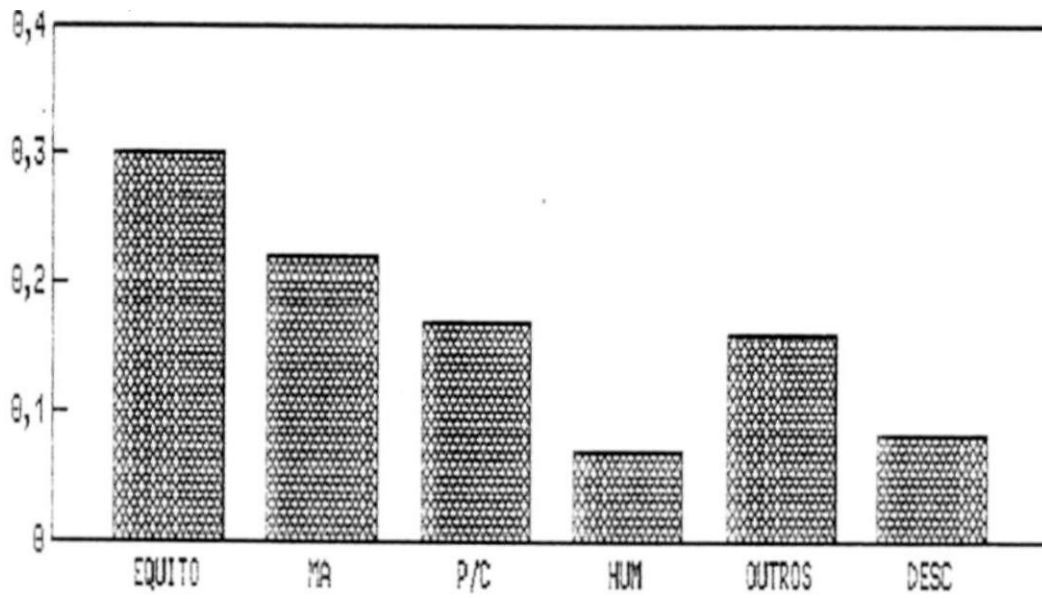


Figura 6.5

CAUSAS PRINCIPAIS
CHESF

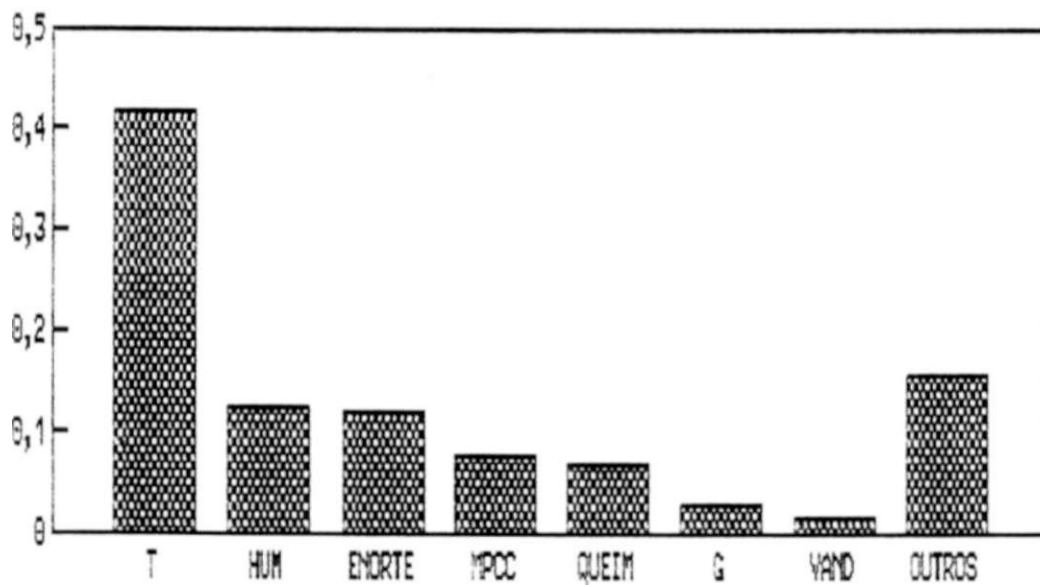


Figura 6.6

6.5.2 - DESEMPENHO DA CONTINUIDADE

O desempenho da continuidade é medido através do desempenho dos pontos de entrega do Sistema. No caso da CHESF, há uma predominância quase total de pontos radiais, que são os que quando submetidos a desligamentos forçados acarretam interrupção de carga.

O critério CIGRÊ, conforme detalhado em WINTER, LEREVERENP, MAMANI & TURNER [100], observa o desempenho tanto de pontos de entrega radiais como os malhados, que são os que possuem alimentação alternativa para a carga ao serem submetidos a desligamentos forçados.

Os eventos de falibilidade levados em consideração para cálculo dos indicadores, são todos aqueles originados no interior do BES, Bulk Electricity System, ou de responsabilidade deste, que levam a interrupção nos barramentos de entrega, com duração igual ou superior a um minuto. Estes podem, portanto, ser causados por falhas na disponibilidade energética, na geração, transmissão ou combinação destes.

Não são considerados os desligamentos programados, os com religamento automático, os originados no consumidor e os que envolvem alimentadores individualmente sem o barramento associado, iniciados, por exemplo, por atuação de esquemas de alívio de carga.

Os indicadores adotadas são os seguintes :

- a) Frequência Média de Interrupção. FMI - O número médio de interrupções por barramento por ano:
- b) Duração Média de Interrupção. DMI - A duração média, expressa em minutos por barramento por ano:
- c) Tempo Médio de Restauração. TMR - O tempo médio, expresso em minutos, necessário para restabelecer o barramento após interrupção.

Para uma determinada área eletrogeográfica, com um certo número de barramentos de entrega associados, tem-se os indicadores:

$$\text{TMI} = \frac{\text{Número de interrupções dos pontos de entrega}}{\text{Número de pontos de entrega}}$$

1.2 - ORGANIZAÇÃO DA TESE

A organização da tese foi feita de forma que esta possa ser lida como um texto auto-contido, não necessitando, à menos para esclarecimentos adicionais, de leituras introdutórias. fazeno assim com o texto sirva como referencial para análise de desempenho no pós-operação. A organização sequencial dos capítulos procurou levar em conta esta premissa, conforme esta descrito abaixo.

O Capítulo 2 trata da teoria clássica da confiabilidade, assunto este que é base, independente do contexto envolvido, para o estabelecimento de modelos e diagnósticos. São também tratados alguns tópicos sobre a influência da manutenção no desempenho global do Sistema. Para um leitor já mais experiente este capítulo pode ser encarado como um apêndice, haja vista a formulação matemática que é detalhada.

No Capítulo 3 são conceituadas as questões relativas a confiabilidade de sistemas de potência, classes e objetivos de estudos. Seguindo a cronologia histórica, enfoca-se a análise preditiva, a modelagem do sistema e partes, as técnicas computacionais envolvidas e os indicadores associados.

No Capítulo 4, após uma visão global de como e caracterizado o desempenho de sistemas elétricos, procura-se estruturar um sistema de informações e indicadores apropriados que se prestem a avaliação.

No Capítulo 5, quando já esgotou-se a visão interna ao Sistema Eletroenergético, procura-se mostrar quais os reflexos e como o consumidor sente os efeitos da perda de disponibilidade e/ou qualidade de energia.

O Capítulo 6 é uma aplicação. Utilizando-se dos conceitos descritos nos capítulos anteriores, de algumas técnicas de confiabilidade e estatísticas e com dados operacionais reais, do período de 1980 a 1992, efetuou-se um estudo sobre o desempenho do Sistema CHESF, chegando-se a alguns resultados interessantes. Desconhece-se, no Setor Elétrico Nacional, de algum estudo similar sobre uma empresa de energia elétrica num período de tempo tão longo e abordando todos os aspectos colocados aqui.

Por fim, o Capítulo 7 descreve as principais conclusões e comentários sobre este trabalho e sugestões para prosseguimento.

O Apêndice .1 apresenta alguns desdobramentos do capítulo 4, e onde estão discriminados os dados importantes para composição de base de dados dos equipamentos, dos modos de falha e das causas das falhas para classificação dos eventos. Também, há uma relação de terminologia aplicada ao módulo de Continuidade.

$$\text{DMI} = \frac{\sum \text{durações das interrupções aos pontos de entrega}}{\sum \text{pontos de entrega}}$$

$$\text{TMR} = \frac{\sum \text{durações das interrupções dos pontos de entrega}}{\sum \text{interrupções nos pontos de entrega}}$$

Estes indicadores quando o conjunto considerado *abrange* todos os pontos de entrega do Sistema, são chamados de SAIFI, System Average Interruption Frequency index; SAIDI, System Average Interruption Duration Index; e SARI, System Average Restoration Index.

Os principais resultados da pesquisa, realizada pela CIGRÉ, e com dados do ano de 1985 envolvendo 72 empresas da Europa e Estados Unidos, com um total de 19.586 barramentos de entrega. publicada em WINTER, LEREVEREND, MAMANI & TURNER [100] e LEREVEREND [61] foram:

i) A Frequência Média de Interrupção foi de 0,50 interrupções por barramento por ano:

ii) A Duração Média de Interrupção foi de 50,4 minutos por barramento de entrega por ano;

iii) O Tempo Médio de Restauração foi de 72,7 minutos por ano por barramento de entrega. (Observe que menos de um barramento foi interrompido num ano. em média);

iv) A maioria dos barramentos de entrega. 76,1%. não experimentou nenhuma interrupção e apenas 9,4% foi submetido a mais de 2 interrupções:

v) Os barramentos radiais apresentaram uma quantidade maior de interrupções do que os malhados, porém de menor duração:

vi) As durações das interrupções variaram de 0 a 18.121 minutos para um período de um ano. Apenas 10% de todos os pontos de entrega foram interrompidos por mais de 50 minutos por ano.

RESULTADOS PARA O SISTEMA CHESF

As planilhas listadas no item 6.8 deste capítulo mostram as frequências e as durações das interrupções aos pontos de entrega da CHESF. de 1980 a 1992. O número de barramentos é variável ao longo do período em análise, e tem valor médio igual a 84. Esta variação é função da dinâmica própria do Sistema onde alguns novos barramentos são instalados para atender a carga, outros são absorvidos por algum já existente, ou mesmo extinto. Os gráficos das figuras 6.7 e 6.8 ilustram o comportamento médio ao longo dos anos.

As principais conclusões e observações sobre o sistema CHESF são as seguintes:

i) A Frequência Média de Interrupção é de 6,79 interrupções por barramento por ano:

ii) A Duração Média de Interrupção é de 248,58 minutos por barramento e por ano:

iii) O Tempo Médio de Restauração é de 36,10 minutos por ano por barramento de entrega:

iv) A Frequência de Interrupção variou entre 0 e 77 interrupções por barramento por ano:

v.) A Duração de Interrupção variou entre 0 e 7843 minutos por barramento por ano;

vi) Se o horizonte de análise for reduzido para os últimos quatro anos, visão mais atual, os valores para a Frequência Média e Duração Média passam, respectivamente, a ser 4,48 interrupções e 158,17 horas, que são números bem melhores que os encontrados para o período global. A tabela abaixo ilustra esta situação, bem como os gráficos das figuras 6.9, 6.10, e 6.11:

INDICADOR	CHESF (Global)	CHESF (4 anos.)	CIGRÊ
FMI	6,79	4,48	0.50
DMI	248,58	158,17	36,40
TMR	36,10	35,31	72,70

FREQUÊNCIA DE INTERRUPÇÕES
CHESF



Figura 6.7

DURAÇÃO DE INTERRUPÇÕES
CHESF

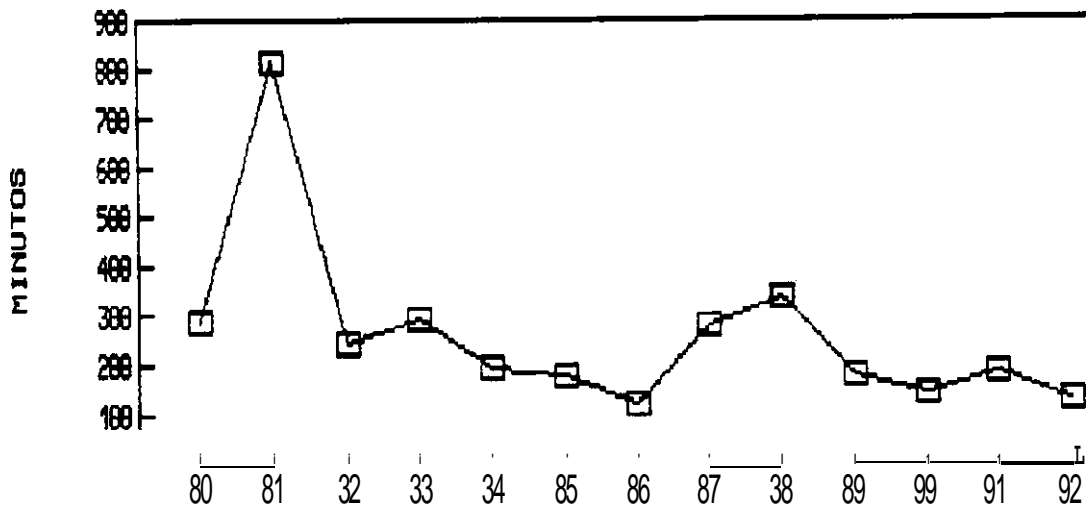


Figura 6-8

BLACA HEDA DE INTERRUPÇÕES
CHESF X CITE

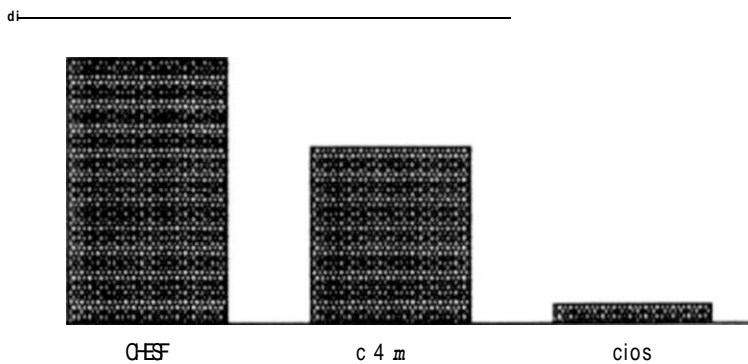


Figura 6.9
MÉDIA DE INTERRUPÇÕES
CHESF X CITE

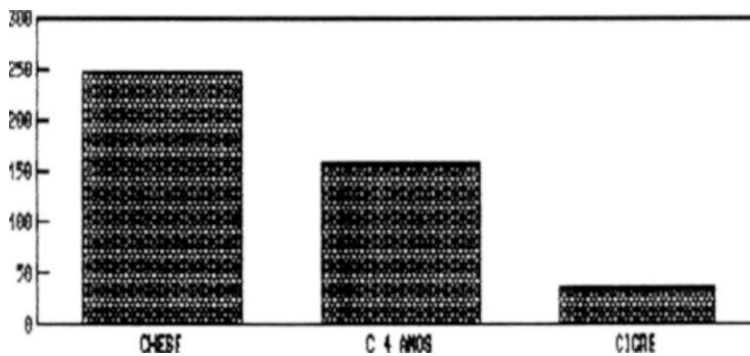


Figura 6.10
TEMPO DE RESTAURAÇÃO
CHESF X CITE

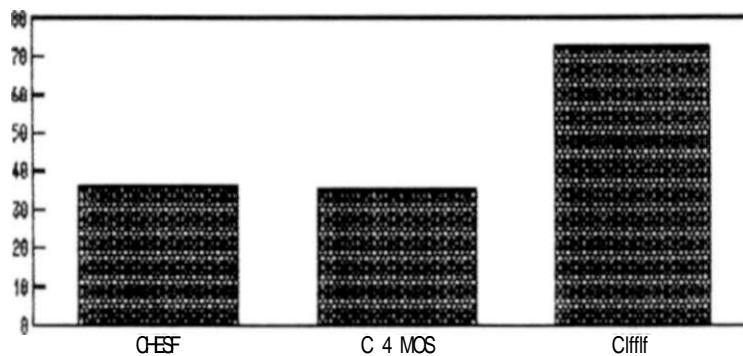


Figura 6.11

6.6 - ANÁLISE DO DESEMPENHO DO SISTEMA CHESF

O principal objetivo de uma análise de desempenho é saber como os dados informam sobre o comportamento do Sistema.

Os dados de falha ao Sistema e suas partes encontram-se listados nas tabelas dos itens 6.8, 6.9, 6.10, 6.11, 6.12 e 6.13 deste capítulo. Para análise destes dados, são utilizados alguns métodos estatísticos, entre os quais destacam-se os de Análise de Confiabilidade, Inferência, Teste de Hipóteses e Análise de Variância, bem como alguns métodos gráficos.

O objetivo agora, após alguns comentários sobre estes métodos, é o de utilizá-los para responder a algumas perguntas de interesse sobre o desempenho do Sistema.

6.6.1 - ANÁLISE DE CONFIABILIDADE

Na referência SCHILLING [84], o autor desenvolve um processo para análise de confiabilidade de sistemas e/ou componentes reparáveis, sujeitos a fenômenos de envelhecimento (positivo ou negativo), os quais são caracterizados pela variação crescente ou decrescente da função taxa de falha, que, como será mostrado, é uma característica do Sistema CHESF. As colocações aqui efetuadas são baseadas neste texto e algumas transcrições fazem-se necessárias para melhor entendimento.

Este processo está ilustrado no fluxograma simplificado abaixo, figura 6.12, e parte do princípio de que a análise de uma série de eventos pode ser feita sob dois enfoques: via estatística de ordem ou via processos estocásticos pontuais.

A análise de uma série de eventos via estatística de ordem baseia-se na hipótese a priori de que os dados são independentes e identicamente distribuídos (iid). Neste caso, a cronologia histórica não traz nenhuma informação adicional, podendo os dados serem rearrumados por magnitude, estatística de ordem, sem que haja nenhuma perda com esta reordenação. Este é um procedimento usual na análise clássica de confiabilidade que, em geral, leva a hipótese exponencial para a série de eventos. Neste caso, entretanto, não é possível representar o efeito do envelhecimento, positivo ou negativo.

A teoria clássica da Confiabilidade e os procedimentos para a análise de uma série de eventos já foram detalhados no capítulo 2 desta tese.

De forma contrária, na análise via processos estocásticos pontuais a cronologia dos eventos é importante e permite representar, razoavelmente, a melhora/piora da função de confiabilidade. Observe que neste caso só se tem interesse em modelar os intervalos de tempo entre falhas, ou tempos de operação.

Tumm m msftmt E WWS PARA ANALBE E cowiABnii
M 3 T

uT
↓

HOTEAGBI E Z (t)

(D--*Coleta de dados: conjunto de n eventos » ordenadas cronologicaHente (x1, x2, . . . , xn)

ANALISE IX
CCNTAEHJME

②
↓
Presença de tendência
MCDDiOI II PROCESSO NM
Mi: mtivm

i Monte Carlo
, Cadeias de Markov
i etc

④ nao
↓
amm i (x1 A ... , m) s » ro
toEIBI DO PROCESSO K REMOVDO WA ESTOTETEIE OFHH

(J M J

% W i L o t t P O N J N C I L M O E Q / G D I D O F
ABRE) * L E P O I H C H X E F O C F I W

HOCELAGU JE OUTBOS HOCEL&S HeMI & «a gto

Figura 6 »12

A figura acima caracteriza o processo de análise de confiabilidade em duas etapas. Na primeira? Procura-se identificar o processo estocástico mais favorável a modelagem do Sistema e na segunda é onde há a análise de confiabilidade propriamente dita- Estas estão descritas abaixo.

IDENTIFICAÇÃO DO MODELO

São descritos agora os passos necessários à modelagem da função taxa de falha $Z(t)$, que, tem a definição formal conforme abaixo«

$$Z(t) = \frac{dE N(t)}{dt} \quad (6.6.i.1)$$

onde $N(t)$ é o número de eventos, falhas, ocorridos até o instante t de um processo estocástico pontual, e E é o valor esperado desta variável aleatória.

Coleta e ordenação dos dados:

Esta é a etapa inicial do processo e consiste na ordenação cronológica das magnitudes das variáveis X_i associadas aos intervalos de tempos de operação entre falhas sucessivas de um sistema reparável.

Análise das tendências:

As tendências são identificadas através de métodos gráficos, usados inicialmente para constatação de existência ou não, e de métodos analíticos, através de testes de hipóteses a um determinado nível de significância. Em geral utiliza-se o teste de Mann para este objetivo.

Observe que neste caso a ordenação cronológica aos eventos é fundamental e a identificação de uma tendência leva a uma modelagem via processo estocástico não estacionário.

Modelagem ao processo não estacionário:

Em função de sua simplicidade, o processo estocástico mais utilizado é que atende as necessidades do problema e o Processo de Poisson Não Homogêneo (PPNH). É importante salientar que este comporta o Processo de Poisson Homogêneo (PPH) como caso particular, onde a função taxa de falha é identificada como constante e leva ao modelo exponencial para as variáveis x_i .

A modelagem via PPNH é feita através da identificação estrutural e paramétrica de $Z(t)$. A identificação estrutural consiste na escolha de uma função taxa de falha apropriada aos dados. O autor sugere a adoção de um dos cinco modelos: Constante, Linear, Exponencial, de Ascher-Feingold e Weibull. Em princípio a escolha deve recair sobre o modelo com menor número de parâmetros, princípio da parcimônia. Dado que o modelo foi escolhido procede-se a identificação paramétrica onde os parâmetros são estimados e testados para comprovar a aderência ao modelo. Pode-se utilizar um dos seguintes testes: Qui-Quadrado, Kolmogorov-Smirnov e/ou Crámer-von-Mises.

Modelagem do processo de renovação:

Caracterizada a ausência de tendência, em um nível de significância considerado relevante, conclui-se que a série de eventos (X_1, X_2, \dots, X_n) são independentes e identicamente distribuídos. Procede-se então a análise convencional de confiabilidade, conforme é detalhado no capítulo 1. Assim é válido efetuar-se uma reordenação da sequência original (X_1, X_2, \dots, X_n) por magnitude, estatística de ordem. Já que a cronologia não traz informação adicional. Constrói-se a curva de frequências relativas e ajusta-se a função de distribuição de probabilidade que mais se adequa. Uma candidata é a exponencial e, neste caso, configura-se a modelagem de renovação via PPH.

Teste do modelo:

Na identificação do modelo, na etapa de verificação da aderência aos dados, foi dito acima que é necessário efetuar-se algum teste estatístico para comprovação. A técnica utilizada para este caso é o chamado Teste de Hipóteses. CHATFIELD [25], RYAN JR. JOINER & RYAN [80], que é um problema típico de decisão onde apenas duas ações estão disponíveis. Ou seja, dada uma amostra aleatória de tamanho n , tem-se interesse em decidir-se por meio de uma função de decisão, dos dados, se aceita-se uma hipótese H_0 , chamada de hipótese nula, ou outra H_1 , chamada de hipótese alternativa. Os testes citados acima tem o objetivo de dizer se a amostra é aderente ou não a determinadas funções de distribuição.

DESCRIÇÃO DA SEGUNDA ETAPA

Dado que o processo estocástico mais apropriado foi identificado, parte-se para a segunda etapa que é a da análise de confiabilidade propriamente dita. Em geral é tratada através de métodos analíticos ou por métodos de simulação de Monte Carlo. CORDEIRO [28]. A escolha do método adequado dependerá da aplicação, bem como do tipo de resposta obtida na fase anterior da identificação estrutural e paramétrica, o método de Monte Carlo é uma ferramenta poderosa principalmente quando aspectos não triviais são considerados.

Três são as saídas da fase anterior e, conseqüentemente, são três as entradas para esta fase. Pode-se então descrever os procedimentos levando-se em consideração cada caso específico:

Quando a identificação levar as saídas indicadas na figura 6.12 pelos números 3 e 7, pode-se efetuar análise gráfica da equação:

$$- \ln R - \int_0^t Z(t) dt \quad (6.6.1.2)$$

onde R é a função confiabilidade do Sistema.

Quando a saída é proveniente do número 7, na figura 6.12, tem-se o caso clássico de confiabilidade, onde pode-se utilizar a teoria de cadeias de Markov. Também, todas as demais técnicas analíticas convencionais são passíveis de utilização neste caso, conforme está detalhado no capítulo 1.

APLICAÇÃO 1 - TENDÊNCIAS E MODELOS PARA O SISTEMA CHESF

A primeira questão é saber se no período em análise houve melhora ou piora na confiabilidade do Sistema CHESF. É interessante que esta resposta seja positiva, indicando que com o passar do tempo as ações feitas, quer que equipamentos de geração, transmissão e/ou controle e proteção, bem como o conhecimento acumulado das técnicas de operação e de manutenção.

foram eficazes e acarretaram num ganho de qualidade para o consumidor.

Para responder a esta pergunta retorna-se ao item 2 do processo de análise de confiabilidade acima, que é o de identificação da existência de tendência. Existe duas maneiras complementares para solução. A primeira é através de técnicas gráficas e a segunda é através de um teste de hipóteses.

O método gráfico permite uma análise preliminar para a identificação das tendências. Três tipos são utilizados neste trabalho, todos com escala linear para a abcissa e ordenada.

No primeiro, coloca-se na ordenada o valor estimado da função taxa de falha, $Z(t)$, e na abcissa o tempo total decorrido t desde a origem de referência, somatório dos X_i 's. Interpreta-se como degeneração quando os valores estimados apresentam-se crescentes e como melhoria no desempenho quando estes valores estimados apresentam-se decrescentes.

No segundo, lança-se na ordenada o número acumulado total de eventos $N(t)$, $(0,1,2,\dots)$ e na abcissa o tempo total decorrido t . Se a concavidade da curva resultante for voltada para cima, indica deterioração, ou envelhecimento positivo. Caso a concavidade for voltada para baixo indica uma melhoria no desempenho. Um comportamento linear indica de que se trata de um processo estocástico estacionário, sem tendência.

No terceiro gráfico coloca-se na ordenada a magnitude X_i dos tempos entre eventos e na abcissa o número acumulado total de eventos, $N(t)$, $(0,1,2,\dots)$. Interpreta-se como uma ausência de tendência se este apresentar um padrão aleatório.

Para caracterização da existência de tendência o teste utilizado é o chamado teste de Mann-Schilling [84J, Chatfield [25]. Para este define-se uma variável aleatória T_n , associada ao número de situações em que um dado elemento de ordem i da sequência de eventos X_i em estudo, é menor que o elemento de ordem k , sendo $i < k$. O teste é efetuado pelo cálculo do valor de uma outra v.a. denominada de M , a qual tem distribuição normal, $N(0,1)$.

A variável aleatória M é definida da seguinte forma:

$$M = \frac{T_n - E(T_n) \pm 0,5}{[\text{Var}(T_n)]^{1/2}} \quad (6.6.1.3)$$

Pode-se então testar a hipótese nula H_0 contra a hipótese alternativa H_1 , da seguinte forma :

H_0 : Ausência de tendência (processo de renovação)
 H_1 : Tendência monotônica (processo não estacionário)

e rejeita-se a hipótese de renovação se o módulo de M for maior que $\pm z_{\alpha/2}$ da curva normal, $N(0,1)$, com nível α de

significância adotado.

Um valor para M positivo indica a existência de um número decrescente de falhas, o que caracteriza uma melhoria no desempenho do Sistema. Caso o valor encontrado para M for negativo, implica num número cada vez maior de defeitos e caracteriza um envelhecimento real.

As tabelas do item 6.9 apresentam de forma esquemática as estatísticas de falhas no Sistema CHESF e suas partes por ano. Elas são obtidas a partir dos dados constantes no item t>.6. Observe que os valores calculados são os valores médios por barramento e por ano. O valor da Estatística de Mann aparece duas vezes, uma para análise da confiabilidade e outra para o tempo médio de interrupção, com o nível de significância associado. Os gráficos citados, de análise de tendência, aparecem em seguida apenas por uma questão de arrumação.

Observa-se que para um nível de significância de 5%, $\alpha/2 \sim * 100 *$ rejeitamos a hipótese nula de que não há tendência nos dados e, aceitamos a hipótese alternativa H1 e, como o valor de M é positivo, caracteriza-se uma melhoria no desempenho Global ao Sistema CHESF. Ver figuras 6.13, 6.14 e 6.15 do item 6.9.

Outra pergunta de interesse é saber se esta melhoria ocorreu também em todas as áreas regionais. Se não, em quais?

De forma similar, para cada área regional estão listadas no item 6.9 as tabelas das estatísticas de falha. O valor da variável t e nível de significância associado, assim como os gráficos associados. Ver figuras t>.17 a 6.39. Observa-se que, com exceção da Área Leste, todas as demais também apresentam melhoria no desempenho com o passar do tempo. No caso específico da Regional Leste apenas não temos evidência para rejeitar a hipótese nula de que os dados não apresentam tendência.

Quais as prováveis razões para estes ganhos ou diminuições na confiabilidade do Sistema e das partes?

A resposta para esta pergunta foi dada ao desenrolar da primeira e significa que as adições feitas no Sistema ao longo do tempo foram eficazes. Especificamente para a Área Leste onde não foi constatada melhoria, o conhecimento a priori do autor informa da existência de um eixo radial ligando a SE Campina Grande II até Açú I I, bastante antigo e que não atende ao critério n-1. Este, tem influenciado bastante o comportamento do Regional, fazendo com que o desempenho médio ao longo do tempo não apresente tendência positiva.

Houve, da mesma forma que aconteceu com a confiabilidade, uma melhoria no tempo médio de interrupção do Sistema e suas partes." Se não, quais as prováveis razões?

De forma similar procedeu-se com o MTTR, que aqui confunde-se com o Tempo Médio de Interrupção, a testes para verificação de

CAPÍTULO SEGUNDO

CONCEITOS GERAIS DA TEORIA DE CONFIABILIDADE

"The scope of reliability engineering is extremely wide, encompassing many areas of engineering technology. Reliability engineering helps ensure the success of space missions, maintain the national security, deliver a steady supply of electric power . . .

*B. S. Dhillon, C. Singh in
Engineering Reliability, New
Techniques and Applications,
John Wiley & Sons 1981*

tendências. Estes, juntamente com o nível de significância observado, aparecem também no item t>.9 junto aos testes de Mann para a confiabilidade. Veja também as figuras 6.16, 6.20, 6.24, 6.28, 6.32, 6.36 e 6.40. Agora um valor de M positivo indica aumento do tempo de interrupção e M negativo indica diminuição. Dos valores encontrados e fixando-se o nível de significância para o teste em 20%, aceitável para amostras pequenas, pouco maior do que dez, vê-se que Sistema CHESF não apresentou nem melhora nem piora neste período. Quanto as regionais, as Áreas Sul e Sobradinho mantiveram-se estáveis, enquanto as do Norte, Oeste e Paulo Afonso pioraram ao longo do campo. A Regional Leste foi a única que melhorou. Pode-se justificar este fato em função da radialidade do sistema, da não melhoria da manutenibilidade, ou como da ausência de desenvolvimento das técnicas de recomposição.

Quais os modelos que melhor representam a confiabilidade do Sistema e de suas partes?

Os testes feitos acima para caracterização de falhas numa série de dados, tanto os gráficos como os analíticos, são de aplicabilidade geral na Estatística e não se preoem apenas a teoria da Confiabilidade, logo não houve para sua utilização nenhuma restrição. Entretanto, na identificação aos modelos de confiabilidade é importante que o sistema atenda aos requisitos de um PPNH. A aproximação que se faz aqui é que os valores de falha no Sistema são representados pela média dos números de falhas por ponto de entrega, mesmo assim é interessante saber se é possível encontrar-se uma fórmula analítica para a função taxa de falha.

Para o Sistema global e áreas onde caracterizou-se a existência de tendência, tentou-se a modelagem via PPNH. As estimativas dos parâmetros estão listadas junto as tabelas das estatísticas de falhas, no item 6.9. Foram testados dois modelos para a função taxa de falha, $Z(t)$, o Linear e o Weibull, pois estes permitem cálculo dos parâmetros através da estimativa de Máxima Verossimelhança, o que não acontece com os demais modelos citados, que necessita de métodos numéricos, SCHILLING [85]. O teste de aderência adotado foi o Qui-Quadrado por ser simples de implementar computacionalmente, com nível de significância de 20%. Observa-se que para apenas a Regional de Sobradinho conseguiu-se ajustar um modelo, no caso o linear. A Regional Leste, que não apresentou tendência, adaptou-se bem ao modelo constante. Veja que os valores dos testes Qui-Quadrado encontrados são na quase totalidade maiores do que o valor permitido para nível de segurança fixado, o que nos faz rejeitar a Hipótese nula de que os dados aderem aos modelos.

A análise dos dados para estimativa da função taxa de falha para o Sistema CHESF e demais partes onde não foi possível caracterizar-se uma curva indica a existência de um comportamento bimodal.

6.6.2 - ANÁLISE DE VARIÂNCIA

A análise de variância é uma técnica onde uma determinada variável de interesse apresenta seus dados classificados em um determinado número de classes ou grupos. Em geral objetiva-se inicialmente, testar se há diferença significativa entre as diversas categorias de dados e, posteriormente, ordená-los por grau de influência. Em outras palavras, procura-se comparar médias de várias populações. Assume-se que tem-se uma amostra aleatória de cada população, e que cada uma é normalmente distribuída e que a variância é a mesma para todas as populações. Na prática a suposição de normalidade não é tão importante e a suposição de igual variância pode ser também relaxada se as amostras para cada grupo possuem o mesmo tamanho, que é o caso encontrado em todos os testes efetuados neste trabalho. Quer-se então testar se todas as amostras possuem a mesma média. A estatística usada é a estatística F. de Snecor. A ordenação das médias é feita através da aproximação por intervalo de confiança de uma variável aleatória t. de Student. confira em CHATFIELD [251].

APLICAÇÃO DOIS: EFEITO DOS DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS

É sabido que não só os desligamentos forçados mais também os programados geram interrupções nos consumidores. Isto ocorre devido a necessidade de realização de intervenções no Sistema, para manutenção preventiva ou ampliação da própria rede ou de uma instalação, em pontos onde a perda simples de componentes acarreta numa falha. A. FQ., CAVALCANTI, SILVA. ALCOFORADO. TAVARES. ALBUQUERQUE & BARROS [1]. Estes estão listados nas tabelas do item 6.8.

Sob este enfoque qual tipo de desligamento que mais afeta os consumidores em número e em duração? Este comportamento é igual para o Sistema e suas partes? Quais as causas mais prováveis para estas constatações?

Para responder-se a esta questão, procedeu-se uma análise de variância com a frequência média e a duração média das interrupções forçadas e programadas a um nível de significância de 5% com 1 grau de liberdade devido aos fatores e 24 graus de liberdade devido ao erro. A hipótese nula é rejeitada se o valor da estatística F calculada for maior do que 4.26. As tabelas ANOVA (Analysis of Variance; estão mostradas no item t>.10.

Vê-se, para o caso da frequência média, os valores F's. encontrados para o Sistema e partes, são significantes. Logo rejeita-se a hipótese nula e aceita-se que a frequência de desligamentos forçados é maior do que a dos programados.

Para a duração média, o valor calculado da estatística F para o Sistema Global não permite rejeitar a hipótese nula. Interessante é que neste caso o valor médio das durações programadas é maior do que o das forçadas. Para as partes, as Áreas Norte, Sul e Leste

apresentam durações medias programaoas inferiores as forçadas mas também. com os valores F^2 s encontraos, nao se poae rejeitar a hipótese nula. Para as Areas deste. Paulo Afonso e Sobradinho os valores médios programados são superiores aos forcados. mas significantes apenas para as duas primeiras.

APLICAÇÃO TRES : EFEITO DA CARGA NO DESEMPENHO

Como foi colocado em capitulo anterior, ha indicadores simpies e ponderados. O estudo feito até esta etapa utiliza apenas indicadores simples. A partir de agora. serão utilizados os indicadores ponderados peio valor da carga e que tem sua metoaologia de cálculo também descrita anteriormente. Estes indicaaores sao cambem usados para responoer-se a outras questões de interesse

A diferença primordial entre um e outro e aue para o segundo caso. os valores médios são calculados peia razão entre a carga interrompida e a demanda da área eletrogeografica oe interesse. Os valores destes indicadores, que. neste trabalho, e denominado de FEKS e DEKS. estão listados nas tabelas constantes no item 6.11.

A ouestão que se coloca e se ao calcularmos os indicadores de forma ponderada isto altera de alguma forma as conclusões acima. E se altera, porque?

Foi efetuada uma análise de variância com os indicadores calculados de forma ponderada. Estas estão listadas nas páginas do item 6.11. O nível de significância e o mesmo. 5% . Apenas houve mudança, em função da disponibilidade de dados, dos graus de liberdade envolvidos. Para o Sistema Global permanece com 1 grau de liberdade devido aos fatores e 24 graus de liberdade devido ao erro. A hipótese nula e rejeitada se o valor da estatística F for maior do que 4,26 . Para as partes os graus de liberdade passam a ser 1 para os fatores e 14 para o erro. Neste caso a hipótese nula e rejeitada se F calculado for maior que 4.60.

Observe que no caso aos FEKS. frequência, a hipótese nula e rejeitada tanto para o Sistema como para as partes. da mesma forma que a situação anterior com medias simples. caracterizando que há um número maior de interrupções forçadas do que programadas.

No caso dos DEKS. duração, ha mudanças interessantes. Para o Sistema Global ainda não se pode rejeitar a hipótese nula de que as durações programaaas são iguais as forçadas, oara este nível de significância. Entretanto, neste caso, o valor médio maior deve-se as interrupções forçadas, ao contrario ao anterior. O comportamento para as partes é similar ao anterior quanto as medias. diferindo apenas na rejeição da hipótese nula. Esta mudança no comportamento dos dados leva a crer que de fato nas

áreas mais importantes do Sistema. com cargas maiores. seu dimensionamento. estrutura de manutenção, ação de recomposição, leva a um retorno mais rápido. causando menos dano ao consumidor.

Outra questão de interesse é saber-se qual o nível hierárquico que mais influencia no desempenho global do sistema.-'

O que se quer saber é qual é a parte do Sistema no nível hierárquico dois. Energia. Geração ou Transmissão, que mais afeta o desempenho global. Os indicadores de frequência e duração foram agrupados por origem, conforme esta na tabela do item 6.12. e efetuou-se uma análise de variância, veja tabela ANOVA também no item 6.12. também a um nível de significância também de 5%. Tanto para o FEKS como para o OEKS a hipótese nula é rejeitada. e aceitamos que a Transmissão é o fator preponderante em relação aos demais. Não podemos, entretanto, dizer se é significativa ou não a diferença entre Geração e Energia.

Foi testado também a interação entre a Origem, Energia, Geração ou Transmissão, e o Caráter, Programado ou Forçado. Observa-se da tabela Two-way ANOVA. que rejeita-se a hipótese nula de que não na interação entre estes fatores para o caso da frequência e aceita-se para o caso da duração. Isto quer dizer que quando passamos de uma origem para outra a diferença entre frequências forçadas e programadas aumenta, o que não acontece com a duração.

Quais as causas que reais influenciam no desempenho do Sistema e de suas partes-'

Para saber-se quais causas mais influenciam o Sistema e partes e importante que estas sejam classificadas de forma que na sua identificação seja possível exercer-se alguma ação de controle gerencial para melhorar-se o desempenho.

Os indicadores de desempenho estão classificados por blocos de causa nas tabelas do item 6.13. A classificação adotada é uma sugestão do autor e, entende-se. que ela atende aos requisitos acima descritos. Estas são:

- AR - São as interrupções causadas por intervenções no Sistema para Ampliações e/ou Reformas:
- riP - São as causadas por manutenções Preventivas em componentes da rede onde sua indisponibilidade leva a interrupção de energia:
- FEL - São as motivadas por Falhas Em Equipamentos ou Linhas. Incluem-se nesta classificação as falhas de quaisquer equipamentos de geração, transmissão e/ou controle/proteção:
- DS - São as motivadas pelas Deficiências Sistema. Estas devem-se aos problemas estruturais da rede. tais como topologia, falhas no Sistema Interligado e/ou de fontes energéticas. instabilidade, sobretensões e outras:
- AO - São as chamadas falhas Acidentais da Operação. São as causadas por erro humano das equipes de operação na

execução de suas atividades:

- «MP - São os Acidentais da Manutenção e Proteção. São as falhas humanas das equipes de manutenção e proteção na execução de suas atividades e que levam a interrupção de energia:
- MA - São as devido aos efeitos danosos do Meio Ambiente sobre o Sistema. tais como atos de vandalismo, animais em contato com a rede elétrica, condições climáticas adversas, etc.

Observe que a classificação adotada acima é bastante útil para uso gerencial. As duas primeiras estão diretamente ligadas às interrupções programadas enquanto que as demais estão relacionadas às forçadas. Também, com esta forma de classificar-se os eventos, fica mais fácil conhecer-se a estrutura das falhas e exercer alguma ação de controle quando uma causa se destaca em relação às demais. A causa Meio Ambiente é a única que não está diretamente sob responsabilidade da empresa.

As tabelas ANOVA para esta análise estão listadas nas páginas do item 6.13.

No caso da frequência de interrupção, tanto para o Sistema Global como para as Áreas Regionais, rejeita-se a hipótese nula de as contribuições das causas são equivalentes a um nível de significância inferior a 1%. As causas que mais influenciam são: Falhas em Equipamentos ou Linhas, FEL, e Deficiências do Sistema, DS, que estão mais relacionadas à parte física da rede.

Para a duração das interrupções a situação é diferente para cada Área. O valor da estatística F muda de uma região para outra, bem como o nível de significância associado que, no pior caso, atinge a 9%. As hierarquias entre as diversas causas estão discriminadas nos gráficos junto às tabelas ANOVA. O interessante é constatar que o comportamento é diferenciado entre regiões.

6.7 - HISTÓRICO DOS DISTÚRBIOS NO SISTEMA - PERÍODO 1980/1992

EVENTO	DATA HORA	CAUSA	SUBSISTEMA E SE'S ENVOLVIDAS	DUKACAQ	3M	SEVERI DADE
01/80	06/02 22:50	FALHA NA LT 05V1- 3NB/S6F	CENTRO - SBF.SNB	09:57H	1.97	
02/80	23/03 17:58	FALHA DE PROTEÇÃO ABERTURA INDEVIDA 00 IRAFO 01T3/U3B	31SIEMA GLOBAL A13L.8NB.CGD.FNL. MLG.MRA E PRI	00:27H	1.01	
03/80	28/02 18:28	FALHA GERADOR 01G1/U30 (PINOS DE CISALHAMENTO)	GLOBAL - AGL. BN8, CGD.FNL.I TB. MLG.MRA E PRI	00:30H	1.6/	
04/80	09/04 03:5e>	FALHA DE PROTEÇÃO DEFEITOS NOS RELES 21-2/21-3 14M3/GVM	SUL - FNL.GVM	00:32H	1.19	
05/80	20/04 23:10	FALHA/EXPLOÇÃO DO DISJUNTOR 14G3/UIT	TODO SISTEMA	01:00H	48.6	
06/80	12/05 07:40	FALHA LT 03C1/PAF/ ZBV (130LA00R)	CENTRO - BRV. ITP. IZB.SBF,SB0,SN8 E ZBU	08:00H	.77	
07/80	21/06 07:55	FALHA LT BRV/J2B (ISOLADOR)	SUDOESTE - JZB. JZD E SBO	04:00H	1.15	
08/80	14/07 06:08	FALHA Lt 02M1 A8X/MXT/MDR	CENTRO - IGR. JZB. MOR. MLU E MXT	01:30H	1.15	
09/80	12/11 11:25	FALHA HUMANA - OPERAÇÃO-ABERTURA INCOMPLETA CHAVE 34M8-7/AGL	GLOBAL - AGL. CRD. GNN, MRA. MSD. PRO KLD. SLI. 3MD E STD	00:10H	1.88	
10/80	24/11 18:45	DEFEITO TRANSITÓ- RIO NA LT 04M3 CTU/GVM	SUL - GVM. FNL E BNN	00.-15H	1.05	
U/80	17/12 13:47	FALHA NA Lí 03L1 BRV/I2B (ISOLADOR)	SUDOESTE - JZD SBO E JZB	18:00H	4.89	
01/81	18/01 18:32	FALHA EM LT 03C1/ 03C2 - USD/ZBU/BRV	CENTRO - BRV. ITP. JZB. MLU. 3BF, SBO SNB E ZBU	08:00H	4.21	
02/81	03/03 20:32	FALHA DE PROTEÇÃO	OESTE - T3A, PRO, MRA E SLI	00:30H	1.36	

07/03 17:50	OSCILAÇÃO DO SISTEMA	OESTE -IPZ. JGR. MRA, PRO. 3LI E TSA	00:25H	11.19
07/03	DEFEITO TRANSITÓ- RIO IGNORADO NA LT 04S1 PRI/TSA	OESTE - MRA. PRJ PRO. 3LI E TSA	00:10H	
10/03 10:29	DEFEITO TRANSITÓ- RIO NA LT 05C6 SII/BEA	OESTE - MRA. PRD. SLI. TSA E UBE	00:30H	
10/03 15:00	FALHA NA LT 03V1 SNB/SBF (ISOLADOR	CENTRO - 3NB E 3BF	07:00H	
10/07 06:57	FALHA DISJUNTOR 14M2/AGL	LESTE- ACD. AGL. CRO. MSD. RLD. 3MD E STD	00:20H	
31/07 11:14	FALHA BARRA 13.8 TSA- TC LT 01Y7	OESTE - IPZ. MRA. PRO. 3LI.TSA h UBE	00:25H	
15/09 12:41	DEFEITO TRANSITÓ- RIO NA LT 04F1 TSA/PRO	OESTE - ARD. IPZ. MRA. PRI, PRO, 3BD SLI. TSA E UBE	01:00H	
30/09 05:12	FALHA BARRAMENTO 230KV SE/FTZ	NORTE - FTZ. ARD E SBD	00:50H	
30/09 17:16	FALHA HUMANA EQUIPE DE LINHA (15C6/BEA)	OESTE - PRI. PRO, SLI. TSA E MRA	00:40H	
26/10 12:53	ACIDENTAL DE PAR- TICULARES (TRATOR PRÓXIMO A LT 05C3 U3B./PAQ	OESTE - IPZ. MRA. PRI, PRO. SLI, TSA E UBE	00:35H	
04/11 04:15	FALHA LT 04F3 - BNB/FTZ (ISOLADOR	NORTE - FTZ. SBD E ARD	00:30H	
08/11 20:50	DEFEITO TRANSITÓ- RIO NA LT 05C6 SJI/BEA	OESTE - IPZ, MRA. PRI. PRO. 3LI,TSA E UBE	00.-35H	
13/01 06:53	DEFEITO TRANSITÓ- RIO LT 05C6 SJI/BEA	OESTE - ARD, IPZ. MRD. PRI. PRO, TSA E SBD	00:45H	
14/01 18:13	DEFEITO ÍRANSITO- RIO NA LT 04M3 CTU/GVM	SUL - BNN. FNL E GVM	00:40H	

21/01 14:42	FALHA HUMANA EQUIPE PROTEÇÃO S0P8/U3B	OESTE - ARD. IP2. 03 :00H MRA. PRI. PRO. 36D 3LI. Í3A E UBE
02/09 07:41	FALHA DISJUNTOR 14M1/AGL	LESTE - ACD. AGL. 00:15H BGI. CGD. CRD. MRO MRR. M3D. NTD. PRO SMD £ 3TD
18/09 00:12	FALHA BARRAMENTO 230KV/AGL (ISOLADOR CHAVE 34L2-4)	LESTE AGL E RLD 00:10H
04/12 14:34	FALHA DISJUNTOR 14L4/AGL	LESTE - ACD. AGL. 00:40H AGL. BGI. CGD, CGU CRD, GNN, MRD. MRR M3D. NTD. PRD, RLD SMD E 3TD
11/12 11:56	FALHA HUMANA 30PC COMISSIONAMENTO EM RCD	LESTE - BGI. MRR 00:40H E PRD
18/12 01:38	FALHA BARRAMENTO 230KV (ISOLADOR DA CHAVE 34L3-6)	LESTE - CGO. CGV. 00:45H CRD. MSD. NTD. SMD E STD
09/01 06:17	FALHA BARRAMENTO 69KV/CTG (PULO ROMPIDO CHAVE 32C1-6	SUL - CTG E MTT 00:40H
12/01 13:47	FALHA DISJUNTOR 15C6/BEA (BOBINA DE TRIP)	OESTE - ARD, PRI. 00:40H SBD, TSA E UBE
04/02 20:29	FALHA LT'S 04S1/ 04L1 FT2/SBD/PRI (CONTAMINAÇÃO INDUSTRIAL)	OESTE - S8D. PRI E 10:00H ARD
17/02 19:05	FALHA PROTEÇÃO 3E/SJI PROTEÇÃO SECUNDARIA	OESTE - ARD. BEA 00.-35H SBD. T3A E UBE
25/02 09:27	FALHA HUMANA EQUIPE LT'3 NA LT 04L1 GVM-FNL	SUL - BNN. FNL E 01:22H GVM
16/03 03:11	FALHA PROTEÇÃO (TENTATIVA FECHAR 04L1/TSA COM TC DANIFICADO)	OESTE - 8 É A. ARD 00.-30H PRI. SBD E TSA

31/05 09:10	FALHA HUMANA EQUIPE COMUNICAÇÃO (30CB) TESTES 1502/SJI	OESTE - ARO. BEA. PRI.SBD. TSA, SBD E UBE	00.-4 5H
20/07 14:45	FALHA HUMANA EQUI- PE PROTEÇÃO 3E/BEA DESARME 0511	OESTE- ARD, PRI SBD. TSA E UBE	00:25
21/09 19:05	FALHA BARRAMENTO 230KV/USB - TC DANIFICADO ENTRE 14D1 E 14B1	SUDESTE - 8JS. BRV IRE, JGR. JZB, JZD 3BF. 3B0 E SNB	00:50H
22/10 20:09	FALHA HUMANA EQUIPE PROTEÇÃO SE/BEA -TRABALHOS NA CABANA DE RELES	OESTE - ARD. BEA. PRI.SBD.TSA E UBE	00:30H
30/10 04:34	FALHA NAS LT'S 04F2/F3 - BNB/FTZ - ISOLADORES	NORTE - FTZ, RSO E MSD	00:40H
05/11 18:21	DEFEITO TRANSITÓ- RIO IGNORADO NA LT 05C5 USB/SJI	OESTE - ARD. REA. PRI, TSA E UBE	00:30H
07/11 03:02	FALHA NAS LT'S 04L1 RSD/MSD - ISOLADORES	NORTE - RSD E MSD	05.-00H
03/12 03:44	DEFEITO TRANSITÓ- RIO IGNORAOO CURTO-CIRCUITO LT 05C5 USB/SJI	OESTE - 8EA. ARD. PRI. SBD E TSA	00.-25H
05/12 12:53	DESLIGAMENTO DE LT POR QUEIMADA	LESTE - AGL. AGI. CGD.GNN.MRR E PRD	00:15H
10/12 15:07	FALHA NO AUTOTRANS FORMADOR 05T1/BEA CAUSADO POR GATO	OESTE - ARD. FTZ. PRI.SBD,TSA E UBE	00:30H
U/12 01:43	DEFEITO TRANSITÓ- RIO NA LT 04S1/SBD	OESTE - ARD, PRS. SBD, TSA E UBE	02:00H
16/12 07:37	FALHA BARRAMENTO 13.8KV UBE -CURTO- CIRCUITO DANIFI- CANDO TC'3	OESTE - UBE E TSA	01:30H
18/12 01:40	FALHA NA LT 04S1 - FTZ/SBD -PARA-RAIOS 04P1-4	OESTE - SBD. TSA. PRI E ARD	02:30H

20/83	21/12 14:21	OEFEITO TRANSITÓ- RIO NA LT 04S1 FTZ/S80	OESTE - ARD, PRI SBD. TSD E UBE	00:20H	1.31
21/83	27/12 02:47	FALHA NAS LT'3 05L6/L9 PAO/AGO	LESTE - 8GI, MRR E PRO	00:17H	1.59
01/34	25/01 13:39	FALHA BARRAMENTO 69KV SE/FTZ (ROM- PIMENTO PULO CHAVE 32H2-4	NORTE - ARD, BNB. FTZ.MSD.RSD E 3BD	00.-25H	1.40
02/84	26/06 08:36	FALHA HUMANA NA SE/BEA. EQUIPE COMISSIONAMENTO	OESTE - ARD. BEA. PRI. SBD. TSA E COE	00.-42H	2.14
03/84	11/10 07:34	FALHA DISJUNTOR 14M1/AGL	LESTE - AGL. CGD £ RCD	00:40H	3.27
04/84	18/10 13:12	FALHA NO AURO- TRANSFORMADOR 05T1-CMD (DEFEITO DO COMUTADOR E ATUAÇÃO DO ESQUEMA DE ALIVIO)	SUL - CMD. MTT. JCR. PTU. GVM. CTG FNL £ Cru	01:10H	11.6
01/85	01/01 14:35	FALHA NA LT 04C1 BNB/RSD-ISOLADOR	NORTE - RSD E MSD	15:00H	1.49
02/85	10/01 08:37	FECHAMENTO MAL EXECUTADO - CHAVE 34L4-1 AGL	LESTE - AGL. CGD. CGU. CRD. MSD. NTD RLD. SMD E STD	00.-25H	3.82
03/85	19/01 06:07	FALHA REATOR 04E1 AGL - TC FASE C	LESTE - AGL E RCD	00:20H	.16
04/85	26/02 13:37	1- FALHA DISJUNTOR 14F1/FTZ - DEFEITO MECÂNICO 2- FALHA LT 04F1 BNB/FTZ ~ ISOLADOR	NORTE - BNB. FTZ RSD E MSD	02:00H	5.78
05/85	06/05 11:39	OESLIZAMENTO DE TERRA ARVORE PRÓ- XIMA FASE C LT 04M3/CTU	SUL - FNL E GVM	00:30H	
06/85	11/12 09:25	FALHA BARRAMENTO 230KV-CMD - ROM- PIMENTO DE PULO E EXPLOSÃO TC DA LT 04N1	SUL - CMD. CTG. CTU. FNL. GVM. JCR MTT E PTU	Q0.-30H	7.75

2.1 - INTRODUÇÃO

Este capítulo descreve o ferramental básico que é utilizado em qualquer análise de desempenho, que é a Teoria de Confiabilidade, senão, portanto, um texto de apoio a tese, mas cuja leitura para quem é neófito no assunto, é interessante para entender melhor os modelos e suposições que são adotadas nos capítulos posteriores.

São detalhados os principais modelos adotados na literatura, suas formulações matemáticas, diferenças, suposições e aplicabilidade. Alguns exemplos teóricos simples são colocados objetivando ilustrar o texto.

Considerações sobre manutenção e seu efeito no desempenho do Sistema também serão feitas.

2.2 - CLASSIFICAÇÃO DE COMPONENTES E SISTEMAS

Quando se pretende estudar o desempenho de componentes e/ou sistemas é importante que se caracterize de que maneira ele funciona ou opera. Para isto há as seguintes definições, conforme ENDRENYI [38]:

COMPONENTE: Item que não é sujeito a fracionamento ou decomposição em partes mais elementares, e que é abandonado após a primeira falha;

SISTEMA: Conjunto de um ou mais componentes interrelacionados para fins de desempenho de uma ou mais funções;

SISTEMA NÃO REPARAVEL: Aquele que é relegado imediatamente após deixar de atuar satisfatoriamente;

SISTEMA REPARAVEL: Aquele que após ocorrência de falha em pelo menos uma de suas funções especificadas, admite restauração de todas as suas funções originais, por qualquer método, exceto a substituição do próprio sistema.

Entende-se por falha como o término da habilidade de um componente ou sistema de executar sua função especificada, ocasionando assim uma paralisação no seu funcionamento.

Nas definições acima, vê-se que os componentes e/ou sistemas não reparáveis são observados até quando falham, isto porque ou são não reparáveis, ou o reparo é anti-econômico ou ainda porque, tem-se interesse apenas na história até a primeira falha. Nos sistemas reparáveis suas vidas consistem de períodos alternativos em operação e em reparo. Em aplicações de sistema de potência há uma predominância de sistemas e/ou componentes reparáveis.

Há, em função de suas próprias características, uma distinção

01/86	24/03 14:25	!FALHA NO REATOR !O4E2/BNB	!NORTE - BNB, FTZ. RSD E MSD	00: 25H
02/86	.11/03 13:43	!FALHA HUMANA OE !OPERAÇÃO - ABER- !ITURA EM CARGA !CHAVE 34C8-2/CMD	SUL - CMD. CTG. FNL. GVM. JCR. MTT OLD E PTU	00: 30H
03/86	22/08 15:07	!FALHA NA INTERLI- !GACA0 CHESF/ELN	SISTEMA - AGL, BGI BJS. BNB, CGD, CGU. CRD. CTG. CTU. FNL. ITB. MLG. MSD. PRI RLD. RSD. SMD E STD	00: 15H
01/87	19/02 08:50	!FALHA ÛE PROTEÇÃO !DE SOBRECORRENTE !DO TRAF0 05T2-CMD	SUL - GVM. FNL E CTG	00: 15H
02/87	20/05 09:23	!FALHA NO GERADOR !101G4 - USO.	SISTEMA - ACD, AGL 6GI. BNB. BNO. CGD CGV. CRO. CTU. FNL CNN. CVM, í TB. MLG MSD, MTT. NTD. PRI RLD. SBD, SMD. STD E T3A	00: 20H
03/87	09/07 10:05	!DEFEITO TRANSTO- !RIO NA LT CTU/GVM	SUL - FNL, GVM	00: 35H
04/87	01/09 13:09	!FALHA NA INTERLI- !GACAO CHESF/ELN	SISTEMA - AGL. BGI BJS, BN8. BNO. CGO CGU. CMD. CTU, FNL FTZ. GNN. GVM. IRE ITB, JGR, MLG. MTT NTD. PRI. RLD. SJI E TSA	00: 55H
05/87	U/09 10:51	!FALHA NA INTERLI- !GACA0 CHESF/ELN	SISTEMA - AGL. BGI BJS, BNO, CGD. CMO CTU, FTZ. GNN. GVM ITB. ITP. MLG, MTT NTD. PRI E TSA	00: 15H
06/87	19/11 19:37	!FALHA CHAVE V8M !1 DO BANCO DE CAPA- !CITORES DE 69KV !1SE/FTZ	NORTE - FTZ. MSD E RSD	01: 30H
07/87	09/12 13:51	!FALHA NA LT 05L6 !IPAQ/AGD CAUSADO P/ !QUEIMADA	!SISTEMA - MLG. BNB !FTZ. RSD. MSO. ITB !JDM. CCD. OLD, AGL !RLD, BGI. MRR. PRD !GNN. MRD. CGD, NTD	00. 45H

			CGV. CRD. SMD. ACD A8X. BNO, MLV. XNG MXT, MDR. Z3U. IGR E ITP		
09/12 14:55	FALHA NA LI 05L6 PAQ/AGD CAUSADO P/ QUEIMADA	SISTEMA -	MRO. MRR JCR. PTU. CMD. FNL FTB. CTU. CTG. MTT GVM. GNN. TAC. PRD RLD, MRD.MRR E OLD	00:20H	32.4
09/12 15:15	FALHA NA LT 05L6 PAQ/AGD CAUSADO P/ QUEIMADA	SISTEMA -	CRD, SMD ACD, 8EA. MLG, BNB BNO, MXT. AGL. RLD RCD. BGI, PRD, MRR GNN. MRD, CGD. NTD TAC. CGV E STD	01:00H	45.9
20/09 13:03	FALHA HUMANA COLOCAÇÃO INDE- VIDA DE PULOS E ATERRAMENTO LOCAL CHAVE 34D2-2 MLG	NORTE -	MLG, BNB FTZ, RSD E MSD	03.-00H	5.36
01/01 05:20	FALHA BARRAMENTO 230KV/FTZ	NORTE -	8NB. FTZ RSD	14:33H	3.44
02/01 03:13	FALHA BARRAMENTO 230KV./FTZ E NA LT 0451 FTZ/SBO	NORTE -	FTZ. RSD MSO. SAD E ARO	1.-15H	6.54
U/01 05:40	FALHA BARRAMENTO 230KV/CGD - POLUI- ÇÃO DE ISOLADORES	LESTE -	ACD. CGD, CGU, CRD.NTD, SMD, STD E TAC	00:45H	1.33
17/01 11:08	FALHA HUMANA EQUIPE MANUTENÇÃO NO TP 02T0-4/FTZ	NORTE -	FTZ E RSD	00:40H'	1.28
26/01 14:44	FALHA NAS LT'S 500KV 05L8/L9-AGD/ RCD CAUSADO POR QUEIMADA	LESTE -	BGI. CGD. GNN. MRD.MRR E PRD	00.-1SH	3.02
29/01 21:10	FALHA BARRAMENTO 69KV/FTZ (TP DANIFICADO)	NORTE -	FTZ. BNB. RSD E MSD	01:20H	4.39
05/02 11:14	FALHA INTERLIGAÇÃO CHESF/ELN	SISTEMA -	ACD. AGL BJS. BNO, CGD. CGU CRD, FNL. ITB. MLG SMD E STD	00:35H	1.69

118:37	1 FALHA INTERLIGAÇÃO 1 CHESF/ELN	SISTEMA - ACD. AGL ARD. BGI, BJS, BNO CGD. CGU. CMD. CRD CTU. FNL. GNN. ITB MLG. PRI. RSD. 3BD SMD. 3TD E TSA	00:40H	
122:55	1 FALHA INTERLIGAÇÃO 1 CHESF/ELN	SISTEMA - ACD. AGL ARD. BGI, BJS, BNO CGD. CGU. CMD. CRD CTU. FNL. GNN. ITB MLG. PRI. RSD. S8D SMD. STO E TSA	00:15H	1.94
113:07	1 FALHA HUMANA 1 EQUIPE DE LT, 1 QUANDO TRABALHA 1 NA LT 04S1 FTZ/SBD 1 (TLE)	NORTE - FTZ. M3D. RSD E BNB	00:30H	1.38
118:34	1 FALHA BARRAMENTO 1230KV/FTZ - 1 BA CAIU SOBRE BP	NORTE - FTZ. MSD. RSD E BN8	06:00H	15.5
118:39	1 DEFEITO TRANSITO- RIO (DESC. ATM.) 1 LT 05C3 PAQ/SBO	SISTEMA - ACD. AGL BNO. CGD. CRD. FNL ITB. MLG.SMD E 3TD	00:25H	1.14
123:47	1 FALHA NA LT 05S4 1 PAQ/OLD. MOTIVADA 1 POR ROMPIMENTO DE 1 CABOS PARA-RAIOS	SUL - CMD. CTG CTU. FNL. GVM. JCR MTT E PTU	00:30H	7.36
104:22	1 FALHA INTERLIGAÇÃO 1 CHESF/ELN	SISTEMA - AGL. BGI BJS. BNO, CMD. CRD CTG. CTU. FNL. GNN GVM, ITB. JDM, JZD MLG, PRD.SMD E STD	00:20H	2.88
13:31	FALHA GERADOR 01G1/PAQ	SISTEMA - ACD. AGL BJS, BNO, CGD. CMD CRD. CTG. FNL. GVM ITB, MLG, PRD, SMD E STD	00:10H	1.05
09:09	1 FALHA DISJUNTOR U503/USB	SISTEMA - ACD. AGL ARO, BGI, BJS, BNO CGD, CGU. CMD. CRD CTG, CTU. FNL. GVM IRE. ITB, JDM, JGR JZD, MLG, PRD, PRI SBD, SMD, SNB. STD TAC, TSA E UBE	00:20H	2.38

22/06 10:48	FALHA PROTEÇÃO DISJUNTOR 14D4/USB	SUDOESTE - 8JS. IRE. JGR.JZD E 3NB	00:50H	11.10
13/09 14:46	FALHA INTERLIGAÇÃO CHESF/ELN	SISTEMA - ACD. BJS. BNO. CGD. CGU CMD. CRD. FNL. ITB MLG. PRD. SMD, STD E UBE	00:25H	1.59
23/09 10:52	FALHA INTERLIGAÇÃO CHESF/ELN	SISTEMA - ABX. AGL. ARD. BGI. BJS BNO. CGD. CGV, CMD CRD. CTG. CTU. FTZ GVM. IRE. ÍTB, JDM JZA. MLG. PRD, RLD 3BD. SMD. STD, TAC TSA E UBE	00.-30H	3.9!
25/09 16:35	FALHA NA LT 05C1 PAO/UIT DEVIDO A DANIFICAÇÃO DE TC	SISTEMA - ABX. AGL. 3GI. 3JS, BNO CGD. CGU. CMD. CRD CTG. CTU. FTZ. GVM ITB, JCR, JDM, MLG MTT. PRD, RLD, SMD STD E TAC	00:10H	.02
09/10 11:57	FALHA INTERLIGAÇÃO CHESF/ELN	SISTEMA - AGL, BJS BNO. CRD, FNL, ITB RLG, RLD. SMD, STD E UBE	00:15H	3.64
10/10 15:07	FALHA INTERLIGAÇÃO CHESF/ELN	SISTEMA - AGL. BJS BNO. CGD. CRD. FNL ITB. MLG, RLD. SMD E STD	00:10H	.96
15/10 23:03	FALHA NA LT 04F3 BNB/FTZ - DANIFICAÇÃO DO TP	NORTE - BNB. FTZ. MSD E RSD	00.-50H	.88
U/11 04:48	FALHA NA LT 04M2 CMD/CTU - DEVIDO DANIFICAÇÃO DO TC	SUL - CMD. CTG. CTU. FNL. GVM, JCR MTT E PTU	00.-45H	8.3
14/01 15:59	FALHA DE PROTEÇÃO PROVÁVEL DEFEITO 04C1 COM RET DISJ ABERTO	NORTE - BNB. FTZ MLG E RSD	01:30H	3.98
25/01 10:57	ACIDENTAL SERVIÇOS SE' QUANDO SBRS INTERVINHA CM 35C4-8 USB	SISTEMA - ABX. AGL. BGI. BNO. CGD CMD, CRD, CTG, FNL GVM. ITB, JDM, MLG	00:15H	1.4

03/89	116/03 101:22	FALHA INTERLIGAÇÃO! CHESF/ELN	PRD. SMD E STD SISTEMA - ACD. AGL 1 BJS. CGD. CRD. FNL 1 ITB. MLG, RCD, 3MD 1 E STD	00:15H
04/89	121/03 106:13	DESLIGAMENTO TRANSITÓRIO NA LT 04M8 CMD/PTU - DES CARGA ATMOSFÉRICA	SUL - CMD. FNL E 1 JCR	01:00H
05/89	123/03 116:21	FALHA DISJUNTOR 14F3/BNO	NORTE - BNO, BNB. ! FTZ. RSD E MSD	01:00H
06/89	129/03 123:05	FALHA NA LT 04C4 JCR - OANIFICAO DO TPC	SUL - CMD, CTU E JCR	00.-30H
07/89	115/04 118:46	FALHA INTERLIGAÇÃO CHESF/ELN	SISTEMA - AGL. BJS! BNO. CGD. CRD. FNL! GVM. ITB. MLG. SMD! E STD	00.-30H
08/89	110/05 110:24	FALHA NO BARRA- TO 69KV -CTG DANIFICAÇÃO TC AL 12L2	SUL - CTG. CTU E ! FNL	00:30H
09/89	120/06 114:06	FALHA BARRAMENTO DE 69KV/FTZ - ROMPIMENTO DO PULO CHAVE 52H3	NORTE - BNB. FTZ. . MSD E RSD	00:30H
10/89	121/06 111:29	FALHA INTERLIGAÇÃO CHESF/ELN	SISTEMA - ABX. AGL. ARD. BJS, BNO. CMD. CTU. FNL. FTZ. GNN GVM. IRE. 3TB. JCR. JDM. MLG. MRR, MTT PND. RLD. 38D. TSA. TAC E UBE	00:15H
11/89	105/07 108:31	FALHA GERADOR 01G6/USQ	SISTEMA - ABX. AGL BJS. BNO. CGD, CGV CMD. CRD, FNL. FTZ GNN. GVM. IRE, JCR JDM, MLG, MRR. PRD SMD. STD E UBE	00:20H
12/89	110/08 108:24	DETERIORAÇÃO TRA- FO 04T3/UBE	OESTE - TSA E UBE	02:00H
13/89	116/09 112:31	FALHA INTERLIGAÇÃO CHESF/ELN	SISTEMA - ABX. AGL 1BJS, BNO. CGD. CGU CRD. FNL, FTZ, GVM 1ITB, JCR. MLG. MRR	00:10H

		RLD. 3BD. 3MD, STD E UBE	
27/11 17:30	FALHA NAS LT '3 05L8/L9 DEVIDO A QUEIMADAS	LESTE - BCI E RLD	02:50 H
08/02 11:24	FALHA PROTEÇÃO - ATUAÇÃO INDEVIDA NA LT 05L8	LESTE - AGL. 6GI, BVT. CGD. CGU. GNN MRD. MRR. NTD. PRD RLD. SMD.STD E TAC	00:20 H
22/02 16:27	FALHA NA LT 04L1 PAF/AGL - DESLI- ZAMENTO DE TERRA E TOMBAMENTO DA ESTRUTURA	LESTE - CGD. GNN. MRD. MRR. RLD. 3MD E TAC	00:40 H
15/03 03:51	FALHA NA LT 04C9 RCD - DANIFICAÇÃO DO TC	LESTE BGI. MRR E PRD	00:30 H
08/05 10:40	FALHA DE PROTEÇÃO ATUAÇÃO INDEVIDA 15C5/SJI	NORTE - DMG, FTZ MSD E RSD	00:35 H
29/07 13:50	FALHA NAS LT'S 04N1/N2 JZD/JGR/ SNB - ISOLADORES DANIFICADOS	SUDESTE - 8JS IRE. JGR. SNB	11:00 H
09/08 17:46	FALHAS LT'S 500 KV 04S4/S5 SUL POR VANDALISMO	SUL- CMD. CTU, CTG FNL. GVM, JCR. JDM MIT. OLD E PTU	02:00 H
22/10 17:29	FALHA HUMANA EQUIPE PROTEÇÃO QUANDO DE ATIVAÇÃO ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA CMD	;UL. CMD E GTG	00:20 H
31/10 14:06	FALHA CHAVE VBM 52H2/FTZ	NORTE - FTZ E DMG	00:30 H
20/12 18:56	FALHA LT'3 SOOKV DEVIDO QUEIMADAS	LESTE - AGL. BGI. BVT. CGD, GNN. MRD MRR. RLD E TAC	01:00 H
15/01 23:01	FALHA NAS LT'S AGD/RCD MOTIVADO POR QUEIMADA	LESTE - AGL. BGI. CGD, GNN. MRD, MRR PRD, RLD E TAC	00:15 H

16/05	FALHA BARRAMENTO	SUL - CMD. CTU.	00:15H
17:47	230KV/CTU - DEVIDO	JDM E OLD	
	ROMPIMENTO PULO		
	CHAVE 34D1-3		
28/05	FALHA LT 04L2	NORTE - ARD. BNB.	00:50H
19:49	BNO/MLG - MOTIVADA	CMA. PMG. FTZ. MLG	
	POR CABOS BAIXO	MSD. RSO E SBD	
24/09	DEFEITO TRANSITO-	NORTE - ARD. BNB.	00:40H
14:46	IUNORADO	DMG. FTZ.PRI E SBD	
01/11	SOBRETENSÃO NA	NORTE - FTZ. DMG.	01:45H
12:20	SE/FTZ	BNB E RSD	
09/12	FALHA NAS LT'S	LESTE - AGL. BVT.	00:40H
20:37	05L8/L9 - DEVIDO	CGD. CGV. GNN. MRD	
	A QUEIMADAS	MRR. NTD. PRD. RLD	
		E TAC	
06/01	FALHA NAS LT'S	SUL- CMD. CTG. CTU	01:10H
12:41	05L4/L5 OLD/CMO	FNL, GVM. JCR, MTT	
	POR QUEIMADAS	OLD. E PTU	
27/01	FALHA BARRAMENTO	NORTE- FTZ. DMG.	04:13H
02:40	230KV/FTZ POLUI-	ACD. SMD. BNB.	
	ÇÃO ENVELHECIMENTO	RSD E MSD	
U/09	FALHA INTERLIGAÇÃO	SISTEMA- MLG. FNL	00:40H
15:00	NO/NE	GVM, [TB. RLD. AGL	
		CGU. CRD. 3TD.PRI	
		UBE, BJS E BNO	
05/10	FALHA HUMANA EQUI-	LESTE- GNN E MRD	
15:58	PE DE LT'S		
09/10	FALHA NA LT 04F2	NORTE- BNB. FTZ.	01:45H
14:15	1PAF/BNO VANDALISMO	DMG. MLG. CMA. RSD	
		MSD E SBD	

6.3 - ESTATÍSTICA DAS FALHAS NO SISTEMA

6.3.1 - FREQUÊNCIA DAS INTERRUPTÕES FORÇADAS

SE	BAR	KU	1930	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
GRN															
ARD	if	13,8	26	34		35	27	26	28	46	if	0			3
BNB	if	13,8	9	10	4	6	1	3	1	0	9				3
	21	69,0	5	1	1	1	2	1	0	7	3	0			1
	41	233,0										0			0
CMA	21	69,0													4
DMG	21	09,0										0	10	6	4
FTZ	21	69,0	if	13	1	1	4	1	4	10		1	7		3
MLG	if	13,8	14	10	1	7	7	14	36	11	12	9			10
	21	69,0	6	2	4	4	3	3	0			0			4
ISO	21	69,0			20	48	26	20	19	14	14	if	11		13
°SD	21	69,0			3	42	17	23	9	40	13	13	3	9	if
S3D	21	69,0	if	32	16	48	20	15	if	1	12	4	3	6	
GRS															
CMD	21	69,0			0	4	3	1	1	0	3	1	1		2
	41	210,0	1	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0
CTG	21	69,0	2		0	0	3	4	1	4	3	1	2	1	1
	41	230,0	1	3	0	0	3	4	1	2	1	1	0		1
	91	33,0	2	3	18	4	3	3	1	1	1	0			
CTU	if	13,8	3	11	16	21	4	3	3	3	1				1
	21	69,0	1	2	0	0	3	0	2	4	0				4
	41	230,0	1	1	0	0	0	0	1	1	0				0
FNL	if	13,8	40	31	44	19	24	9	15	35	19	13	4		0
	31	115,0	if	5	3	3	3	1	3	6	20	9			
	32	138,0			6	6	3	7	if	39		0			1
GVM	21	69,0	10	3	3	1	4	3	1	1	1	1	0		0
ITB	if	13,8	16	14	4	4	5	14	29	37	40	if	14		*2
	21	69,0	9	3	1	0	2	1	0	12	6	1	0	0	0
JCR	21	69,0			3	1	1	1	2	1	1	1	0		1
	41	230,0			0	1	1	1	1	2	1	1	1		1
JDM	21	69,0	5		3	3	3	1	4	3	0	3	1		1
	41	230,0		1	1	2	1	1	3	0	0	0	1		0
rtTT	if	11,9	6	3	4	1	1	1	2	7	1	1	1		1
	12	11,9	5	2	1	1	3	3	3	1	2	2	2		1
	13	11,9													0
	21	69,0	1	2	2	1	1	1	2	2	0	0	1		1
OLD	if	13,3						4	4	6	4	6			7
PTU	21	69,0			0	1	2	2	3	4	0	0	0		1

GRL

A CD	21	69,0	14	32	ii		c i	:o	í6	-*n cii	64	--	19	3	1 2 - 0	
AGL	ii	13,8	8	2	ii	1	4	n	c	4		4	4	6	4	
	21	69,0	3	1	9	í	i	r	0		i	0	4	r	0	
3GI	il	13,8	9	c	j	6	i	7	3		3	e.	i	4	1	
	12	13,8	r j	0	4	3	4	c	i		4	í		2		
	13	13,8	7	0	ó	3		1	2	3	-	3			0	
	15	13,3										0			?	
	21	69,0	e	0	5	4	0	0		n	2	L	3	5	0	
	41	230,0	t	0	3	3	0	0	í		^	0	:	1		
BVT	11	13,8										í	3		0	
CGD	ii	13,3	4		4	6		í	3	• C	12	6	0 j	1	6	
	21	69,0	1	i	c j T	4	0	í	i	<#	0	4	-	4	0	
CGI)	ii	13,8			9	7	4	13	7	4	7	4	f	2	3	
	21	69,0			2	4	c	3	2	13		3		2	J	
CRD	ii	13,3	20	2i	3	0	0	0	0	0	0	0	1	23	-c-	6
	21	*9,0	14	17	-3	j	íi	?	10	:c		29	36	21	6	
GNN	21	69,0	C j	4	4	3	0		4	6	1	0			->	
	22	69,0										0	2	<	2	
MRD	21	69,0	c E		1	0	c	1	2	4	i	0	4	.		
MRR	21	69,0	c	i	e	r j	i	3	f	2	i	2		>	0	
NTD	21	69,0	> j	9	c	7	í	7	0		3	3	4		0	
PRD	21	69,0	4	i	9	3	3 c	f	0	3	i	0		1	0	
	4i	230,0							0	c	0	0	í	í	0	
RLD	2i	69,0	6 *	5	10	1	1 c	3	i	4	c	2	n	3	4	
	41	230,0	0 A	3	10	0	3		1	3	-	0	i	4	.	
SMD	ii	13,3	10 A	3	17	45	77	4?	9	cL	59	36	35	31	i9	
	2í	69,0							10	n	26	56	34	30	19	
STD	il	13,8	6	9	c j	6	5	3	5	16	51	33	ii	j	3	
	2i	69,0	3	8	J	y	4	4	c j	í4	49	20	«	c j	^	
TAC	21	69,0							c j	4	4	4	3	4	6	

GRO

?RI	ii	13,3	12	23	13	46	33	15	-c	4	(3	íó	6	6	5
	21	69,0	ii	26	14	45	25	12	6	3	ii	ii		6	3
3JI	2i	69,0							3	3	c	c	1	1	1
TSA	ii	13,8	10	-j	0	24	í5	j	3	3	7	?	6	3	4
	12	13,8										7 /	4		3
	21	69,0	14	cL	10	23	ii	6	z	4		5	.	?	i
UBE	ii	13,8	4	21	3	24	11	c j j		2	i	n	í	6	3
	2i	69,0	4	21	3	24	ii	c j j	2	3	i	i-3	0	3	3

GRP

A8X	21	69,0	6	i	2	0	i	1	2	1	1	0	i	0	0
BND	ii	13,8	43	14	0	22		21	16	13	4	<	0		i
	21	69,0	14	3	1	9	4	1	e	35	40	15	6	i	0
	on	69,0							i		3	6	4	1	0
IGR	ii	13,3	35	21	22	26	-	3	11	i	3	<	e	o	
	12	13,8	0	0	0	0	0	0	14		3		i	23	14
	61	2,4	22	25	51	16	10	3	13	i	e	4		- /	il
ITP	ii	13,8	1	c	26	n	12	10	17	9	14	10	e	1,7	1
	21	69,0									J	0	c	c	4
MDR	ii	13,8	ii	4	o	4	10	6	1	4	3	4	1	4	b
MLU	11	13,3	12	19	6	e	3	if		i	6	r	J	3	4
	91	34,5		14	9	5	4	3	8		c	J	6	-	4
	21	69,0													1
HXT	ii	13,8	13	-	c	7	10		3	3	6	0		b	1
	91	44,0			J	0	o		b	7	a	4	i	0	-
XNG	ii	13,3							4	13	7	6	10		10
ZBU	ii	13,8	13	19	c	3	1	3	2	1	8	i	3	0	0
	21	69,0			4	0	4	.	4		9	0	i	0	0

GRB

8JS	21	69,0		il	15	14	19	17	10	i	10	10	c	j	6
IRE	21	69,6		0	r	9	9	3	10	e	4	3	3		b
JGR	41	230,0	12	13	3	4	3	4	0	j	4	i	1	0	
JZD	21	69,0		4	3	4	3	4	0	3	3	1	0	i	i
SNB	21	69,0		0	3	6	3	4		2	3	0	3	i	i

SISTEMA

SOMA	618	639	598	757	599	438	407	646	730	431	461	430	314	7418	1686
CASOS	63	^0	73	80	81	33	86	86	39	<4	75	95	92	1092	376
MEDIA	9,81	9,84	7,67	9,46	7,40	5,88	4,73	7,51	10,45	5,12	4,85	4,53	3,41	6,79	4,48
MAXIMO	43	48	55	52	77	42	29	37	64	36	36	31	5	77	36
MINIMO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESVIO	9,23	10,9	10,24	13,20	10,32	7,20	5,34	9,27	15,50	7,48	6,65	6,34	4,61	9,67	6,40
VARIANCIA	85,ii	113,16	104,89	174,35	117,15	51,84	34,13	85,95	240,14	55,91	44,25	40,23	04, in	93,59	40,93

GERAL 4 ANOS

GRN

SOMA	82	102	75	221	108	Hi	92	109	122	69	49	/ b	13	1275	253
CASOS	7	7	9	9	9	9	9	9	9	10	ii	12	12	122	45
MEDIA	ii, 7 1	14,57	3,33	24,56	12,00	12,33	10,22	12,11	13,56	6,90	4,45	6,00	5,25	10,45	5,62
MAXIMO	26	34	20	52	35	27	26	36	46	14	ii	ii	13	52	14
MINIMO	5		1 2	4		1 2	1	1	0	0	0	0	i	j	0
DESVIO	6,50	12,35	6,82	20,70	11,38	?,9i	9,55	12,06	12,12	4,91	4,16	3,19	3,61	ii, ii	4,07
VARIANCIA	42,20	152,53	46,44	428,47	129,56	93,22	91,23	145,43	146,91	24,09	17,34	10,17	13,02	123,44	16,55

fundamental entre a modelagem probabilística de componentes e de sistemas reparáveis. Para ambos tem-se interesse na variável tempo. No caso de componentes tem-se interesse na distribuição probabilística do tempo até a primeira falha, ou falha catastrófica como é geralmente chamada, sendo portanto um problema relacionado a descrição de uma variável aleatória, seu tempo de vida. No caso de sistemas reparáveis, tem-se interesse no tempo entre falhas sucessivas do próprio sistema, MTBF, Mean Time Between Failures, sendo portanto um problema relacionado a descrição de um processo estocástico.

2.3 - COMPONENTES OU SISTEMAS NÃO REPARÁVEIS

Neste caso, a variável de interesse é o tempo de vida de um componente, que dura até que uma falha ocorra. Representa-se o tempo de vida através da variável aleatória T e sua função distribuição de probabilidade por $F_j(t)$.

Tem-se as seguintes relações:

$$F_r(t) = P(T < t) \quad (2.3.1)$$

$$f_r(t) = \lim_{dt \rightarrow 0} \frac{1}{dt} P(t < T < t+dt) \quad (2.3.2)$$

$$f_r(t) = \frac{dF_r(t)}{dt} \quad F_j(t) = \int_0^t f_r(t) dt \quad (2.3.3)$$

Em $t=0$, o componente ou sistema entra em operação e sua probabilidade de falha neste instante é nula. À medida que o tempo passa, e que conseqüentemente aumenta o tempo em operação (ou exposição), a probabilidade do componente falhar também aumenta. Quando $t \rightarrow \infty$, a probabilidade de falha tende a 1. Isto é ilustrado através do gráfico figura 2.1 abaixo.

Em alguns casos, é necessário estimar-se não a probabilidade de falha num determinado período de tempo, mas sim a probabilidade do componente sobreviver a este período de tempo. Esta função complementar a função distribuição de probabilidade da variável aleatória T , tempo de vida, é chamada de função sobrevivência ou função de confiabilidade e, esta em acordo com a definição clássica de confiabilidade, que é a seguinte:

"É a probabilidade de que um componente ou sistema desempenhara sua função adequadamente durante o período pretendido, nas condições operacionais especificadas."

GRS															
SOMA	114	97	112	63	99	63	39	130	571	70	70	36	60	1179	236
CASOS	16	18	21	22	22	23	23	23	24	24	24	24	24	234	"2
MEDIA	7,13	5,39	5,33	2,36	4,5 «	2,96	2,37	5,65	7,13	2,92	n 00	1,64	2,73	4,15	2,57
MÁXIMO	40	31	44	19	24	14	29	40	40	20	13	14	m	44	33
MÍNIMO	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESVIO	9,53	7,17	9,76	4,38	5,92	3,13	5,79	7,74	11,77	r ro	3,09	2,98	-,94	6,99	4,32
VARIÂNCIA	90,86	51,35	95,17	23,35	35,07	?,78	33,50	130,44	30,53	9,53	9,07	24,33	43,30	13,70	

6RL															
SOMA	168	170	159	141	162	153	35	235	-10	205	235	130	109	2412	729
CASOS	33	22	24	24	26	27	27	27	30	30	30	30	29	343	119
MEDIA	7,64	7,7	6,63	6,00	5,33	5,33	3,70	15,1?	6,83	7,83	6,00	3,76	7,03	6,13	
MÁXIMO	33	48	17	45	77	42	16	28	64	36	36	31	19	77	36
MÍNIMO	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	8
DESVIO	7,07	11,8	4,12	3,63	15,08	3,40	3,74	3,62	22,20	10,71	10,35	3,24	5,45	11,05	9,08
VARIÂNCIA	50,05	133,74	16,98	74,44	227,45	70,56	13,98	74,28	492,32	114,61	107,14	67,93	29,70	122,00	82,50

GRO															
SOMA	51	143	45	136	106	48	79	73	44	63	17	70	23	320	146
CASOS	6	6	6	6	6	6	6	6	3	8	8	8	3	39	32
MEDIA	3,50	23,33	7,50	31,00	17,67	3,00	4,14	2,14	6,2?	3,50	9,10	3,50	9,21	4,56	
MÁXIMO	12	28	14	46	33	15	12	4	12	16	6	6	46	16	
MÍNIMO	4	21	2	23	11	3	3	3	3	3	1	1	0	0	
DESVIO	3,25	2,67	4,99	10,26	3,46	4,00	3,48	0,64	4,03	3,91	2,34	2,06	1,27	9,35	3,45
VARIÂNCIA	10,53	7,14	24,92	105,33	71,56	16,00	12,12	0,41	16,20	1 J,cJ	5,48	4,25	1,61	87,34	11,87

GRP															
SOMA	191	149	178	109	37	71	33	104	161	52	68	106	47	1411	273
CASOS	11	12	13	14	14	14	15	15	17	17	17	18	16	193	63
MEDIA	17,36	12,42	13,69	7,7?	6,21	5,07	5,87	6,93	*,47	3,06	4,00	5,89	2,94	7,31	4,01
MÁXIMO	43	26	55	26	11	21	16	35	40	15	10	23	14	23	
MÍNIMO	0	0	0	0	0	0	1	7	0	0	1	0	8	0	
DESVIO	11,91	9,48	18,53	3,0?	3,71	6,08	5,18	9,64	10,83	3,73	2,33	7,69	4,35	9,45	5,14
VARIÂNCIA	141,9	89,91	343,44	65,45	13,74	36,92	26,73	92,36	113,37	13,94	5,41	59,21	18,93	39,26	26,40

GRB															
SOMA	12	23	2?	37	37	37	24	46	33	17	12	°	12	321	49
CASOS	i	5	5	5	e	c	5	5	5	5	5	e	5	61	20
MEDIA	12,00	5,60	5,80	7,40	7,40	7,40	4,30	9,20	4,40	3,40	2,40	1,60	2,40	5,26	2,45
MÁXIMO	12	13	15	14	1?	17	10	35	8	10	e	3	6	35	10
MÍNIMO	12	0	3	4	3	4	0	3	3	0	0	0	<	0	0
DESVIO	0,00	5,46	4,66	3,77	6,25	5,04	4,4?	12,97	1,35	3,72	1,74	1,20	1,85	5,34	2,42
VARIÂNCIA	0,00	29,84	21,76	14,24	39,04	25,44	20,16	168,16	3,44	13,84	3,04	1,44	3,44	34,16	5,85

6.8.2 - DURAÇÃO DAS INTERRUPÇÕES FORÇADAS EM MINUTOS

SE	BA	KV	1930 DUR	1931 DUR	1932 DUR	1933 DUR	1934 DUR	1985 DUR	1936 DUR	1987 DUR	1938 DUR	1989 DUR	1990 DUR	1991 DUR	1992 DUR
GRN															
ARD	íi	13,8	543	514	563	1963	571	1164	362	269	1467	439	173	bj	
3NB	li	13,8	186	209	28	56	3	95	7	108	137	67	35	43	7
	21	69,0	142	3	11	24	9	13	7	108	77	67	0	49	?
	41	230,0											0	71	6
CVA	21	69,0												379	196
DMG	21	69,0										0	133	196	290
FTZ	21	69,0	260	135	9	79	31	109	3	158	390	0	54	102	314
MLG	11	13,3	223	133	34	49	71	440	108	1236	265	250		64	212
	21	69,0	141	9	37	40	22	43	21	636	0	0	0	27	62
MSD	21	69,0			129	2163	633	133	262	177	333	463	567	161	396
R3D	21	69,0			70	1244	22	1213	207	370	370	316	0	533	
3BD	21	69,0	296	367	233	2036	212	115	137	3	362	111	46	14	20
3RS															
CVD	21				0	574	133	64	30	7?	2	0	5	2?	10
	41	210,0	0	0	0	0	3	20	14	49	59	0	54	3	
CTG	21	69,0	117	22	0	0	106	64	19	36	90	30	137	?	49
	41	230,0	103	40	0	0	27	25	15	36	72	0	54	9	49
	7i	33,0	122	134	2002	32	146	83	35	90	71	3?	0		
CTU	11	13,3	641	216	59	196	664	37	357	101	19	7?	54	136	51
	21	69,0	76	23	0	0	73	0	25	94	57	0	54	15	51
	41	230,0	70	13	0	0	3	0	0	91	33	0	54	15	51
"NI	11	13,8	1434	1570	2006	377	1457	202	287	490	1044	508	264	300	636
	31	115,0	199	42	62	34	29	36	119	223	132	1202	321		
	32	138,0		24	110	203	252	68	220	330	232	78	204	8	59
3VM	21	69,0	333	103	50	15	199	60	60	127	63	20	134	0	55
ITB	11	13,3	401	331	706	129	263	130	254	362	932	240	43	443	271
	21	69,0	171	45	349	0	55	9	0	105	97	15	0	0	0
JCR	21				432	18	134	30	51	120	78	41	128	0	51
	41				1	0	73	23	31	78	84	24	61	36	51
JDM	21	69,0	35	185	35	23	32	33	9	62	16	0	115	6	1?
	41			8	6	23	23	9	3	52	0	0	0	6	0
MTT	11	11,9	227	224	112	3	61	23	33	116	7?	4	461	41	49
	12	11,9	139	221	489	90	61	67	32	118	79	4	461	398	49
	13										267	0	150	0	54
	21	69,0	12	290	34	3	58	24	21	64	6	0	144	11	55
OLD	11							271	145	363	11?	960	156	746	1053
PTU	21				0	66	38	59	73	79	0	130	0	48	

ACD	21	69,0	322	4073	1265	131	176	249	181	498	1622	236	239	106	247
AGL	li	13,8	314	140	d9	12	100	67	155	156	213	365	cc 33	37	41
	21	69,0	102	33	36	ii	41	45	0	32	29		50	46	0
BGI	ii	13,8	617	115	126	229	ii	79	50	98	2^9	60	43	104	3
	12	13,8	164	0	99	524	193	12	16	203	17?	16	-4	ii	
	13	13,8	371	0	46	308	479	6	33	100	106	221	221	71	3
	15											0	44	71	2
	21	69,0	304	0	103	104	0	0	23	93	4*	17	117	20	
	41	230,0	143	0	33	150	0		9	93	41	cc	cn	10	0
BVT	ii												131	233	0
CGD	ii	13,8	34	40	12	140	cc	13	83	457	232	iii	176	3	365
	21	69,0	61	13	24	67	0	13	6	207	14?	13	37	8	\$
CGU	11				68	300	195	33		336	169	570			106
	12				67	68	75	41	34	328	145	543	22		103
CRD	ii	13,8	597	6829	134	0	0	0	0	0	0	0	204	348	7
	21	69,0	345	6749	348	110	5	334	113	404	1513	600	414	233	3
G NN	21	69,0	20	51	34	0	16	16	167			0	21	60	60
					J X							0	67	60	
MRD	21	69,0	1422	13	57	0	32	40	133	13	0	43	ii	65	
HRR	21	69,0	33	10	118	53	15	38	16	106	11	44	34	0	
NTD	21	69,0		6555	176	208	20	340	0	137	4	15	14	0	
PRD	21	69,0	110	6	120	106	17	7	0	109	13	0	48	11	0
	41								0	99	0	0	34	12	0
RLD	21	69,0	331	33	122	3	32	33	16	106	91	23	153	48	
	41	230,0	105	41	117	0	74	117	93	107	6	ii	116		
SMD	ii	13,8	490	7343	623	375	564	592	1246	1441	2115	732	432	379	
	21					6	J10	1246	1456	209?	663	426	298		
STD	ii	13,8	171	6552	118	102	209	307	111	23?	1179	374	46	62	
	21	69,0	9	6643	112	66	39	274	111	274	166	273	70	45	17
TAC	21	69,0						74	60	175	41	637	166	630	63
GRO															
PRI	ii	13,8	526	452	216	1094	628	1123	70	144	212	552	249	401	233
	21	69,0	513	423	222	938	433	272	77	5?	199	353	30	397	66
SJI	21								63	126	2158	52	93	13	
TSA	ii	13,8	/c	437	105	524	274	36	26	95	231	233	73	31	133
	12											145	46	14	5
	21	69,0	33	414	145	668	246	101	26	105	137	168	M	31	6
ÜBE	ii	13,3	49	398	105	905	317	24	34	1366	7-7	1590	33	66	192
	21	69,0	49	396	105	394	769	416	34	1395	22	1336	0	34	192

BRP

ABX	21	69,e	81		7	0	,3	-n	3	43	32	0	32	0	0
3NO	ii	13,8	537	71	0	334	96	447	195	"01	42	10	33	30	3
	21	69,0	356	i7	14	537	18	?	47	411	?43	135	15	*	0
	20	69,0									24	59	i	*	0
IGR	11	13,3	316	198	1052	303	"0	68	39	46	33	10	395	160	
	12	13,8	0	0	0	0	0	0	336	57	33	10	362	110?	409
	61	2,4	323	*0	973	63	iii	106	371	46	32	223	25?	1193	1611
11?	ii	13,8	1022	1358	598	932	"32	^3	146	439	163	103	2013	2013	35
	21	69,0								150	0	106	435	17	
MDR	ii	13,8	229	25	141	438	94	233	i9	51	37	10	33	54	41
«LU	il	13,3	250	373	114	102	50	116	18	44	223	105	"0	964	,e
	?i	34,5		412	150	149	103	118	397	96	254	173	-1	217	
	2i	69,0											40	177	
m	ii	13,8	230	13	27	162	178	32	178	145	772	0	64	147	~^3
	91	44,0				0	449	248	199	201	430	13	168	147	177
XNG	ii	13,8							374	1752	2073	23	130	1295	167
Z9U	ii	13,3	123	24?	51	:14	31	333	^3	46	111	25	2ii	0	
	2i	69,0			30	0	40	163	30	45	;-0	9			

GRB

BJS	2i	69,0		364	448	1772	774	442	239	10?5	418	403	793	233	227
IRE	2i	69,0		0	639	345	252	3i4	150	123	10?	238	475	124	36
JGR	4i	230,0	365	362	93	160	"17	128	0	17	103	?	694	0	45
JZD	2i	69,0		0	76	195	26	132	0	57	58	10	0	14	li
3NB	2i	69,0		0	31	271	33	160	35	51	67	0	774	40	14

SISTEMA

GERAL 4 ANOS

SOMA	13024	56908	19094	23703	15345	14813	10260	24215	29615	16926	13557	17313	675	271453	59471
CASOS	63	70	78	30	31	33	36	36	39	94	75	95	72	1092	376
MEDIA	236,10	812,97	244,79	296,35	189,44	173,47	119,30	281,57	332,75	130,06	142,71	132,24	126,90	243,58	158,17
MÁXIMO	1484	7843	222?	2163	1457	1213	1246	1752	2153	1590	7?3	2013	1611	7343	2013
MÍNIMO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESVIO	294,20	1931,4	439,46	478,07	268,04	265,36	203,51	332,32	530,93	299,74	169,83	334,32	235,07	611,7i	268,48
VARIÂNCIA	86553	4E+06	193127	223548	71345	70417	43475	146548	281836	39844	23358	1770	55259	374184	72079

GRN

SOMA	1796	1475	1154	7674	2238	3375	1423	4260	3864	1836	1428	1584	2151	34358	7049
CASOS	7	7	9	9	9	9	?	?	?	10	ii	12	12	122	45
MEDIA	256,57	210,7i	128,22	852,67	254,22	375,00	158,11	473,33	42?,33	188,60	129,82	132,00	179,25	281,62	156,64
MÁXIMO	543	514	563	2163	732	1213	562	1236	1467	463	567	379	538	2163	538
MÍNIMO	141	3	9	24	3	13	2	3	0	0	0	27	6	0	0
DESVIO	128,67	168,87	167,86	924,90	235,28	450,17	177,??	415,50	435,25	161,06	185,04	96,19	130,0i	406,65	161,07
VARIÂNCIA	16555	23517	23178	855436	31384	202653	31679	172638	189443	25939	34239	9253	32402	165364	25943

GRS

SOMA	4149	2546	6503	1720	3932	1376	1924	3359	4950	3244	3254	2201	2739	43447	11488
CASOS	16	13	21	22	22	23	23	23	24	24	24	22	22	234	72
MEDIA	259,31	197,00	309,67	73,18	178,73	59,83	33,65	167,73	206,25	135,17	135,58	100,05	126,77	152,98	124,87
MÁXIMO	1484	1570	2006	574	1457	271	357	363	1232	1202	61	46	1053	2006	1202
MÍNIMO	35	0	0	0	8	0	0	49	0	0	0	0	0	0	0
DESVIO	343,94	350,52	531,75	142,27	312,27	66,45	93,98	183,79	337,97	306,95	124,96	191,25	240,76	239,26	226,36
VARIÂNCIA	121762	122363	333431	20241	97513	4415	9798	33779	114224	94219	15616	36577	57967	83671	51467
GERAL 4 ANOS															

GRL

SOMA	6450	45713	4414	3148	2571	3075	3622	7640	11742	5683	3421	4283	2062	103834	15454
CASOS	22	22	24	24	25	26	27	27	27	30	30	30	29	343	119
MEDIA	293,13	2078,1	133,92	131,17	102,84	118,27	134,15	232,96	434,89	189,60	114,03	142,77	71,10	302,72	129,87
MÁXIMO	1422	7343	1265	524	564	592	1246	1456	2115	732	432	322	37?	7343	322
MÍNIMO	61	0	51	0	0	0	0	0	0	0	11	3	0	0	0
DESVIO	298,19	3055,1	253,48	132,25	141,08	157,44	313,23	351,37	662,40	249,10	121,55	223,74	106,94	950,31	191,37
VARIÂNCIA	38915	9E+06	64251	17491	19903	24788	101270	123464	433772	62051	14776	50059	11436	903081	36621

GR O

SOMA	1292	2520	393	5023	3167	2927	350	3233	3031	4479	m	991	1027	29661	7170
CASOS	6	6	6	6	6	6	7	7	7	3	3	3	3	39	32
MEDIA	215,33	420,00	149,67	337,17	527,83	437,83	50,00	469,00	433,00	559,83	34,13	123,38	123,3S	333,27	224,06
MÁXIMO	526	452	222	1094	317	1128	90	1395	2158	1590	249	401	233	2158	1590
MÍNIMO	49	396	105	524	246	36	26	52	22	52	0	14	6	0	0
DESVIO	215,45	20,07	51,05	187,37	225,34	400,61	24,33	577,14	709,91	543,91	63,52	159,52	92,17	409,07	348,57
VARIÂNCIA	46418	403	2607	35109	50773	160485	595	333089	503969	295834	46?5	25446	3495	167339	121504

GRP

SOMA	3472	2313	4788	3400	2265	2834	2467	3830	5273	969	2045	7343	3313	45362	14170
CASOS	ii	12	13	14	14	14	15	15	17	17	17	18	16	193	63
MEDIA	315,64	234,42	368,31	242,36	161,79	206,00	164,47	255,33	310,13	57,00	120,29	435,72	207,66	235,04	208,33
MÁXIMO	1022	1358	2229	384	32	932	397	1752	2073	223	362	2013	1611	222?	2013
MÍNIMO	0	0	0	0	0	0	3	43	24	0	12	0	0	0	0
DESVIO	262,97	366,61	639,61	269,57	233,13	249,06	144,14	436,80	495,98	72,54	105,57	600,92	414,05	339,74	401,72
VARIÂNCIA	69152	134401	409098	72670	56707	62033	20776	190791	245993	5262	1146	361109	171435	151896	161378

GRB

SOMA	365	336	1337	2743	1122	1176	474	1343	755	660	2736	411	333	14791	4140
CASOS	i	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	6i	20
MEDIA	365,00	167,20	267,40	548,60	224,40	235,20	94,80	268,60	151,00	132,00	547,20	32,20	66,60	242,48	207,00
MÁXIMO	865	364	639	1772	774	442	239	1095	418	403	793	233	227	1772	7?3
MÍNIMO	365	0	76	160	27	128	0	17	58	0	6	0	11	0	0
DESVIO	0,00	164,84	233,45	615,02	287,72	123,91	111,63	414,62	134,95	162,55	295,99	86,81	31,23	321,27	266,84
VARIÂNCIA	0	27172	54499	378253	32783	15355	12462	171913	13212	26423	37609	7535	6598	103217	71203

GRL

ACO	21	69,0	3	3	0	17	5	5	-	0	9	4	0	7	0
AGL	ii	13,8	4		1	7	1	4	1	4	7	e	0	1	i
	34	69,0	1	0	0	0	0	6	0	6	0	.	0	0	0
BGI	11	13,8	9	0	X	-	0	0	0	4		0	4	4	4
	12	13,3		0		0	0	0	9	6	1	0	0	0	
	13	13,8	3	3	?	?	3	6	4		0	7	7	i	0
	15										0	0	0		2
	ii	69,0	1	0	9	0	0	0	0	0	0	0	9	0	0
	c1												9	9	0
	41	230,0	0	1	V	9	0	0	0	0	0	9	9	0	0
BVT	11										0	0	0	<	1
CGD	11	13,8	4	3	1	1	2	1	3	1	2	7	0	1	1
	21	69,0	0	0	1	0	1	9	0	0	1	0	0	0	0
CGU	11				1	12	J	j	,	i	.	9	1	9	
	21				1	0	0	0	0	0)	6	i	0	0
CRD	11	13,8	1	10	2	0	0	0	0	0	0	0	0	7	9
	21	69,0	1	10	3	4	4	6	4	7	7	7	3	7	0
G NN	21	69,0	0	0	0)	0	9	0	0	0	0	9	0	0
	77											0	0	0	0
MRD	21	69,0	0	i	0	j	0	0	0	0	0	0	,	0	9
MRR	21	69,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	1	0
NTD	21	69,0		0	1	3	0	1	1	0	0		0	7	0
PRD	21	69,0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	9
	41								6	0	0	0	0	0	9
RLD	21	69,0	5	9	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
	41	230,0	1	0	0	1	0	0	9	0	1	0	0	i	6
SMD	11	13,8	13	12	n	6	13	0	2	9	4	0	j	4	1
	21				b	0	0	1	2	7	4	6	3		1
STD	11	13,8	1	2	1	4	1	9	3	2	3	0	0		9
	21	69,0	1	1	1	4	1	2	3	1	1	0	1	7	0
TAC	21	69,0			e			0	0	1		0	1	3	6
GRO															
PRI	11	13,8	4	3	r	3	J	6	7	4	r	3	3	3	6
	21	69,0	1		J	7	7	4	r	3	J	r	7	1	2
SJI	21				2	e			4	4	1	0	1	1	2
TSA	11	13,8	0	3	1	0	-	1	0	1	4	2	3	0	1
	12									c		1	3	6	1
	21	69,0	0	4		1	3	4	1	c	3	1	1	1	0
UBE	11	13,8	3		4	3	3	9	3	1	3	3	3	11	10
	21	69,0	2	4	3	3	5	1	4	4	5	5	2	?	3

GRP

ABX	21	69,0	0	0	1	2	5	7	1	1	0	7	9	0	1
3NO	11	13,3	13	9	3	7	1	7	2	4	3	5	7	4	1
	21	69,0		0	3	3	1	2	0	4	7	3	7	4	4
	22	69,0										3	1	7	1
I GR	11	13,8	40	30	32	19	7	3	3	3	0	9	9		
	12	13,8	0	0	0	0		0	20	5	0	9	3	33	13
	61	2,4	77	27	34	20	7	3	10	6	1	7		19	6
ITP	11	13,8	6	12	6	9	7	e	3	5	3	3	7	4	4
	21	69,0									7	i	0	1	3
1DR	11	13,8	4	6	12	11	4	3	1	1	0	0	9	9	9
MLU	11	13,3	1	1	3	3	0	7	1	9	1	0	7	9	4
	21	34,5		1	3	6	3	c	1	1	4	0	0	3	1
	21	69,0												9	7
HXT	11	13,8	9	1	4	4	4	4	0	0	0	1	9	0	0
	91	44,0							3	7	7	7	0	1	1
(NG)	11	13,3							0	4	7	4	9		:
:BU	11	13,8		7	3	3	3	1	7	7	0	0	0	0	0
	21	69,0			3	1	0	1	-	0	9	0	9	0	

GRB

SJS	21	69,0		i	7	3	7	1	7	7	1	7	4	9	
IRE	21	69,0		0	12	12	7	3	0	7	1	0	0	1	1
JGR	41	230,0	7	6	0		2	3	0	1	1	1	0	7	1
JZD	21	69,0		0	0		7	7	3	2	1	0	c	1	
SNB	21	69,0		0	0	3	7	7	0	1	1	1	0	7	1

SISTEMA

														GERAL	4	ANOS
SOMA	236	137	209	273	41	124	137	138	124	95	78	163	192	2007	438	
CASOS	63	70	78	30	31	33	86	36	39	94	95	95	1092	376		
MEDIA	3,75	2,67	2,63	3,41	74	1,49	1,59	1,60	1,3?	1,01	0,82	1,77	1,11	1,84	1,16	
HAXIMO	40	30	34	20	13	9	20	0	0	3	9	33	13	40	33	
MÍNIMO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0	9	0	0	
DESVIO	7,01	5,3	5,49	4,68	68	2,08	2,95	2,06	1,30	1,68	1,44	4,31	7,77	3,71	2,69	
VARIÂNCIA	49,08	23,45	30,12	21,92	13	4,35	3,71	4,24	3,25	7,07	2,96	13,60	4,97	13,73	7,25	

GRN

SOMA	36	12	23	41	19	9	2	20	24	15	6	3	19	226	34
CASOS	7	7	9	?	9	9	9	9	?	10	11	12	12	122	45
MEDIA	5,14	1,71	2,56	4,56	11	1,00	0,89	2,22	2,67	1,50	0,55	0,25	9,33	1,85	0,76
MAXIMO	7	7	7	12	7	4	4	7	7	3	2	1	4	12	3
MÍNIMO	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESVIO	1,25	1,75	1,57	4,55	2,64	1,25	1,45	1,9?	2,49	2,46	0,66	0,43	1,46	2,48	1,51
VARIÂNCIA	1,55	3,06	2,47	20,69	6,99	1,56	2,10	3,95	6,22	6,05	9,43	0,19	2,14	6,17	2,27

GR S

SOMA	14	15	14	23	11	17	19	24	16	9	20	14	198	49	
CASOS	16	13	21	23	22	23	23	23	24	24	24	24	234	23	
MEDIA	0,88	0,83	0,67	1,05	0,50	0,57	6,33	1,04	6,67	6,33	6,33	6,64	0,27	0,70	0,53
-MÁXIMO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MÍNIMO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESVIO	1,54	2,06	1,23	2,44	0,99	1,36	2,04	2,47	1,31	0,??	2,11	0,36	1,47	1,47	
VARIÂNCIA	2,36	4,25	1,65	5,95	0,98	3,46	4,14	6,77	0,98	4,47	6,74	3,08	3,08	3,08	

GRL

SOMA	49	23	67	30	30	30	26	17	26	17	37	12	432	39	
CASOS	22	24	24	26	27	27	27	30	30	30	30	29	343	119	
MEDIA	2,23	2,4	1,17	2,79	1,20	1,50	1,11	0,31	6,96	0,57	0,77	1,23	0,41	1,26	0,75
MÁXIMO	13	12	17	13	3	7	4	4	4	4	4	4	17	7	
MÍNIMO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
DESVIO	3,96	3,7	1,52	4,26	2,62	2,29	1,71	1,0?	1,40	1,28	1,26	1,58	0,39	2,31	1,32
VARIÂNCIA	9,36	14,05	2,31	18,16	0,38	2,91	1,1?	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	5,34	1,73	

GRO

SOMA	10	20	16	12	30	16	24	23	24	24	26	39	263	32
CASOS	6	6	6	6	6	0	7	7	7	3	3	3	37	32
MEDIA	1,67	3,33	2,67	2,00	5,00	2,07	3,43	2,14	3,00	1,33	3,25	3,01	2,97	2,97
MÁXIMO	4	4	9	6	7	5	5	5	3	3	11	10	11	11
MÍNIMO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESVIO	1,37	0,75	1,49	1,15	1,80	2,19	1,28	1,36	2,06	0,60	4,02	3,4?	7,7?	7,7?
VARIÂNCIA	1,39	0,56	2,22	1,33	6,33	4,82	1,63	1,84	4,25	6,36	16,19	12,1?	5,34	3,72

GRP

SOMA	116	31	109	96	37	37	54	37	23	26	12	72	40	747	150
CASOS	11	12	13	14	14	14	15	15	17	17	17	18	16	193	68
MEDIA	10,55	6,75	3,33	6,36	2,7?	2,64	3,60	2,47	1,65	1,53	0,71	4,00	2,50	3,87	2,21
MÁXIMO	40	30	34	20	12	3	20	6	7	3	33	13	40	33	
MÍNIMO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
DESVIO	13,63	10,30	10,86	6,33	3,41	2,02	5,1?	2,16	2,00	1,53	1,07	3,60	3,32	6,89	4,96
VARIÂNCIA	185,70	106,19	117,93	40,12	11,60	4,0?	26,91	4,65	3,99	2,48	1,15	74,00	11,00	47,50	24,63

GRB

SOMA	11	19	34	12	10	2	12	8	4	4	11	4	136	21	
CASOS	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	61	20	
MEDIA	11,00	1,40	3,30	6,30	2,40	2,00	0,40	2,40	1,60	0,80	6,40	2,20	0,30	2,23	1,05
MÁXIMO	11	6	12	12	3	3	3	3	1	1	4	4	12	4	
MÍNIMO	11	0	0	3	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0	
DESVIO	0,00	2,33	4,92	3,19	0,4?	0,3?	0,80	1,50	0,80	0,40	0,80	0,98	0,40	2,82	0,97
VARIÂNCIA	0,00	5,44	24,16	10,16	0,24	0,80	0,64	2,24	6,64	0,16	6,64	0,96	0,16	7,95	0,95

6.8.4 - DURAÇÃO DAS INTERRUPTÕES PROGRAMADAS EM MINUTOS

SE	BA	KV	1980 DUR	1981 DUR	1982 DUR	1983 DUR	1984 DUR	1985 DUR	1986 DUR	1987 DUR	1988 DUR	1989 DUR	1990 3 UR	1991 DUR	1992 DUR
SRN															
ARD	ii	3,3	34	405	382	1196	1164	500	935	1250	570	330	390	.	9
SNB	ii	13,8	609	263	645	0	0	371	127	427	237	0	101	114	101
	2i	69,0	63	0	0	0	0	132	0	530	195	97	01		74
	4i	230,0											9		9
CMA	21	69,0													0
DMG	21	69,0										9	0	0	0
rTZ	21	69,0	609	233	162	32	0	0	0					0	0
MLG	11	13,8	567	20	448	518	219	15	122	463	294	0	9	310	234
	21	69,0	468	9	339	263	226	0	0	154	121	0	9	310	0
MSD	21	69,0			480	406	0		0	70	9	0	399		0
RSD	21	69,0			68	797	467	231	0	34		104	65	9	553
330	21	*9,0	416	230	0	9	6	0	0	19	35	364	0	9	0
GRS															
CMD	21				0	895	147	9	0	0	9	0	0	0	0
	4i	210,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
CTS	21	69,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	41	230,0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0	0	0	0
	91	33,0	0	a	0	594	0	240	1708	0	9	0	0		
CTU	1?	13,8	0	0	0	0	323	222	0	0	9	0	93	0	9
	21	69,0	0	0	0	0	0	0	0	9	9	0	0	0	9
	41	230,0	0	0	0	0	0	9	0	0	9	0	0	0	9
FNL	11	13,3	1485	1391	1395	433	620	141	ii	706	667	8?	267	171	?
	31	115,0	0	0	370	0	0	0	0	0	652	0	0		
	32	138,0		23	185	624	0	126	427	738	0	0	0	0	9
GVM	21	69,0	1048	560	433	143	140	0	0	0	0	0	171	9	416
ITB	11	13,3	491	744	564	1966	462	0	507	42		240	27	378	9
	21	69,0	330	0	0	0	0	0	0	0	15	0	9	0	0
JCR	21				0	0	0	z	6	0	0	9	0	0	9
	41				0	0	0	0	0	0	9	0	0	0	0
JDM	21	69,0	491	0	70	0	0	0	9	0	9	9	0	0	0
	41			169	0	0	9	0	0	0	0	0	0	0	9
MTT	11	11,9	0	0	0	0	0	9	9	v	9	0	0	0	0
	12	ii,?	0	395	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
	13										0	220	0	532	0
	21	69,0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0	v	v	v
OLO	ii							23	238	159?	121	1242	407	461	433
PTU	21				0	0	0	0	0	9	0	0	0	0	9

Assim, ter-se-á a seguinte função de confiabilidade $R(t)$:

$$R(t) = P [T > t]$$

$$R(t) \sim 1 - F_t(t) \quad \text{com} \quad R(0) = 1 \quad \text{e} \quad (2.3.4)$$

$$R(\infty) = 0$$

FUNÇÃO DENSIDADE DA VARIÁVEL T

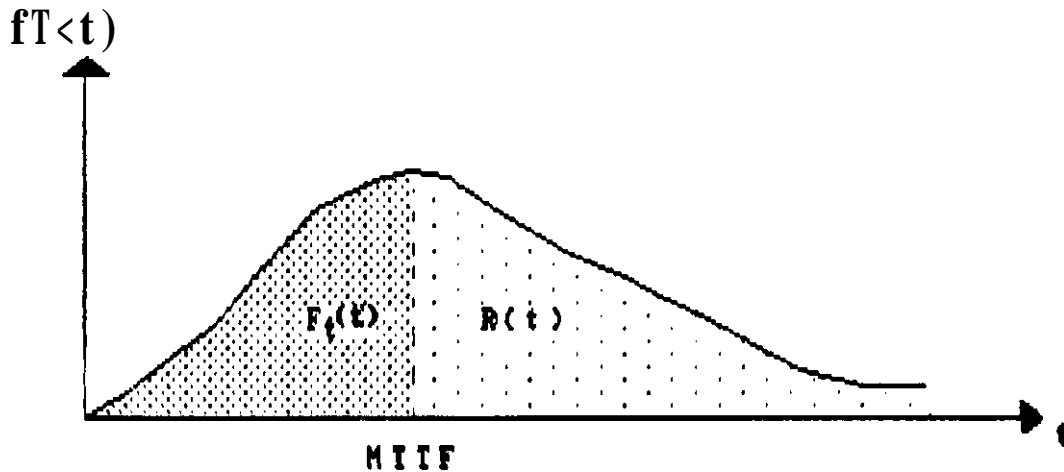


Figura 2.1

Outra função bastante importante que também é usada para descrever a confiabilidade de componentes é a função mortalidade $h(t)$. O valor $h(t)dt$, para pequenos intervalos dt , representa a probabilidade condicional de falha no intervalo $(t, t+dt)$, dado que o sistema ou componente sobreviveu, não falhou, até o instante t .

Adotou-se neste trabalho para $h(t)$, o nome de função mortalidade com o objetivo de diferenciá-la de $\lambda(t)$, função taxa de falhas, que é um conceito similar, porém aplicado a sistemas reparáveis. Observa-se que esta distinção nem sempre é feita na literatura, conforme explicitado por SCHILLING [84]. Esta confusão existe devido ao fato de que ambas as funções são dimensionalmente idênticas, bem como pelo fato de que, para sistemas não reparáveis modelados por variáveis aleatórias exponenciais para os tempos até a ocorrência da falha e, sistemas reparáveis modelados pelo Processo de Poisson Homogêneo, os resultados numéricos de ambas as funções são iguais. Também, há vários jargões que ora se referem a um, ora se referem a outro conceito.

Também em sistemas não reparáveis a falha representa sua "morte", uma vez que é única, o que não acontece com os sistemas reparáveis que ao longo da vida têm repetidos ciclos de falha e reparo.

GRL

A CD	21	69,0	601	1098	576	685	480	199	364	0	9	9	367	0	
AGL	11	13,8	322	421	531	1031	690	792	245	1141	"79	"36	0	432	215
	21	69,0	188	0	0	0	9	0	ft	0	0	:03	9	0	
361	11	13,8	1375	311	786	0	9	0	0	276	417	0	1293	260	14
	12	13,3	273	0	0	0	9	0	0	0	416	0	9	9	
	<0	13,3	397	622	1502	1772	944	1912	1493	1335	9	1169	302	'7	9
	21	69,0	0	0	0	0	9	0	0	9	0	0	17	0	
	41	239,0	0	318	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
BVT	11												0	543	266
CGD	11	13,3	162	789	275	'71	392	307	653	391	570	0	507	'43	
	21	69,0	0	9	118	0	227	0	0	564	9	0	9	0	
CGU	11				238	1647	518	124	1169	647	"9	0	499	0	0
	21				112	9	0	0	9	9	0	0	0	0	0
CRD	11	13,3	490	1309	637	0	9	9	0	0	0	9	920	708	0
	21	69,0	7	1307	333	351	,02	?02	Uli		292	363	'23	579	0
3 NN	21	69,0	0	0	9	0	0	9	0	0	9	0		9	
	21	69,0	0	422	0	9	9	0	0	0	0	9	9	9	
m	21	69,0	0	0	0	0	9	0	0	0	0	9	9	a	9
NTD	21	69,0	401	0	376	717	9	323	132	6	0	9	0	720	9
?RD	21	69,0	0	0	0	0	9	9	0	9	0	9	0	0	9
	41								0	9	0	0	0	0	9
RLD	21	69,0	502	0	0	9	9	9	0	663	9	0	0	394	9
	41	230,0	178	0	0	142	9	9	0	9	397	0	0	258	9
3MD	11	13,8	1054	1377	664	233	1331	691	378	433	646	0	13	425	415
	21						9	597	378	462	644	0	13	419	415
STD	11	13,8	311	711	596	1797	671	1237	391	499	757	9	0	535	9
	21	69,0	311	:27	596	1797	679	1233	391	339	481	9	321	585	9
AC	21	69,0						9	0	337	9	9	549	1067	9

SRO

PRI	11	13,8	2118	563	1052	566	1438	1704	1271	353	1364	378	994	337	757
	21	69,0	391	483	391	561	1366	1542	1155	847	393	373	961	295	544
SJI	21								1173	520	659	624	327	573	
TSA	11	13,8	0	743	185	9	492	348	0	676	575	339	234	9	265
	12											173	184	0	265
	21	69,0	0	967	35	140	342	247	97	741	622	173	98	339	9
ÜBE	11	13,8	519	1799	1186	336	1671	375	1210	596	367	1175	600	1573	997
	21	69,0	519	1795	844	332	1671	375	1012	619	798	1530	'32	1535	429

GRP

A8X	21	69,0	0	0	129	661	365	335	420	166	0	"19	0	0	"5
3NO	11	:3,8	1391	9	1592	1250	342	698	336	531	411	333	:34	520	,33
H	69,0	1221	0	1578	1012	343	666	0	573	330	25	352	516	653	
hh	69,0									50	25	'2	515	.53	
IGR	11	13,3	273	414	195	515	232	103	345	133	0	0	0	390	
	12	13,3	0	0	0	0	0	311	40	0	0	23	539	694	
	61	2,4	214	91	i cr	561	351	998	1318	332	232	233	135	1451	427
ITP	11	13,8	394	685	376	1085	132	664	1070	2717	561	340	566	536	1775
	21	69,0									307	146	430	371	2008
MDR	11	13,8	9	130	49	357	79	131	137	73	0	0	0	0	0
HLU	11	13,3	61	197	467	237	0	625	320	0	j	0	9	9	439
	91	34,5		115	472	635	533	369	150	68	222	0	59		
	21	69,0												0	566
MXT	11	13,8	107	314	19	560	139	305	0	0	0	40	-242	9	0
	'1	44,0				9	245	475	691	631	230	'70	399	411	10?
XNG	11	13,8						0	350	0	0	0	637	1S1	1237
ZBU	11		300	"36	567	535	1137	212	312	0	0	0	0	0	0
	69,0				351	177	0	169	316	0	0	0	0	0	0

*3RB

3JS	21	69,0		659	3903	1456	2905	279	331	718	695	413	1022	1133	0
IRE	21	69,0		9	54	1340	1429	971	0	766	657	0	0	551	366
JGR	41	230,0	4745	2088	0	1559	1168	130	0	279	643	331	0	448	243
JZD	21	69,0		0	0	2123	376	537	0	635	906	322	0	439	209
SNB	21	69,0		0	9	931	1379	353	0	293	627	366	0	730	291

SISTEMA

GERAL 4 ANOS

SOMA	30147	25363	29191	37672	39197	24078	24211	26556	24748	17027	17714	24556	13302	329762	7759'
CASOS	63	70	78	30	31	33	36	36	39	74	95	95	92	1092	37c
MEDIA	478,52	362,33	374,24	470,90	372,80	290,10	231,52	308,79	273,07	181,14	136,46	253,48			
MÁXIMO	4745	2988	3903	2123	2005	1704	1798	2717	1364	1530	1203	1573	2008	4745	2008
MÍNIMO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0	9	0	
DESVIO	723,25	521,7	573,03	566,93	502,96	397,94	439,65	456,49	337,26	336,05	307,19	361,29	364,39	463,97	344,3^
VARIANCIA	523084	3E+05	328359	321467	252973	158357	193292	203380	113747	112926	74363	130464	133144	215269	118572

GRN

SOMA	4416	1251	3265	3271	2682	1299	1184	2607	3204	1916	976	734	989	27794	4615
CASOS	7	7	9	9	9	9	9	9	9	10	11	12.	12	122	45
MEDIA	630,86	178,71	362,78	363,44	293,09	144,33	131,56	289,67	356,00	191,60	33,73	61,17	32,42	227,32	102,5c
MÁXIMO	984	495	645	1196	1164	500	935	1250	935	364	30?	310	553	1250	864
MÍNIMO	416	9	9	9	9	9	0	0	0	0	0	0	0	0	-
DESVIO	177,24	155,15	297,86	392,42	497,65	173,53	233,57	374,1?	310,78	32?,??	115,41	115,58	160,53	302,97	200,6c
VARIÂNCIA	31413	24973	43206	153992	166180	31874	33275	140017	96582	108896	13319	13358	25770	91792	40262

GRS

SOMA	3345	3232	3320	4221	2316	641	2640	2774	2576	1791	1365	2042	351	32664	6549
CASOS	16	18	21	22	22	23	23	23	24	24	24	22	22	234	22
MEDIA	240,31	132,33	181,90	191,86	105,27	27,37	114,78	120,61	107,33	74,63	77,71	92,82	33,68	115,01	71,15
MÁXIMO	1435	1391	1395	1966	624	240	1708	1599	733	1242	VJ	373	433	1966	142
MÍNIMO	0	0	0	0	9	0	0	9	0	9	9	0	9	9	9
DESVIO	430,88	364,29	366,50	450,03	201,01	69,26	359,36	355,33	236,31	251,99	293,02	224,23	122,03	301,07	293,01
VARIÂNCIA	185662	132706	134320	202531	49407	4778	129140	126294	55342	63451	41213	59279	14392	99645	43263

GRL

SOMA	3624	9001	505	12092	6904	7322	1364	6890	1463	3469	5318	1733	2179	14124	
CASOS	22	22	24	24	25	26	27	27	30	30	30	30	29	343	119
MEDIA	292,00	409,1	315,21	503,33	276,16	300,85	346,81	255,19	239,37	115,63	193,93	264,43	75,14	274,41	163,02
MÁXIMO	1375	1377	1502	1772	1331	1237	1498	1335	391	1169	1203	1067	743	1377	1203
MÍNIMO	9	9	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0	0	0	0
DESVIO	447,54	541,7	374,55	631,54	331,49	416,23	479,28	367,42	392,62	293,72	343,56	296,94	173,17	412,55	296,02
VARIÂNCIA	2028S	2E+05	140288	398840	145537	173245			531	26273	121495	33172	31746	179195	37625

GR O

SOMA	3547	6350	2743	2935	6390	5591	4966	5415	5344	5355	4127	4947	3330	64940	13759
CASOS	6	6	6	6	6	6	7	7	7	3	3	3	3	39	22
MEDIA	591,17	1958,3	623,83	489,17	1148,3	931,83	709,43	773,57	834,36	731,33	515,38	613,33	478,75	719,55	586,22
MÁXIMO	2118	1799	1186	336	1671	1704	1271	1173	1364	1530	994	1573	997	2113	1573
MÍNIMO	0	433	35	0	342	247	0	506	520	173	93	9	0	0	0
DESVIO	716,55	543,97	425,24	313,88	560,48	545,41	530,39	199,04	273,50	450,50	319,52	591,72	292,02	502,20	441,36
VARIÂNCIA	513443	295901	130826	191682	314139	297477	281848	39616	74300	202953	102095	350134	35275	252201	194301

GRP

SOMA	4770	2732	5941	7694	4548	6450	5726	6174	3133	2564	3706	5544	9344	68726	21358
CASOS	11	12	13	14	14	14	15	15	17	17	17	13	16	193	68
MEDIA	451,82	227,67	457,00	549,57	324,86	460,71	331,73	411,60	184,29	150,82	229,76	308,00	584,00	356,09	314,99
MÁXIMO	1391	786	1592	1250	1137	998	1318	2717	737	119	399	1451	2008	2717	2008
MÍNIMO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	9	0	9
DESVIO	599,45	260,17	512,73	364,75	316,91	298,57	366,93	672,49	221,36	214,73	270,01	359,74	699,02	424,60	417,52
VARIÂNCIA	250454	67637	262896	133044	100434	89142	134641	452237	49223	46130	72905	129415	360023	130286	174320

GRB

SOMA	4745	2747	4857	7459	6357	2275	331	2696	3528	1432	1022	3356	1109	42414	6919
CASOS	1	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	61	20
MEDIA	4745,0	549,40	971,40	1491,8	1371,4	455,00	66,20	539,20	705,60	286,40	204,40	671,20	221,80	695,31	345,95
MÁXIMO	4745	2088	3903	2123	2005	971	331	766	906	413	1022	1133	366	4745	1138
MÍNIMO	4745	0	0	931	876	130	0	279	627	0	0	439	0	0	0
DESVIO	9,00	810,53	1511,7	370,99	371,92	239,48	132,40	209,03	102,69	146,73	408,30	263,79	122,79	369,66	323,39
VARIÂNCIA	0	656965	2E+06	137634	133323	83798	17530	43693	10546	21529	167117	69585	15078	756303	104523

6.9-MODELOS E GRÁFICOS DA ANÁLISE DE CONFIABILIDADE

SISTEMA CHESF

ANO	FALHAS	FALHAS ACUMULADAS	DURAÇÃO (MIN)	HORAS DISPONÍVEL	HORAS ACUMULADAS	MTTF (H)	MTTR (MIN)
80	9,81	9,81	286,10	3779,23	8779,23	394,93	29,16
81	9,84	19,65	812,97	8746,45	17525,68	333,37	32,62
82	7,67	27,32	244,79	3755,92	26231,60	1141,53	31,92
83	9,46	36,78	296,35	3755,06	35036,66	925,48	31,33
84	7,40	44,18	189,44	8780,34	43817,51	1186,60	30,60
85	5,88	50,06	178,47	8757,03	52574,53	1439,29	30,35
86	4,71	54,79	119,30	8758,01	61332,54	1351,59	25,22
87	7,51	62,30	281,57	8755,31	70037,85	82	37,49
88	10,45	72,75	332,75	3778,45	73866,30	840,04	31,84
89	12,12	77,87	180,06	3757,00	37623,30	1710,35	35,17
90	4,85	82,72	142,71	8757,01	96330,92	1805,70	29,42
91	4,53	87,25	182,24	8756,96	105137,89	1933,10	40,23
92	3,41	90,66	126,90	8781,89	113919,77	2575,33	37,21

TN.....63 ECIN) < 39 VAR(TN) ; 67..17
M ÍMMTF) 2.37 NS^0,42% M (MTTR) 0,67 NS 50,23%

MODELOS PPb\\
CONSTANTE a1 n/t:0 0.00079582 6,44
LINEAR a2 2n/(t:0^2) 0.00000001 23,30
WEIBULL... 1 = t0/[:n^(i/b)] 0,00025440 39,94
b n/||Bum ln(t0/ti) *J 0,22626276
6tö(20%,10) 13,44 00(20%,11) 14,63

FALHAS X AnO
SISTETO CHESF

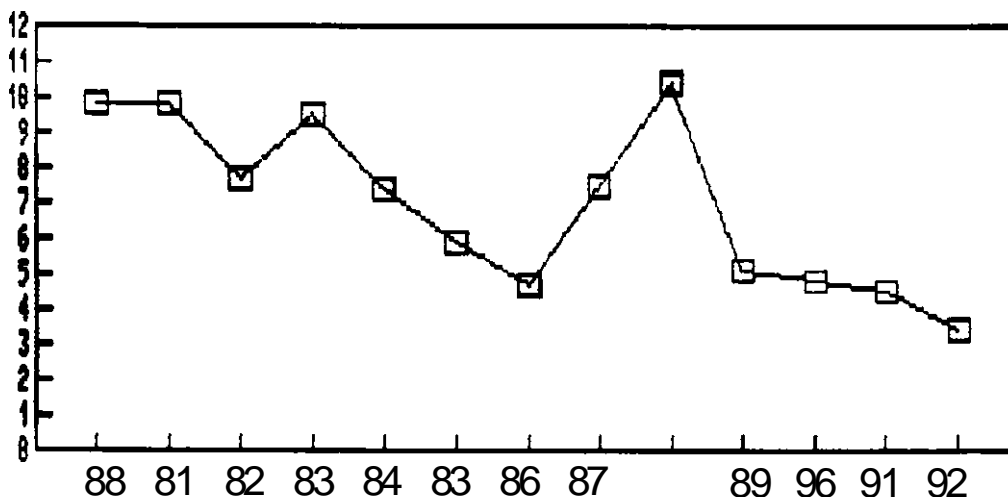


Figura 6,13

FALHAS ACHLADAS X AHO
SISTEMA CHESF

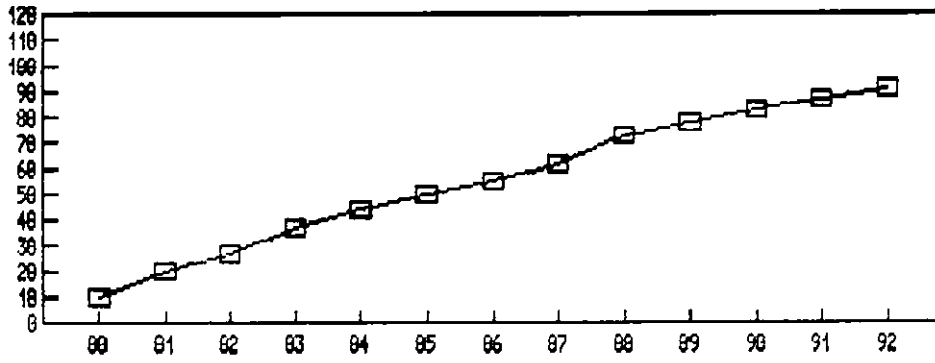


Figura 6.14

MTTF X FALHAS ACUMULADAS
SISTEMA CHESF

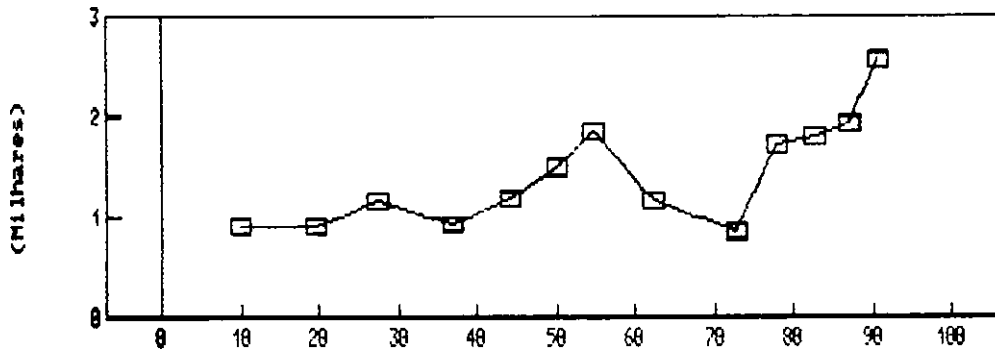


Figura 6 í'5

TEMPO MEDIO t>E INTERRUPCM0
31 S T C H C & P

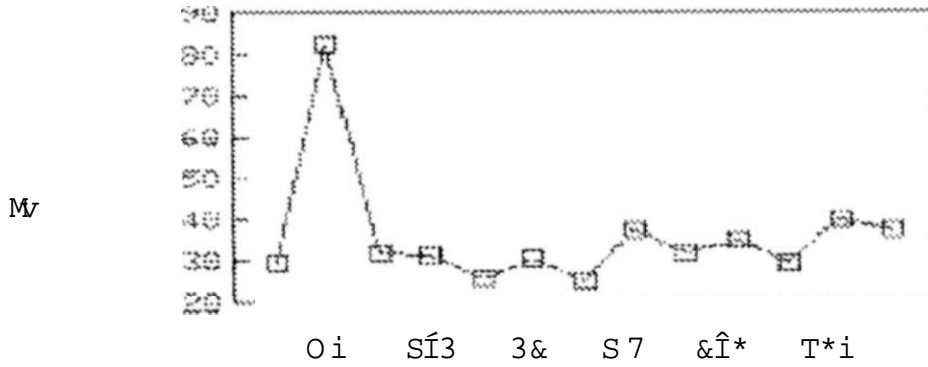


Figura 6-16

GRN

ANO	FALHAS	FALHAS ACUMULADAS	DURAÇÃO (MIN)	HORAS DISPONÍVEIS	HORAS ACUMULADAS	MTTF (II)	MTTR (MIN)
80	11,71	11-71	256,57	3779,72	3779,72	749,49	21,90
81	14,57	26,29	210,71	3756,49	1.7536,21	600,94	14,46
82	3,33	34,62	123,22	3757,36	26294,07	1050,94	15,39
83	24,56	59,17	852,67	3745,79	35089,86	356,16	34,71
84	12,00	71,17	254,22	8779,76	43319,63	731,65	21,19
85	12,33	83,51	375,00	8753,75	52573,33	709,76	30,41
86	10,22	93,73	158,11	3757,36	61330,74	356,70	15,47
87	12,11	105,34	473,33	3752,11	70032,35	722,65	39,03
88	13,56	119,40	429,33	8776,84	73857,70	647,47	31,67
89	6,90	126,30	188,60	8756,36	37616,55	1269,11	27,31
90	4,45	130,75	129,82	3757,84	96374,39	1966,04	29,14
91	6,00	136,00	132,00	3757,80	105132,19	1459,63	22,00
92	25	142,00	179,25	3731,01	113913,20	1672,00	34,14

TN - 56 E(TN) = 39 VAR(TN) = 67,17
M (MTTF) = 2,01 NS • 4,44% M (MTTR) = 1,40 NS < 16,16%

MODELOS NH TESTE m
CONSTANTE a1 ~ n/t0 0,00124657 26,39
LINEAR a2 * 2n/(t0^2) 0,00000002 37,61
WEIBULL ! * to/i::n^i(b)::i 0,00000324 201,35
b = n/Csum ln(t0/ti) 0,20409162
00(20%,10) 13,44 14,63

FALHAS X ANO GRN

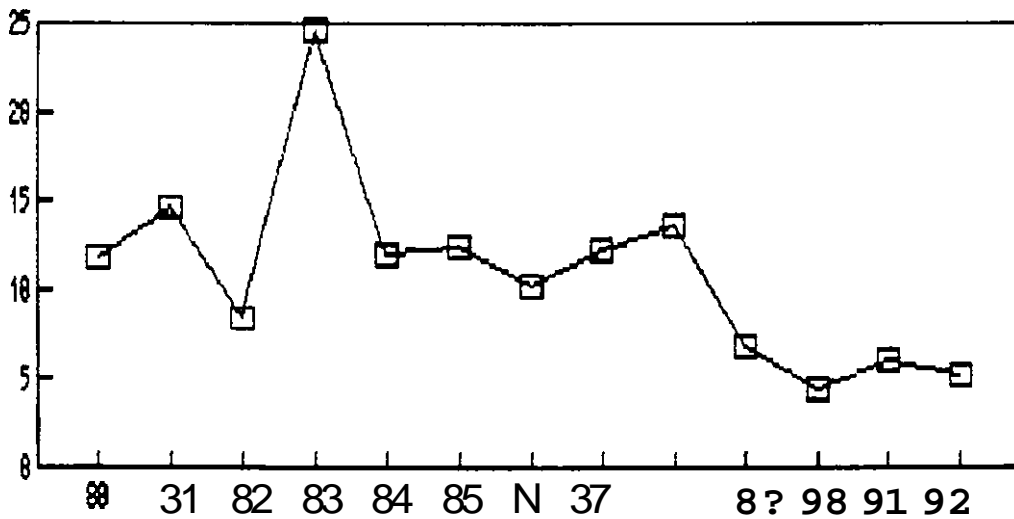


Figura 6.17

FALHAS ACULADAS X ANO
GRN

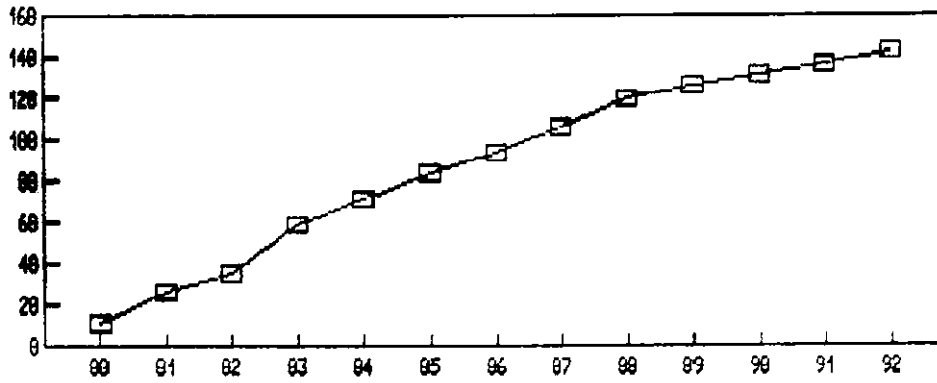


Figura 6.18

MTTF X FALHAS ACUMULADAS
GRN

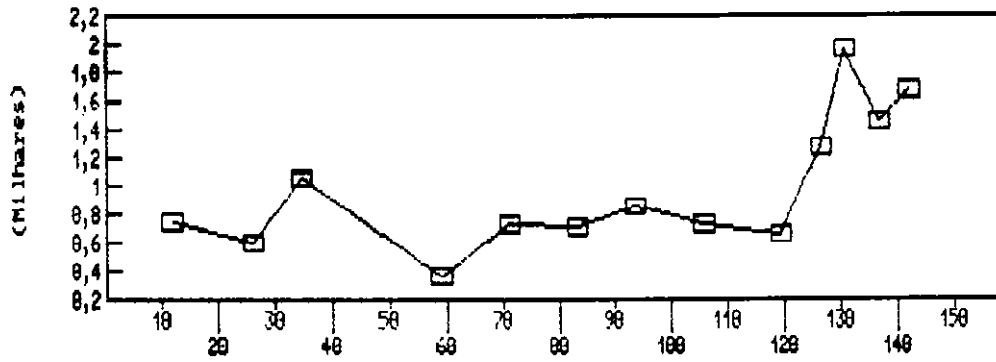


Figura 6.19

TEMPO MEDIO DE INTERRUPCAO
GRN

E3

fiò

10

òs»

Figura 6.20

GRS

ANO	FALHAS	FALHAS ACUMULADAS	DURAÇÃO (MIN)	HORAS DISPONIVE	HORAS ACUMULADAS	MTTF <••>	MTTR (MIN)
80	7,13	13	259.31	8779,63	3779.68	< 232,24	36.39
81	5,39	12,51	197-00	3756,72	17536.39	1624,96	36.56
82	5,33	17,85	309.67	8754,84	26291,23	1641,53	53,06
83	2-36	20,71	73.13	3753,70	35049,93	3053,5?	27.30
84	4,50	25,21	173.,73	3781,02	48830.95	1.951,34	39.7c
85	2-96	23,17	59,83	3759,00	52539,95	2962.60	20,24
86	3-87	32-04	33,65	3753,61	61348,56	2263,.46	21,62
87	5-65	37-69	167,73	3757,20	70105.,76	1549.35	29,63
88	7,13	44-81	206.25	3780,56	73386.33	1.232.36	28.95
89	1,92	47,73	135.17	8757,75	87644,,07	3002»66	46.34
90	n-92	50,65	135.53	8757,74	96401,81	3002-65	46.49
91	1,64	52-28	100.05	8753.33	1.05160.15	5352,31.	61.,14
92	P.73	55-01	126.77	3731,39	113942,,03	3220..03	46.48

TN 57 E (TN) 39 MAR(TN) 67.17
M (MTTF) 14 NS 3,14% í (MTTR) 1,23 NS : 20,06%

MODELOS PPMH TESTE QQ
CONSTANTE ai ' n/t0 0.00048279 5,00
LINEAR a2 ' 2n/(t0^2) 0.00000000 24,68
MEIBULL... Ii t0/i::n(i/b):i 0.01777365 46,57
n/Csum ln(t0/ti)] 0.25563834
QQ<20%,10) 13,44 00(20%, 11) 14,63

FALHAS X ANO GRS

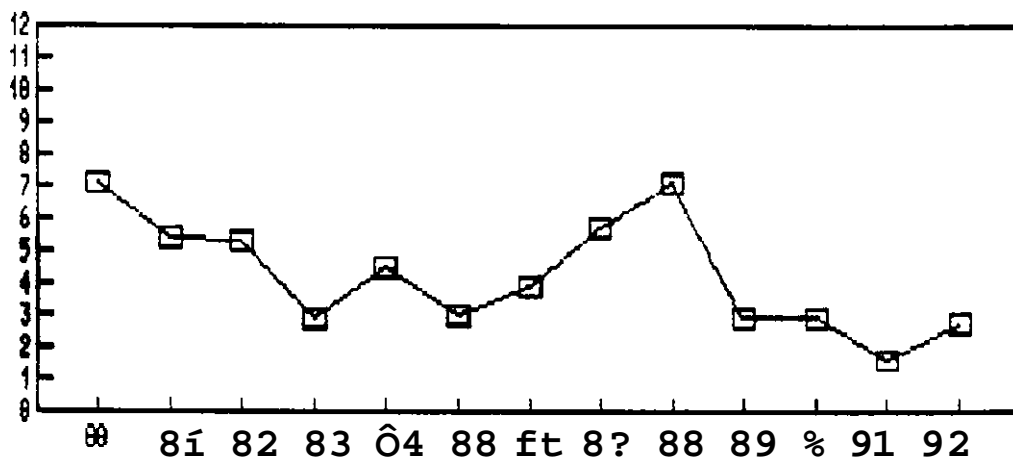


Figura 6,21

FALHAS ACUMULADAS X ANO
GRS

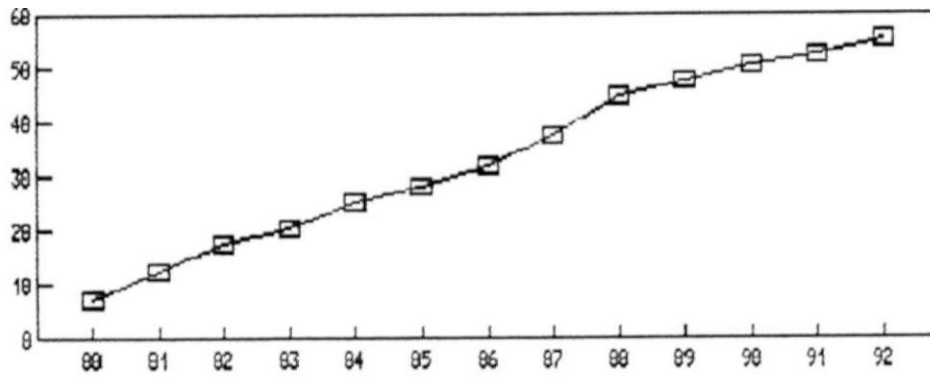


Figura 6.22

MTTF X FALHAS ACUMULADAS
GRS

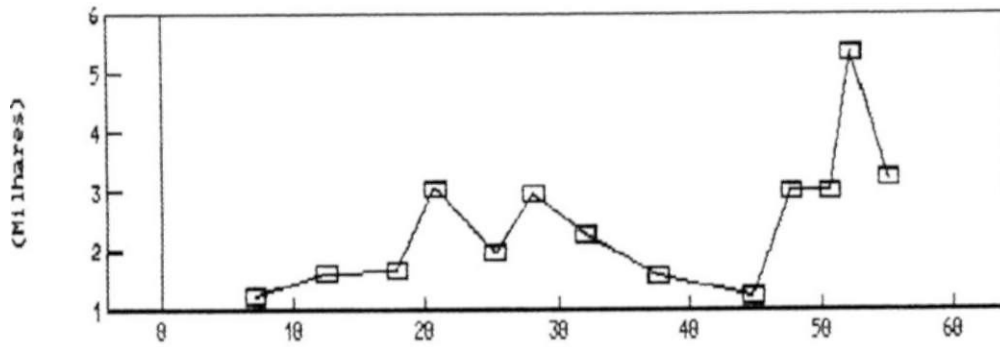


Figura 6.23

TEMPO MEDIO DE INTERRUPTO
GRS

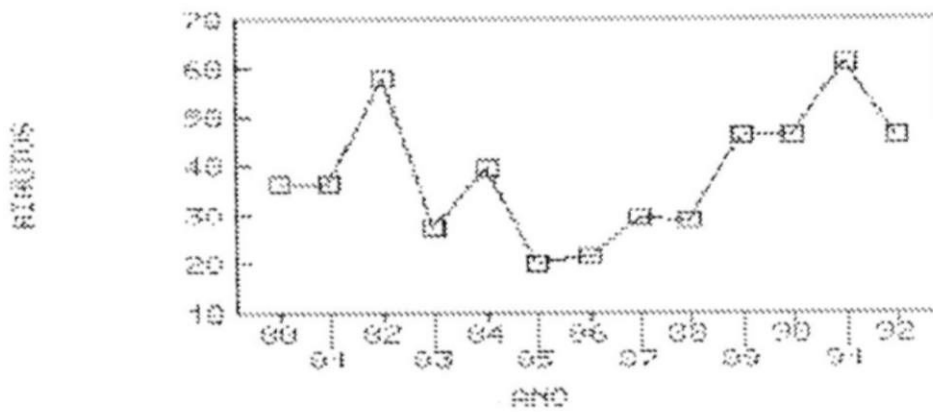


Figura 6.24

GRL

ANO	FALHAS	FALHAS ACUMULADAS	DURAÇÃO (MIN)	HORAS DISPONÍVEL	HORAS ACUMULADAS	MTTF (H)	MTTR (MIN)
30	7., 64	7.64	293.13	3779 .11	3779..1.1	1149 .1.1	33 .39
81	7., 73	15 .36	2078.1	3725 .1.1	17504.43	1129 .1.16	268 .93
82	6.63	21 .99	183.92	3756 .93	26261.41	1321 .30	27 .76
83	5.38	27 .86	131.17	3757 .8.1	35019.23	1490 .69	22 .33
84	6.48	34 .34	102.34	8732 .29	43301 .51	1355 .29	15 .37
85	5.83	40 .1.0	118.27	3753 .03	52559.54	1483 .29	20 .10
86	3.15	43 .33	134.15	3757 .1.0	61317 .31	2781 .83	42 .61
87	8.70	52 .08	232.96	3755 .28	70072.59	1.005 .93	32 .51
38	15 .19	67 .27	434.89	3776 .75	73349.34	577 .93	23 .64
89	6.33	74 .10	189.60	3756 .34	37606 .13	1281 .49	27 .75
90	7.83	31 .93	114.03	3753 .10	96364.28	11.13 .06	14 .56
91.	6.00	37 .93	142.77	3757 .62	105121.90	1459 .60	23 .7?
92	3.76	91 .69	71.10	8782 .31	113904.72	2336 .71	13 .92

TN = 43 E (TN) = 39 uAR (TN) ~ 67.17
M (MTTF) * 0.43 NS = 66/70% M (MTTR) ~ 1yr7 NS = 7,63%

MODELOS PPNH		ÍESTE
CONSTANTE	ai * n/t0	0.00030497 11,37
LINEAR	a2 ~ 2n/(t0^2)	0.0000000.1 62,34
WEIBULL	l ~ te/cn <l/b>3	0.00023196 158,08
	b = n/Csum ln<t0/ti> "J	0.22578510
00(20%,10)	- 13,44	00(20%,11) 1.4,63

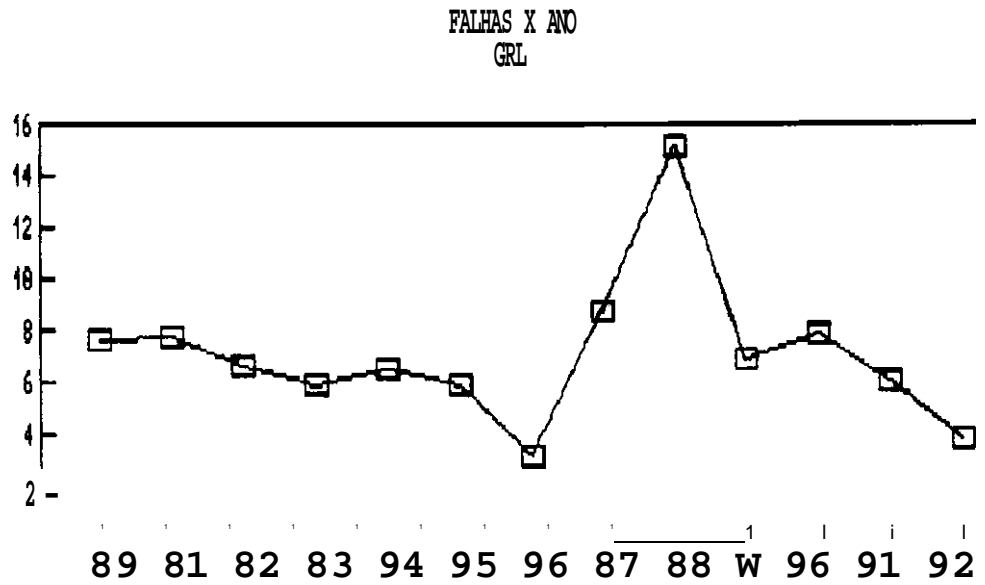


Figura 6.25

Mais formalmente , tem-se:

$$h(t) = \lim_{dt \rightarrow 0} \frac{1}{dt} P [\text{falha em } (t, t+dt.) \mid \text{trabalhando em } t] \quad (2.3.5)$$

$$h(t) = \lim_{dt \rightarrow 0} \frac{1}{dt} P [t < T < t+dt \mid T > t]$$

sujeito as seguintes restrições:

$$i) \quad h(t) > 0 \quad , \quad \text{para todo } t;$$

$$ii) \quad \int_0^{\infty} h(t) dt < \infty$$

Desta segunda restrição acima vê-se que $h(t)$ não pode ser considerada como um f.d.p. condicionada.

Pode-se expandir esta probabilidade condicional. e ter-se-á:

$$P [t < T < t+dt \mid T > t] = \frac{P [t < T < t+dt \mid T > t]}{P [T > t]}$$

$$= \frac{P [t < T < t+dt]}{P [T > t]}$$

$$= \frac{dt f_r(t)}{R(t)}$$

logo:

$$h(t) = \lim_{dt \rightarrow 0} \frac{1}{dt} \frac{dt f_r(t)}{R(t)}$$

$$h(t) = \frac{f_r(t)}{R(t)} = \frac{f_r(t)}{1 - F_j(t)} \quad (2.3.6)$$

Das equações acima pode-se chegar as relações entre função mortalidade e as demais funções de confiabilidade. Assim:

$$h(t) = \frac{f_r(t)}{R(t)}$$

$$\text{mas } \frac{d}{dt} \ln R(t) = \frac{R'(t)}{R(t)} = -\frac{f_r(t)}{R(t)}$$

PALHAS AÜJLADAS X AHO
GRL

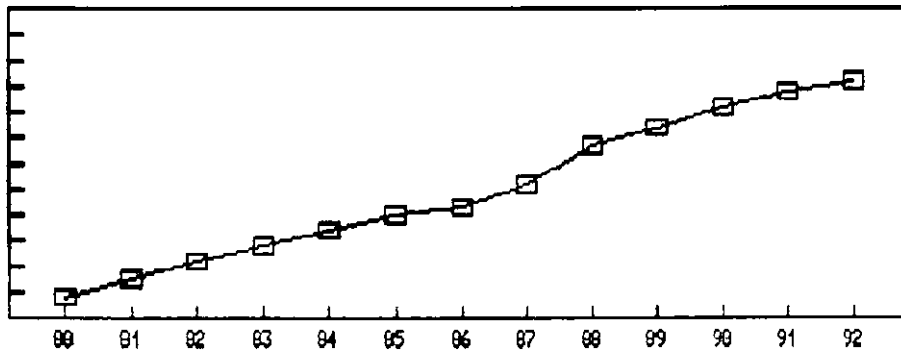


Figura 6.26

MTTF X FALHAS ACUMULADAS
GRL

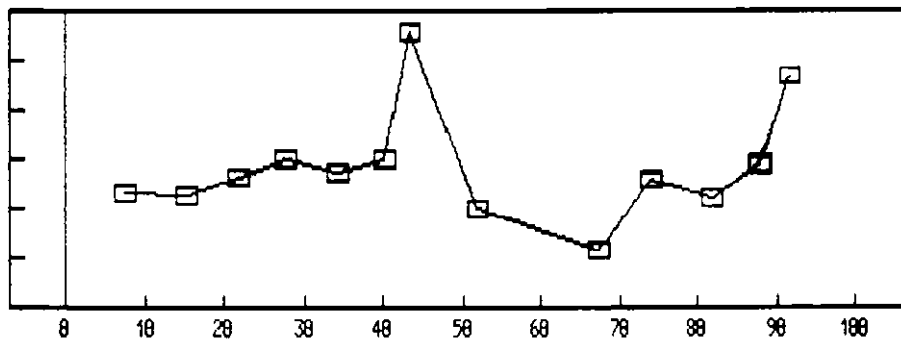


Figura 6.27

TEMPO MEDIO DE INTERRUPÇÃO
GRL

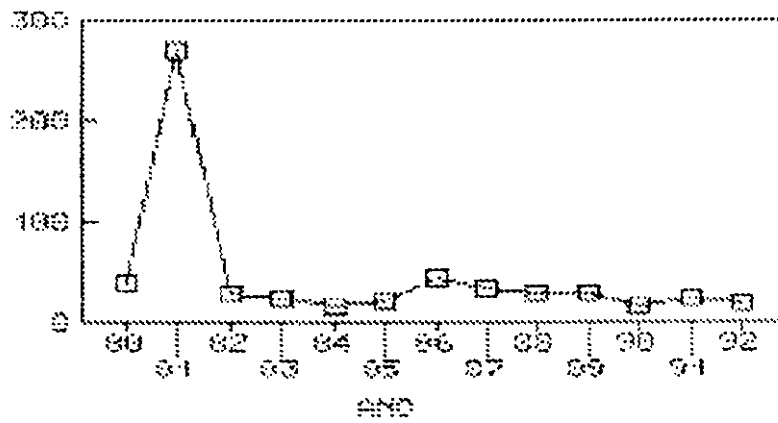


Figura 6.28

GR 0

ANO	FALHAS	FALHAS ACUMULADAS	DURAÇÃO <MIN>	HORAS DISPONÍVEL	HORAS ACUMULADAS	MTTF (H)	MTTR (MIN)
80	3.50	8.50	215.33	3730.41	3780.41	1032.99	25.33
81	23.83	32.33	420.00	3753.00	17533.41	367.26	17.62
82	7.50	39.83	149.67	8757.51	26290.92	1167.07	19.96
83	31.00	70.83	837.17	8746.05	35036.96	232.13	27.01
84	17.67	38.50	527.83	3775.20	43312.17	496.71	29.38
85	3.00	96.50	487.83	3751.87	52564.04	1093.93	60.98
86	4.14	100.64	50.00	3759.17	61323.20	2114.28	12.07
87	3.14	103.79	469.00	8752.18	70075.39	2734.79	149.23
88	6.29	110.07	433.00	3776.73	78352.17	1396.31	63.39
89	3.50	113.57	559.33	8750.67	87602.84	1029.49	65.37
90	3.38	121.95	34.13	3758.60	96361.44	2595.14	24.93
91	3.50	125.45	123.33	3757.94	105119.37	2502.27	35.00
92	2.38	128.00	123.33	3781.36	113901.44	3054.56	44.65

TN 60 (TN) 9 VAR(TN) 67.17
M (MTTF) NS<i>, 445. (MTTR) 1,53 NS

MODELOS PPNH TESTE QQ
CONSTANTE $a1 = n/t0$ 0.00112660 36,31
LINEAR $a2 = 2n/(t0^2)$ 0.00000001 73,97
WEIBULL $1 = t0/i;n^i (i/b) II$ 0.00000213 238,57
 $ta * n/Csum \ln(t0/ti) I$ 0.19673916
00(20%,10) 13,44 00(20%,11) 1.4,63

FALHAS X ANO
GR0

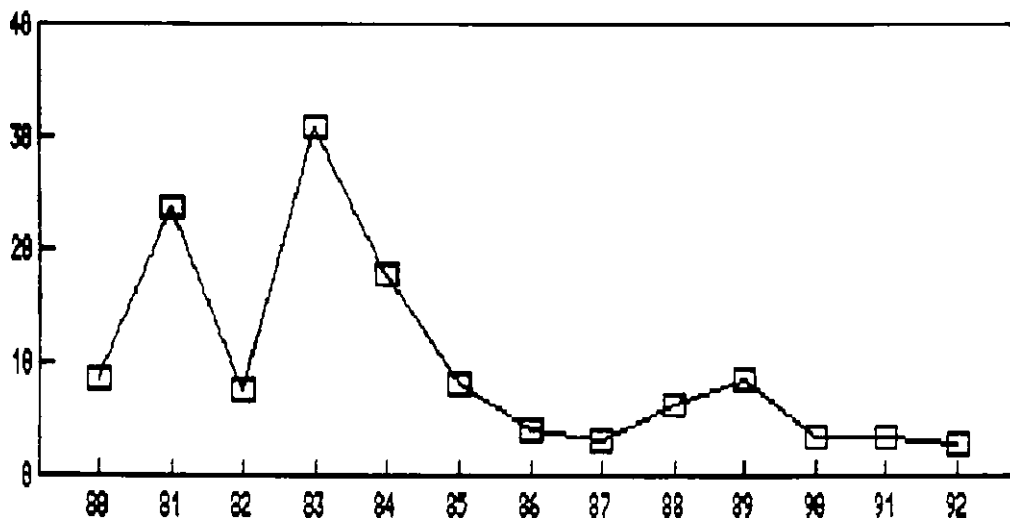


Figura 6.29

FALHAS ACHLADAS X AHO
GM

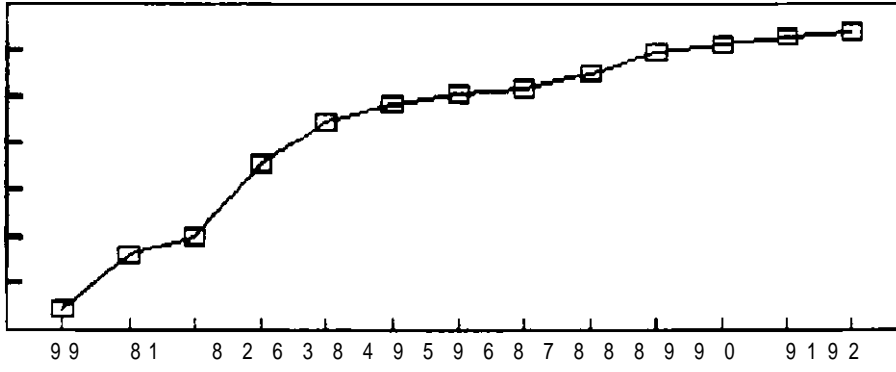


Figura 6.3<d

HTTF X FALHAS ACUMULADAS
GRO

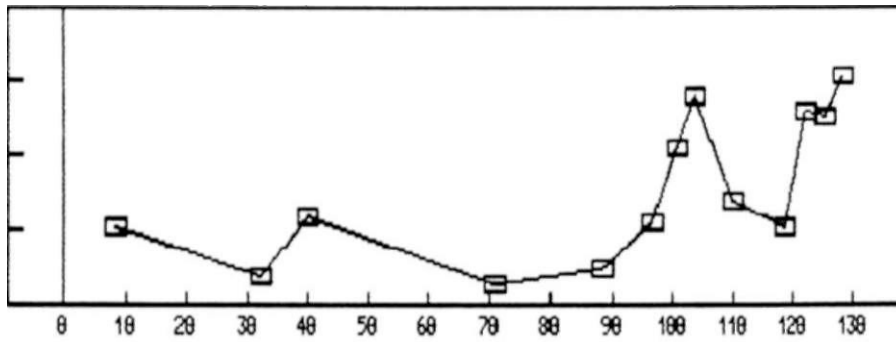


Figura 6.31

TEMPO MEDIO DE INTERRUPCAO
GRO

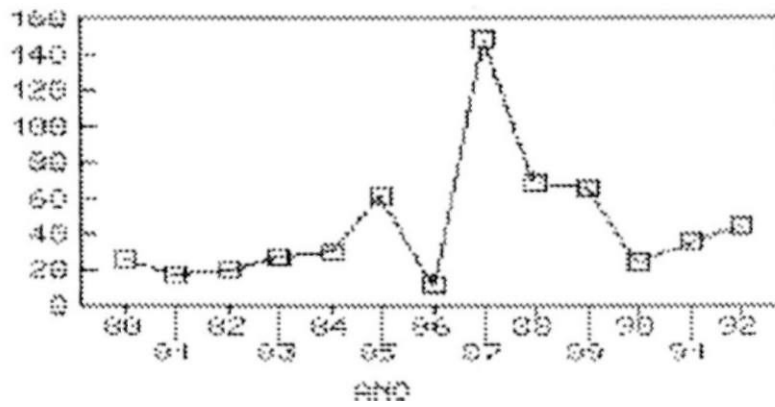


Figura 6 - 32

GR P

ANO	FALHAS	FALHAS ACUMULADAS	DURAÇÃO (MIN)	II ORAS DISPONÍVEL	HORAS ACUMULADAS	MTTF (H)	MTTR (MIN)
80	17.36	17.36	315.64	8773.74	8773.74	505.53	13.13
81	12.42	29.78	234.42	3756.09	17534.83	705.19	18.88
82	13.69	43.47	368.31	8753.36	26288.69	639.33	26.90
83	7.79	51.26	242.36	3755.95	35044.04	1124.62	31.19
84	6.21	57.47	161.79	3781.30	43825.95	1413.03	26.03
85	5.07	62.54	206.00	3756.57	52532.52	1726.65	40.00
86	5.37	68.41	164.47	8757.26	61339.73	1492.71	23.03
87	6.93	75.34	255.33	8755.74	70095.52	1262.35	36.83
88	9.47	84.81	310.18	8773.33	78374.35	926.96	32.75
89	3.06	87.87	57.00	8759.05	37633.40	2363.54	13.63
90	4.00	91.37	120.29	3753.00	96391.40	2189.50	30.07
91	5.87	97.24	435.72	3752.74	105144.13	1436.31	73.99
92	2.94	100.18	207.06	8780.55	113924.68	2989.12	70.49

TN = 63 (TN) = 3? VAR(TN) 67.17
M (MTTF) 2.87 NS=0,425. (MTTR) NS 4,76%

MODELOS	I	NH	TESTE	QQ
CONSTANTE	a1	n/t0	0.00083391	24,26
LINEAR	a2	2n/(t0^2)	0.00000001	22,46
WEIBULL	1	to/rn^i (i/b) :i	0.00005723	74,71
	b	n/Csum ln(t0/ti)3	0.21540407	
00(20%,10)		1.3, 44 00(20%,11)	14,63	

FALHAS X ANO
GR P

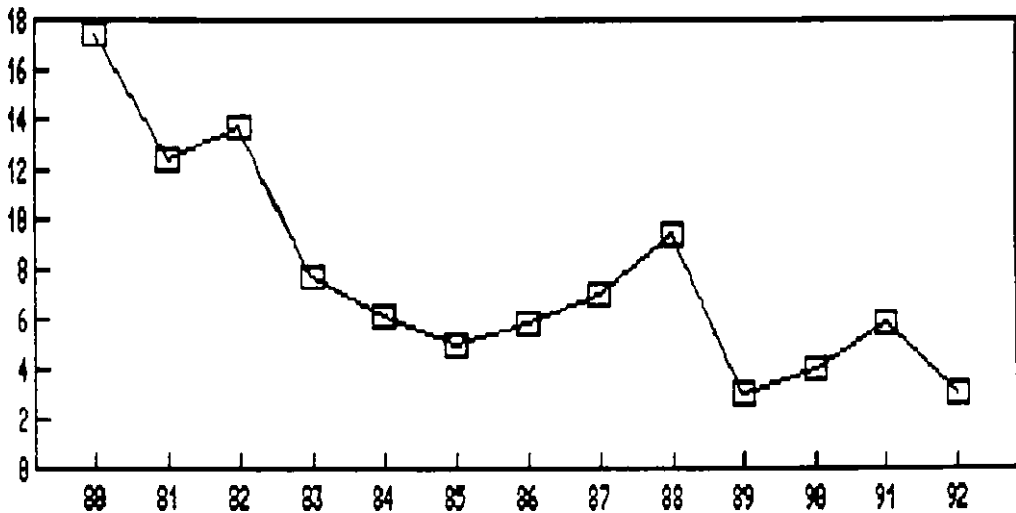


Figura 6.33

FALHAS AOJLAOAS X AHO
CRP

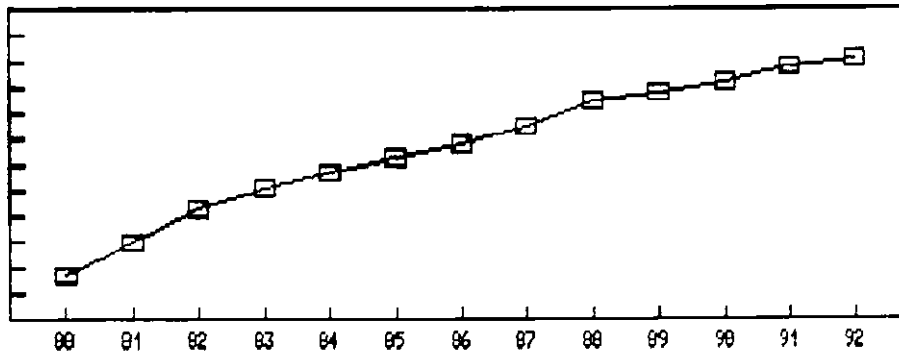


Figura 6.34

MTTF X FALHAS ACUMULADAS
CRP

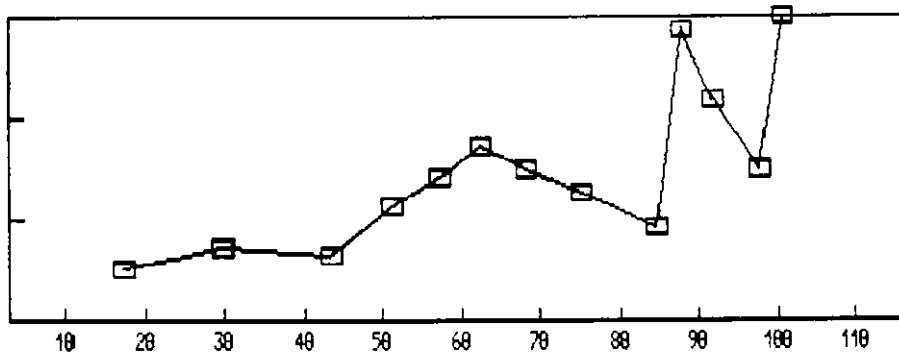


Figura 6.35

TEMPO MEDIO DE INTERRUPCAO
CRP

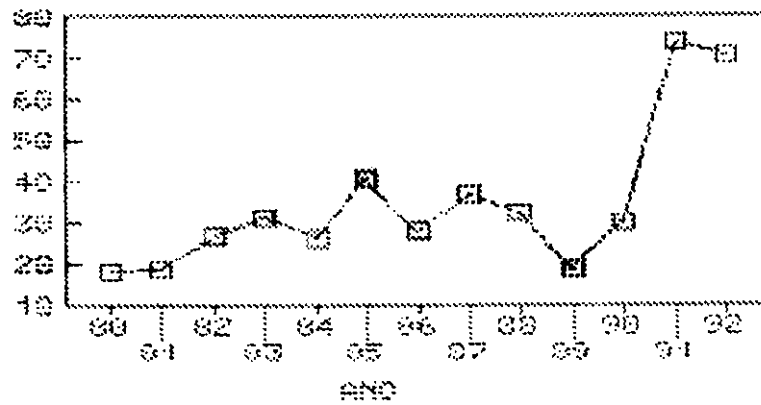


Figura 6.36

GR B

ANO	FALHAS	FALHAS ACUMULADAS	DURAÇÃO (MIN)	HORAS DISPONÍVEL	HORAS ACUMULADAS	MTTF (H)	MTTR (MIN)
80	1.2.00	12.00	365.00	3769.53	3769.53	730.80	75.08
81	5.60	17.60	167.20	3757.21	1.7526.30	1563.79	29.36
82	5.30	23.40	2.67.40	3755.54	26232.34	1509.53	46.10
83	7.40	30.80	543.60	3750.86	35033.20	1182.55	74.14
84	7.40	33.20	224.40	3730.26	43313.46	1186.52	30.32
85	7.40	45.60	235.20	3756.08	52569.54	1133.25	31.73
86	8.30	50.40	94.80	3758.42	61327.96	1.324.67	19.75
87	9.20	59.60	268.60	3755.52	70083.48	951.69	29.20
88	8.40	64.00	151.00	3731.43	73364.96	1995.79	34.32
89	3.40	67.40	132.00	3757.30	37622.76	2575.32	38.82
90	3.40	69.80	547.20	3750.83	96373.64	3646.20	223.00
91	1.60	71.40	32.20	3758.63	105132.27	5474.14	51.38
92	1.40	73.80	66.60	3782.39	1.13915.16	3659.54	27.75

TN = 63 E TN) 39 VAR(TN) - 67 17
M (MTTF) • 2.37 NS=--:0,42% M (MTTR) • 0,06 NS

MODELOS	NH	TESTE	Q
CONSTANTE	ai. n/tO	0.00064735	14,08
LINEAR	• 2n/(tO^2)	0.00000001	11,43
WEIBULL	to/r:n^(i/b):i	0.00097516	63,19
00(20%, IO)	n/Csum ln(tO/li)3	0.23155320	
	13,44 00(14,63	

FALHAS X AtC
GRB

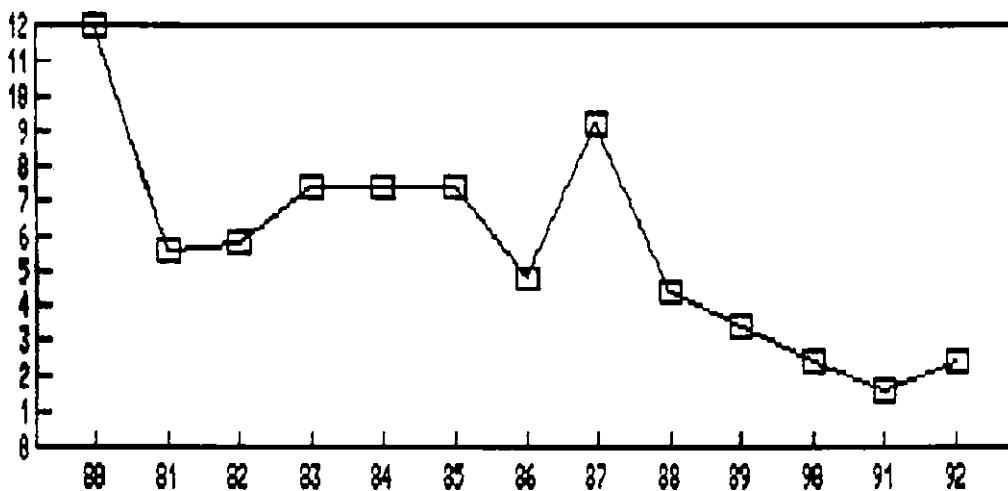


Figura 6.37'

FALHAS ACULADAS X Art)
GRI

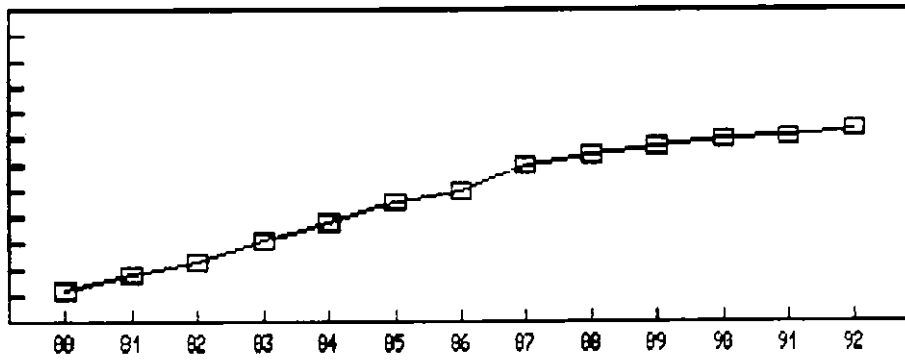


Figura 6.38

MTTF X FALHAS ACUMULADAS
GRB

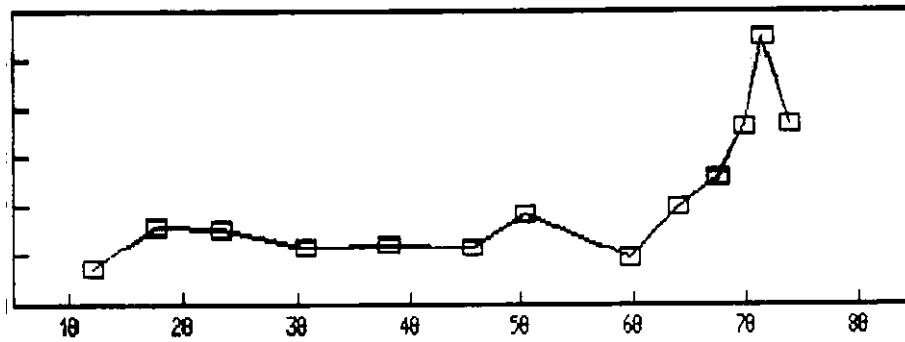


Figura 6.39

TEMPO MEDIO DE INTERRUPÇÃO
GRB

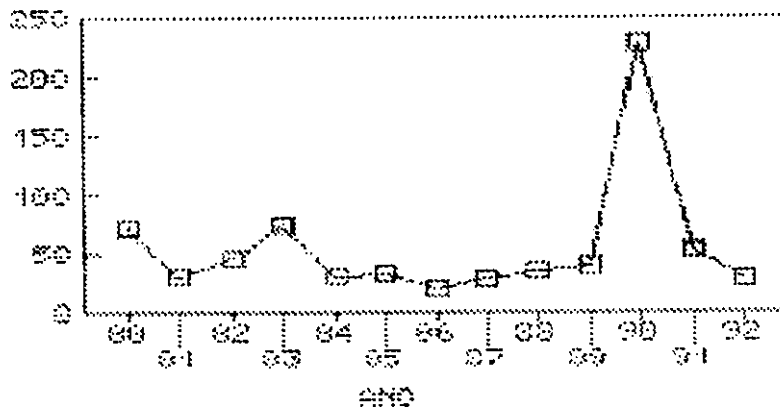


Figura 6-40

6.10 - ANÁLISE DE VARIÂNCIA DO CARÁTER DA INTERRUPÇÃO
(PROGRAMADO X FORÇADO)

SISTEMA CHESF

MTB > PRINT C1-C4

	ROW	DURPROG	DURFOR	NUMPROG	NUMFOR	
	80	1	478.52	286.10	3.75	9.81
	81		362.33	812.97	2.67	9.84
	82	i	374.24	244.79	2.68	7.67
	83	4	470.90	296.35	3.41	9.46
	84	5	372.80	189.44	1.74	7.40
	85	6	290.10	178.47	1.49	5.88
	86	7	281.52	119.30	1.59	4.73
	87	8	308.87	281.57	1.60	7.51
	88	9	278.07	332.75	1.39	10.45
	89	10	181.14	180.06	1.01	5.12
	90	1.1	186.46	142.71	0.82	4.85
	91	12	258.48	182.24	1.72	4.53
	92	13	198.93	127.21	1.11	3.41

MTB > AOVONEWAY C1-C2

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F
FACTOR	1	17195	17195	0.82
ERROR	24	503268	20973	
TOTAL	25	520462		

INDIVIDUAL 95 PCT CI 'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV
DURPROG	13	310.9	97.5
DURFOR	13	259.5	180.1

POOLED STDEV - 144.8

MTB > AOVONEWAY C3-C4

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F
FACTOR	1	165.92	165.92	50.74
ERROR	24	78.48	3.27	
TOTAL	25	244.40		

INDIVIDUAL 95 PCT CI 'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV
NUMPROG	13	1.922	0.920
NUMFOR	13	6.974	2.386

POOLED STDEV - 1.808

MTB > OUTFILE

GERENCIA REGIONAL NORTE

MTB > PRINT C1-C4

	ROW	DURPROG	DURFOR	NUMPROG	NUMFOR
SO	1	630.86	258.13	5.14	11.74
31	A.	178.71	210.71	1.74	14.57
32	3	362.78	128.22	2.56	8.33
33	4	363.44	852.67	4.56	24.56
34	5	298.00	254.22	2.11	12.00
85	6	144.33	380.86	1.00	12.33
86	7	133.12	158.11	0.89	10.22
87	8	289.67	473.33	2.22	12.11
88	9	356.00	429.33	2.67	13.59
89	10	191.60	188.60	1.50	6.90
90	11	88.73	129.82	0.55	4.48
91	1.2	61.17	132.00	0.25	6.00
92	13	C2.42	179.25	0.33	5.25

MTB AOVONEWAY C1-C

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F
FACTOR	1	13323	13323	0.39
ERROR	24	811073	33795	
TOTAL	25	324396		

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV	CI Lower	CI Upper
DURPROG	13	244.6	160.4	()	()
DURFOR	13	289.8	204.6	()	()

POOLED STDEV = 183.8

MTB > AOVONEWAY C3-C4

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F
FACTOR	1	517.5	517.5	34.56
ERROR	24	359.4	15.0	
TOTAL	25	877.0		

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV	CI Lower	CI Upper
NUMPROG	13	1.999	1.481	()	()
NUMFOR	13	10.922	5.269	()	()

POOLED STDEV = 3.870

MTB > OUTFILE

GERENCIA REGIONAL SUL

MTB > PRINT C1-C4

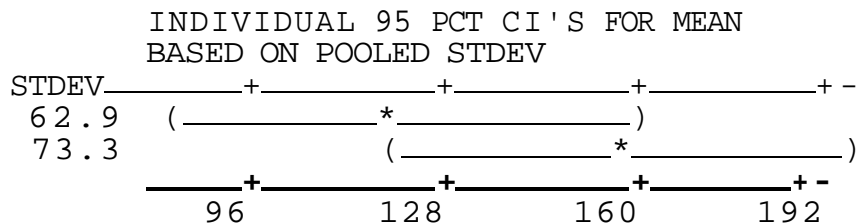
	ROW	DURPROG	DURFOR	NUMPROG	NUMFOR
30	1	240.31	259.31	0.88	7.13
81	2	182.33	197.00	0.83	5.39
82	3	181.90	309.67	0.67	5.33
33	4	191.86	78.18	1.06	2.86
84	5	105.27	178.73	0.50	4.50
85	6	27.87	59.83	0.57	0.99
86	7	114.78	83.65	0.83	3.87
37	8	120.61	167.78	1.04	5.69
88	9	107.33	206.25	0.67	7.13
39	10	74.63	135.17	0.38	2.92
90	11	77.71	135.58	0.83	2.92
91	12	92.82	100.05	0.64	1.64
92	L3	38.68	126.77	0.27	2.73

MTB > AOVONEWAY C1--C2

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F
FACTOR	1	8931	8931	1.91
ERROR	24	11962	4665	
TOTAL	25	120892		

LEVEL	N	MEAN
DURPROG	13	119.7
DURFOR	13	156.8



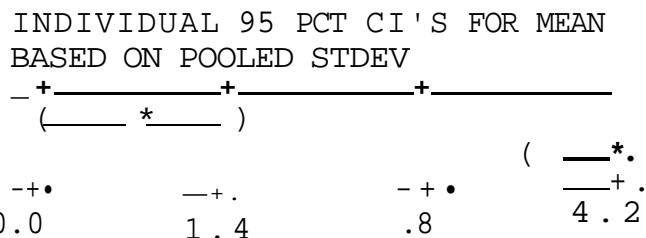
POOLED STDEV = 68.3

MTB > AOVONEWAY C3-C4

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F
FACTOR	1	80.93	80.93	50.92
ERROR	24	38.15	1.59	
TOTAL	25	119.07		

LEVEL	N	MEAN
NUMPROG	13	0.7046
NUMFOR	13	4.2331



POOLED STDEV = 1.2607

MTB > OUTFILE

$$\log h(t) = - \frac{d}{dt} \ln R(t) \quad (2.3.7)$$

$$h(t) = - \frac{1}{R(t)} \frac{dR(t)}{dt}$$

$$\int_0^R - \frac{dR(t)}{R(t)} = \int_0^t h(t) dt$$

$$\ln R(t) = - \int_0^t h(t) dt$$

$$R(t) = \exp \left[- \int_0^t h(t) dt \right] \quad (2-3.8)$$

$$F_r(t) = \exp \left[- \int_0^t h(t) dt \right] \quad (2.3.9)$$

$$f_r(t) = h(t) \exp \left[- \int_0^t h(t) dt \right] \quad (2.3.10)$$

A tabela 2.1 abaixo apresenta as relações entre as funções $F_j(t)$, $f_r(t)$, $R(t)$ e $h(t)$:

Para itens não reparáveis uma terceira medida de confiabilidade. em adição a $R(t)$ e $h(t)$, e o Tempo Médio para a Falha. MTTF, Mean Time to Failure. representado pelo valor esperado da variável aleatória T , tempo de vida do componente. Matematicamente tem-se a seguinte expressão:

$$\text{MTTF} = E(T)$$

$$\int_0^{\infty} t \cdot f_r(t) dt \quad (2.3.11)$$

$$\int_0^{\infty} \int_0^t d(R(t)) dt$$

$$\int_0^{\infty} R(t) dt = \int_0^{\infty} \int_0^{\infty} R(t) dt$$

$$\int_0^{\infty} R(t) dt$$

GERENCIA REGIONAL LESTE

MTB > PRINT C1-C4

	ROW	DURPROG	DURFOR	NUMPROG	NUMFOR
80	1	392.00	293.18	2.23	7.640
81	2	409.10	2078.10	2.40	7.743
82	3	315.21	183.92	1.17	6.630
83	4	503.83	131.17	2.79	5.880
84	S	276.16	102.84	1.20	6.486
85	6	300.85	118.27	J.50	5.880
86	7	346.81	134.15	1.11	3.150
87	8	255.19	282.96	0.81	8.700
88	9	239.37	434.89	0.96	15.190
39	10	15.63	189.60	0.57	6.830
90	11	193.93	114.03	0.77	7.830
91	12	264.43	142.77	1.23	6.000
92	13	75.14	71.10	0.41	3.760

MTB > AOVONEWAY C1-C2

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F
FACTOR	1	13358	13358	0.09
ERROR	24	3598703	149946	
TOTAL-	25	3612061		

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV	
DURPROG	13	283.7	117.0	(-----+-----+-----+-----+)
DURFOR	13	329.0	535.0	(-----*-----)

POOLED STDEV = 387.2

140 280 420 560

MTB > AOVONEWAY C3-C4

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F
FACTOR	1	213.76	213.76	47.86
ERROR	24	107.18	4.47	
TOTAL	25	320.94		

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV	
NUMPROG	13	1.319	0.728	(-----*-----)
NUMFOR	13	7.054	2.899	(-----*-----)

POOLED STDEV = 2.113

2.4 4.8 7.2

MTB > OUTFILE

GERENCIA REGIONAL OESTE

MTB > PRINT C1-C4

	ROW	DURPROG	DURFOR	NUMPROG	NUMFOR
30	1	591.17	215.33	1.67	3.50
81		1058.30	420.00	3.33	23.83
32	3	623.83	149.67	2.67	7.50
S3	4	489.17	837.17	2.04	31.00
84	5	1160.51	527.83	5.00	17.67
35	6	931.83	487.S3	.67	8.00
86	7	709.43	50.00	3.43	4.14
87	8	778.45	469.00	3.29	3.14
88	9	834.86	433.00	3.14	6.29
89	10	731.88	559.SS	3.00	S.50
90	11	515.88	84.13	1.38	3.38
91	12	618.38	123.88	3.25	3.50
92	13	478.75	130.38	3.75	2.88

MTB AOVONEWAY C1-C2

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F
FACTOR	1	968186	968185	19.00
ERROR	24	.1222750	51436	
TOTAL	25	2190935		

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV
DURPROG	13	731.2	213.5
DURFOR	13	345.2	237.3

POOLED STDEV = 225.7
MTB > AOVONEWAY C3-C4

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F
FACTOR	1	306.4	306.4	7.77
ERROR	24	946.8	39.5	
TOTAL	25	1253.2		

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV
NUMPROG	13	3.037	0.879
NUMFOR	13	9.872	8.839

POOLED STDEV s 6.281
MTB > OUTFILE

GERENCIA REGIONAL DE PAULO AFONSO

MTB > PRINT C1-C4

	ROW	DURPROG	DURFOR	NUMPROG	NUMFOR
80	1	451.82	315.64	10.55	17.36
81	2	227.67	234.42	6.75	12.42
82	3	457.00	368.31	8.38	13.69
83	4	549.57	242.86	6.86	7.79
84	5	324.86	161.79	2.79	6.21
85	6	460.71	206.00	2.64	5.07
86	7	381.73	164.78	3.60	5.87
87	8	411.60	255.33	4.47	6.93
38	9	184.29	310.49	1.65	9.47
89	10	150.82	57.00	1.53	3.06
90	11	229.76	120.29	0.71	4.00
91	12	308.00	435.72	4.00	5.89
92	13	584.00	207.06	2.50	2.94

MTB > AOVONEWAY C1-C2

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F
FACTOR	1	104819	104819	7.04
ERROR	24	357582	14899	
TOTAL	25	462401		

INDIVIDUAL 95 PCT C I S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV	
DURPROG	13	363.2	138.5	(_____*)
DURFOR	13	236.9	103.1	(_____*)

POOLED STDEV = 122.1

MTB > AOVONEWAY C3~C4

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F
FACTOR	1	83.0	32.3	5.87
ERROR	24	336.7	14.0	
TOTAL	25	419.0		

INDIVIDUAL 95 PCT CI 'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV	
NUMPROG	13	4.187	2.998	(_____*)
NUMFOR	13	7.746	4.367	(_____*)

POOLED STDEV = 3.746

MTB > OUTFILE

GEERENCIA REGIONAL DE SQBRADINHO

MTB > PRINT C1-C4

	ROW	DURPROG	DURFOR	NUMPROG	NUMFOR
80	1	4745.0	865.0	11.0	12.0
81	2	549.4	167.2	1.4	5.6
82	3	971.4	267.4	3.8	5.8
83	4	1491.8	548.6	6.8	7.4
34		1371.4	224.4	2.4	7.4
85	o	455.0	235.2	2.0	7.4
86	7	66.2	95.3	0.4	4.8
37	a	539.2	268.6	2.4	9.2
88	9	705.6	151.0	1.6	4.4
89	10	286.4	132.0	0.8	3.4
90	11	204.4	547.2	0.4	2.4
91	12	671.2	82.2	2.2	1.6
92	13	221.8	66.6	0.8	2.4

MTB > AOVONEWAY C1-C2

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F
FACTOR	1	2863567	2863567	3.74
ERROR	24	18553982	773083	
TOTAL	25	21417548		

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV	
DURPROG	13	944.5	1221.1	(_____*)
DURFOR	13	230.8	234.3	(_____*)

POOLED STDEV - 879.3

MTB > AOVONEWAY C3~C4

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F
FACTOR	1	54.96	54.96	6.11
ERROR	24	215.97	9.00	
TOTAL	25	270.93		

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV	
NUMPROG	13	2.769	3.006	(_____*)
NUMFOR	13	5.677	2.986	(_____*)

POOLED STDEV = 3.000

MTB > OUTFILE

6.11 - ANÁLISE DE VARIÂNCIA DO CARÁTER (PROGRAMADO X FORÇADO) DA INTERUPÇÃO LEVANDO EM CONTA A PONDERAÇÃO DA CARGA

SISTEMA CHESF

MTB > PRINT C1-C6

ROW	FEKSP	FEKSNP	FEKS	DEKSP	DEKSNP	DE KS	
80	1	2.299	4.443	11.744	3.467	4.738	8.215
31	2	1.402	7.574	8.979	4.508	7.952	12.463
82	3	1.220	5.809	7.032	.872	.794	7.707
S3	4	4.181	6.723	10.907	5.599	3.624	9.225
84	5	0.405	3.272	3.680	1.773	1.563	3.343
85	6	0.342	3.267	3.611	1.023	1.453	2.477
86	7	0.341	2.821	3.104	0.926	0.851	1.781
87	8	0.369	8.828	7.200	1.276	3.607	4.887
88	9	0.425	8.183	8.612	1.600	0.815	5.488
89	10	0.411	4.326	4.740	1.203	1.717	3.923
90	11	0.222	4.257	4.481	0.651	4.157	4.811
91	12	0.583	5.479	4.065	3.533	2.730	6.267
92	13	0.396	3.163	3.561	1.368	2.709	4.079

MTB AOVONEWAY C1-C2

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	1	122.99	122.99	39.35	<0.01
ERROR	24	75.02	3.13		
TOTAL	25	198.01			

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV
FEKSP	13	0.9689	1.1345
FEKSNP	13	5.3188	2.2281

POOLED STDEV - 1.7680

MTB > AOVONEWAY C4-C5

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	1	4.53	4.53	1.48	0.24
ERROR	24	73.59	3.07		
TOTAL	25	78.12			

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV
DEKSP	13	2.451	1.708
DEKSNP	13	3.286	1.793

POOLED STDEV - 1.751

MTB > OUTFILE

GRN

MTB > PRINT	C1-C9						
ROW	ANO	FEKSP	FEKSNP	FEKS	DEKSP	DEKSNP	DEKS
t	85	0.123	7.581	7.704	0.435	3.098	3.533
2	86	0.427	5.777	6.204	0.601	1.497	098
3	37	0.570	8.5<b4	9.135	1.594	6.348	7.943
4	88	0.691	12.138	12.829	1.585	9.937	11.523
5	89	0.392	6.315	6.708	0.964	3.677	4.641
6	90	0.219	4.426	4.645	0.413	1.748	loi
	91	0.100	6.034	6.184	0.475	2.980	3.456
s	92	0.477	4.269	4.746	0.878	4.150	5.028

MTB > AOVONEWAY C2-C3

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	1	170.01	170.01	51.41	<0.01
ERROR	14	46.30	3.31		
TOTAL	15	216.30			

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	MEAN	STDEV	+-----+-----+-----+		
FP	0.3749	0.2120	(-----*-----)		
FNP	6.8942	2.5630	(-----*-----)		
POOLED STDEV = 1.8185			0.0	3.0	6.0 9.0

MTB > AOVONEWAY C6-C7

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	1	43.86	43.86	11.06	<0.01
ERROR	14	55.49	3.96		
TOTAL	15	99.35			

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV	+-----+-----+-----+-----+-----+-----+		
DP	8	0.8681	0.4885	(-----*-----)		
DNP	8	4.1794	2.7729	(-----*-----)		
POOLED STDEV = 1.9909			0.0	2.0	4.0 6.0	

MTB > OUTFILE

OBSERVAÇÃO: Diferentemente de todos os outros dados. para os indicadores de frequência e duração de interrupção ponderados oor potência e relativos apenas as seis áreas regionais de interesse, existe histórico só à partir de 1985. Daí quando utiliza-se estes indicadores leva-se em consideração um período menor de tempo.

GRS

```

MTB > PRINT C1-C9
      ROW  ANO  FEKSP  FEKSNP  FEKS  DEKSP  DEKSNP  DE KS
1      85  0.122  0.032  2.154  0.161  0.891  1.053
2      36  0.152  0.664  .816  0.321  0.915  1.237
3      87  0.188  5.703  5.891  0.436  2.443  2.830
4      88  0.216  6.725  6.942  0.084  0.964  4.049
5      39  0.326  3.656  3.983  0.948  0.745  3.693
6      90  0.155  4.152  4.308  .526  5.971  6.498
7      91  0.086  0.990  1.077  0.128  1.351  1.479
S      92  0.321  1.625  1.946  0.964  1.181  3.145
  
```

MTB AOVONEWAY C

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	1	42.19	42.19	0.80	< 0.01
ERROR	14	28.40	2.03		
TOTAL	15	70.59			

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV
FP	8	0.1957	0.0880
FNP	8	3.4434	2.0124

POOLED STDEV = 1.4243

MTB > AOVONEWAY C6-C7

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	1	10.39	10.39	6.36	0.02
ERROR	14	22.86	1.63		
TOTAL	15	33.25			

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV
DP	3	0.6960	0.6173
DNP	5	2.3076	1.6984

POOLED STDEV = 1.2778

MTB > OUTFILE

GRL

MTB > PRINT	C1-C9						
ROW	ANO	FEKSP	FEKSNP	FEKS	DEKSP	DEKSNP	DEKS
1	85	0.304	1.966	2.270	0.929	0.763	1.693
2	86	0.392	1.844	2.237	1.288	0.501	1.849
3	87	0.146	7.348	7.494	0.5*8	4.070	4.619
4	88	0.217	8.084	302	482	2.743	.226
5	89	0.221	4.114	4.336	0.500	2.131	1.632
6	90	0.194	5.050	5.244	0.297	3.548	3.845
7	91	0.963	5.702	6.665	7.897	4.626	12.524
8	92	0.219	4.831	5.051	0.169	4.346	4.516

MTB > AOVONEWAY C2-C3

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	1	82.28	82.28	32.13	0.01
ERROR	14	35.85	2.56		
TOTAL	15	118.13			

INDIVIDUAL 95 PCT CI 'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV
FP	3	0.3320	0.2658
FNP	5	4.8674	2.2475

POOLED STDEV = 1.6003

MTB > AOVONEWAY C6-C7

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	1	7.13	7.13	1.54	0.24
ERROR	14	64.94	4.64		
TOTAL	15	72.07			

INDIVIDUAL 95 PCT CI 'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV
DP	8	1.514	2.604
DNP	8	2.849	1.581

POOLED STDEV = 2.154

MTB > OUTFILE

GRO

```
MTB > PRINT C1-C9
m ANO FEKSP FEKSNP FEKS DEKSP DEKSNP DEKS
1 85 1.705 4.816 6.522 0.656 3.032 9.688
o 36 1.626 4.869 6.495 4.191 1.433 5.625
3 87 2.634 6.885 9.520 3.537 5.580 14.118
4 88 2.362 3.598 10.961 9.375 5.643 15.018
5 39 2.523 8.468 10.991 7.474 7.855 15.329
6 90 1.272 3.990 5.262 3.762 1.113 4.876
7 91 2.122 2.543 4.665 6.239 1.312 7.551
8 92 1.931 2.952 4.883 4.198 1.920 6.118
```

MTB > AOVONEWAY C2-C3

```
ANALYSIS OF VARIANCE
SOURCE      DF      SS      MS      F      NS
FACTOR      1      45.38   45.38   15.81  <0.01
ERROR      14      40.19    2.87
TOTAL      15      85.57

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV
LEVEL      N      MEAN   STDEV  +-----+-----+
FP         8      2.022  0.475  (-----*-----)
FNP        8      5.390  2.349  (-----*-----)

POOLED STDEV = 1.694                                2.0      4.0      6.0
```

MTB > AOVONEWAY C6-C7

```
ANALYSIS OF VARIANCE
SOURCE      DF      SS      MS      F      NS
FACTOR      1      31.76   31.76   5.80   0.03
ERROR      14      76.63    5.47
TOTAL      15     108.40

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV
LEVEL      N      MEAN   STDEV  +-----+-----+
DP         8      6.304  2.114  (-----*-----)
DNP        8      3.486  2.545

POOLED STDEV = 2.340                                2.0      4.0      6.0      8.0
MTB > OUTFILE
```

GRP

```

MTB > PRINT C1-C9
      ROW  ANO  FEKSP  FEKSNP  FEKS  DEKSP  DEKSNP  DEKS
1      85   .357   3.695   6.053  7.461   3.092  10.554
2      86   1.291   5.074   6.365  3.803   7.734   5.537
      87   2.419  21.565  23.934  8.077   6.321  14.399
4      88   2.363  19.054  21.418  5.631   5.262  10.894
5      89   2.420  10.327  12.748  3.684   3.072   6.757
6      90   1.551   4.747   6.298  4.014   0.077   6.092
7      91   3.134   5.531   8.666  4.515   4.300   8.815
8      92   1.945   2.785   4.730  5.693   1.841   5.535
  
```

MTB AOVONEWAY C2-C3

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	1	191.1	191.1	7.1	0.02
ERROR	14	375.3	26.8		
TOTAL	15	566.4			

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	MEAN	STDEV
FP	2.185	0.577
FNP	9.097	7.299

POOLED STDEV = 5.177

MTB > AOVONEWAY C6-C7

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	1	14.40	14.40	5.08	0.04
ERROR	14	39.68	2.83		
TOTAL	15	54.08			

INDIVIDUAL 95 PCT C I S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV
DP	8	5.360	1.679
DNP	8	3.462	1.688

POOLED STDEV = 1.683

MTB > OUTFILE

Já que $R(t) = 1$ em $t = 0$ e que, como pode ser demonstrado aplicando-se a regra de L'Hôpital, $\lim_{t \rightarrow \infty} R(t) = 0$, logo :

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad (2.3.12)$$

Tabela 2.1 - Relação entre as funções $F_r(t)$, $f_r(t)$, $R(t)$ e $h(t)$.

Em termos de	$F_r(t)$	$f_r(t)$	$R(t)$	$h(t)$
$F_r(t)$		$\int_0^t f_r(t) dt$	$1 - R(t)$	$1 - \exp[-\int_0^t h(t) dt]$
$f_r(t)$	$\frac{d}{dt} F_r(t)$		$-\frac{d}{dt} R(t)$	$h(t) \cdot \exp[-\int_0^t h(t) dt]$
$R(t)$	$1 - F_r(t)$	$\int_0^{\infty} f_r(t) dt$		$\exp[-\int_0^{\infty} h(t) dt]$
$h(t)$	$\frac{d}{dt} [F_r(t) / (1 - F_r(t))]$	$f_r(t) / \int_0^{\infty} f_r(t) dt$	$-\frac{d}{dt} \ln R(t)$	

2.3.1 - O MODELO DE FALHAS COM O TEMPO - SISTEMAS NAO REPARÁVEIS

Há três maneiras básicas em que o padrão de falhas pode mudar com o tempo. A função mortalidade pode ser decrescente, crescente, ou constante. Pode-se dizer mais sobre as causas da falha e sobre a confiabilidade de um componente apreciando-se a maneira como a função mortalidade $h(t)$ se comporta com o tempo, O'CONNOR [72].

Uma função mortalidade com valor constante significa que a chance de falha em um determinado intervalo de tempo dt , permanece constante durante todo tempo, dado que o componente sobreviveu até o instante inicial do intervalo. A distribuição exponencial é a única a apresentar função mortalidade constante. Durante o tempo em que o componente fica submetido à uma função mortalidade constante ele não apresenta melhoria ou deterioração com o tempo.

GRB

MTB > PRINT C1-C9

ROW	ANO	FEKSP	FEKSNP	FEKS	DEKSP	DEKSNP	DEKS
1	85	2.623	4.777	7.401	7.555	1.996	9.552
2	86	0.747	4.167	4.915	1.445	1.648	3.094
3	87	1.650	6.148	7.798	8.321	2.882	11.204
4	88	1.416	8.778	10.194	9.762	2.747	12.509
5	89	0.814	3.052	3.866	5.081	1.373	6.455
6	90	0.175	1.643	1.818	1.375	6.565	7.941
7	91	2.362	1.932	4.295	7.912	1.459	9.372
8	92	0.741	2.358	3.099	3.447	1.356	4.803

MTB > AOVONEWAY C2-C3

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	1	31.16	31.16	9.37	0.01
ERROR	14	46.54	3.32		
TOTAL	15	77.70			

INDIVIDUAL 95 PCT CI 'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV	(.	-*	-)	-)
FP	8	1.316	0.856	(.	-*	-)	-)
FNP	8	4.107	2.432	(.	-*	-)	-)

POOLED STDEV = 1.323 0.0 1.6 3.2 4.8

MTB > AOVONEWAY C6-C7

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	1	38.66	38.66	5.68	0.03
ERROR	14	95.29	6.81		
TOTAL	15	133.95			

INDIVIDUAL 95 PCT CI 'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV	(.	-*	-)	(.	-*	-)
DP	8	5.612	3.249	(.	-*	-)	(.	-*	-)
DNP	8	2.503	1.747	(.	-*	-)	(.	-*	-)

POOLED STDEV = 2.609

2.0 4.0 6.0

MTB > OUTFILE

6.12 - INFLUÊNCIA DOS NÍVEIS HIERÁRQUICOS. ANÁLISE DE VARIÂNCIA

```
MTB > PRINT C1-C8
```

ANO	ROW	NHOF	NHIF	NH2F	FEKS	NHOD	NH1D	NH2D	DEKS
80	1	0.000	909	9.833	11.744	0.000	1.584	6.021	8.215
81		0.012	0.482	8.482	8.979	0.010	0.188	12.262	12.463
82	3	0.205	0.161	6.663	7.032	0.035	0.067	7.564	7.667
83	4	0.000	0.102	10.802	10.907	0.000	0.032	9.191	9.225
84	5	0.000	0.079	3.598	3.680	0.000	0.012	3.329	3.343
85	6	0.094	0.001	3.514	3.611	0.009	0.000	2.477	2.477
86	7	0.563	0.002	2.597	3.164	0.073	0.000	1.704	1.781
87	8	2.644	0.404	4.149	7.200	0.530	0.123	4.230	4.887
88	9	3.286	0.247	5.075	8.612	0.801	0.068	4.606	5.488
89	10	1.093	0.252	3.392	4.740	0.500	0.105	3.315	3.923
90	11	0.354	0.011	4.114	4.481	0.038	0.005	4.765	4.811
91	12	0.130	0.001	3.931	4.065	0.155	0.000	0.108	6.267
92	13	0.168	0.000	3.391	3.561	0.161	0.000	3.916	4.077

MTB > AOVONEWAY C1-C3

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	2	207.32	103.66	35.48	<0.01
ERROR	36	105.19	2.92		
TOTAL	38	312.51			

INDIVIDUAL 95 PCT CI 'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV
NHOF	13	0.6576	1.0762
NHIF	13	0.2808	0.5149
NH2F	13	5.3493	2.7096

POOLED STDEV = 1.7093

MTB > AOVONEWAY C5-C7

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	2	235.94	117.97	39.81	<0.01
ERROR	36	106.67	2.96		
TOTAL	38	342.61			

INDIVIDUAL 95 PCT CI S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV
NHOD	13	0.1778	0.2613
NH1D	13	0.1680	0.4295
NH2D	13	5.3906	2.9388

POOLED STDEV = 1.7214

MTB > OUTFILE

MTB > TWOWAY AOV C1,C2,C3

ANALYSIS OF VARIANCE ON FEKS

SOURCE	DF	SS	MS	MSi/MSe
CARÁTER	1	40.997	40.997	21.173
ORIGEM	2	103.660	51.830	
INTERACTION	2	41.445	20.601	
ERROR	72	70.037	0.973	
TOTAL	77	255.596		

$F(0.05, 2, 72) = 3.125$

MTB > OUTFILE

MTB > TWOWAY AOV C1.C2.C3

ANALYSIS OF VARIANCE ON DEKS

SOURCE	DF	SS	MS	MSi/MSe
CARÁTER	1	1.51	1.51	0.297
ORIGEM	2	119.35	58.99	
INTERACTION	0	0.60	0.30	
ERROR	72	73.02	1.01	
TOTAL	77	193.11		

$F(0.05, 2, 72) = 3.125$

MTB > OUTFILE

6.13 - ANÁLISE DE VARIÂNCIA DAS CAUSAS DAS INTERRUPÇÕES

SISTEMA CHESF - FREQUÊNCIA

MTB > PRINT C1-C9

ROW	ANO	AR	MP	FEL	DS	AO	AMP	MA	FEKS
1	80	0.575	0.185	4.251	4.818	0.498	0.374	1.041	11.744
2	81	0.655	0.185	0.678	454	0.289	0.450	0.265	3.979
3	82	0.488	0.120	0.197	1.104	0.522	0.672	0.927	7.032
4	83	0.264	0.320	2.774	5.170	0.442	0.689	1.247	10.907
5	84	0.074	0.155	1.329	1.210	0.070	0.563	0.277	3.680
6	85	0.081	0.117	1.492	0.705	0.122	0.35c	735	3.611
7	86	0.088	0.103	1.184	0.860	0.516	0.087	0.322	3.164
8	87	0.139	0.176	2.914	3.393	0.051	0.167	0.356	7.200
9	88	0.130	0.157	3.286	3.847	0.041	0.514	0.634	8.612
10	89	0.080	0.258	1.691	1.508	0.131	0.285	0.785	4.740
11	90	0.066	0.067	1.781	0.520	0.022	0.243	1.779	4.481
12	91	0.276	0.204	2.374	0.434	0.127	0.175	0.472	4.065
13	92	0.049	0.209	1.607	0.236	0.102	0.245	1.109	3.561

MTB > AOVONEWAY C2-C8

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	6	65.949	10.991	17.81	<0.01
ERROR	84	51.851	0.617		
TOTAL	90	117.800			

INDIVIDUAL 95 PCT C I S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV	CI Lower	CI Upper
AR	13	0.2281	0.2115	(0.0166)	(0.4400)
MP	13	0.1735	0.0671	(0.0400)	(0.3070)
FEL	13	2.3506	0.9247	(0.4011)	(4.3001)
DS	13	2.0199	1.7307	(0.2892)	(3.7506)
AO	13	0.2256	0.1984	(0.0272)	(0.4240)
AMP	13	0.3708	0.1949	(0.1759)	(0.5657)
MA	13	0.9192	0.5865	(0.3327)	(1.5057)

POOLED STDEV = 0.7857

MTB > OUTFILE

SISTEMA - DURAÇÃO

MTB > PRINT C1-C9

ROW	ANO	AR	MP	FEL	DS	AO	AMP	MA	DEKS
1	80	1.920	0.247	4.234	1.455	0.119	0.030	0.207	8.215
2	81	0.143	0.327	2.975	1.382	0.036	0.099	4.449	12.463
3	82	2.336	0.377	.888	1.347	0.065	0.366	0.236	7.667
4	83	1.148	0.925	eL.977	3.157	0.079	0.327	(-).609	9.225
5	34	0.217	0.988	0.930	0.994	0.027	0.145	0.039	3.343
6	85	0.338	0.318	1.066	0.478	0.023	0.080	0.171	2.477
7	86	0.232	0.317	0.653	0.314	0.207	0.011	0.044	1.781
8	87	0.371	0.735	.664	0.938	0.004	0.032	0.091	4.887
9	88	0.715	0.611	£.550	1.216	0.011	0.139	0.244	5.488
10	89	0.239	0.818	1.175	0.660	0.043	0.114	0.873	3.923
11	90	0.264	0.191	1.632	0.083	0.003	.042	2.593	4.811
12	91	o 467	0.916	1.982	0.180	0.026	0.070	0.622	6.2c>7
13	92	0.143	1.059	1.702	0.140	0.029	0.158	0.846	4.079

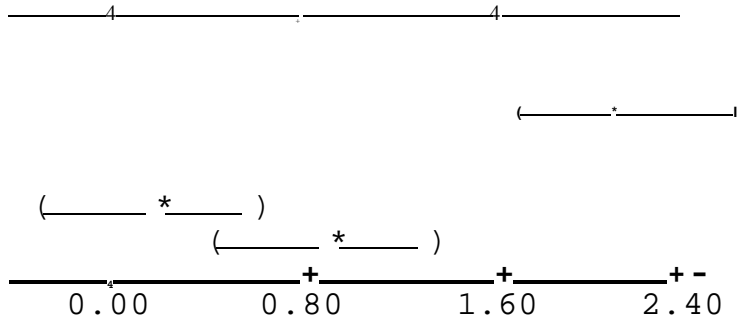
MTB > AOVONEWAY C2-C8

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	6	37.037	6.173	9.30	CO.01
ERROR	84	55.740	0.664		
TOTAL	90	92.777			

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV
AR	13	1.04485	1.05991
MP	13	0.60223	0.31732
FEL	13	2.10985	1.04115
DS	13	0.95338	0.82947
AO	13	0.05554	0.05740
AMP	13	0.12408	0.10953
MA	13	0.84800	1.27814



POOLED STDEV = 0.81460

MTB > OUTFILE

GRN - FRECUENCIA

```
MTB > print c1-c9
```

ROW	ANO	AR	MP	FEL	OS	AO	AMP	MA	FEKS
1	35	071	0.014	1.624	1.855	0.205	1.411	0.520	7.704
2	86	0.282	0.019	0.717	1.733	0.184	0.195	1.072	6.204
3	87	0.431	0.188	2.737	5.072	0.000	0.162	0.543	9.135
4	88	0.447	0.172	5.674	3.955	0.052	0.664	1.863	12.829
5	89	0.220	0.052	3.643	1.095	0.103	0.752	0.840	6.708
6	90	0.094	0.020	0.723	0.418	0.092	0.582	0.713	4.645
7	91	0.059	0.019	0.432	1.579	0.665	0.114	1.313	6.184
8	92	0.006	0.120	0.089	0.174	0.216	0.945	1.193	4.746

MTB > aovoneway c2-c8

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	6	57.239	9.540	13.01	0.01
ERROR	49	35.926	0.733		
TOTAL	55	93.165			

INDIVIDUAL 95 PCT CI 'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV	CI Lower	CI Upper
C2	8	0.20125	0.17191	(0.000)	(0.380)
C3	8	0.07550	0.07343	(0.000)	(0.150)
C4	8	2.95487	1.24323	(1.400)	(4.500)
C5	8	1.98513	1.69802	(0.000)	(3.570)
C6	8	0.18963	0.20663	(0.000)	(0.380)
C7	8	0.60312	0.44662	(0.000)	(1.190)
CS	8	1.25713	0.65285	(0.000)	(2.100)

POOLED STDEV = 0.85626

0.0 1.2 2.4 3.6

MTB > outfile

GRN - DURACAO

1

MTB > PRINT C1-C9

ROW	ANO	AR	MP	FEL	DS	AO	AMP	MA	DEKS
1	85	0.330	0.057	1.897	0.400	0.041	0.358	0.448	0.533
2	86	0.207	0.011	1.006	0.704	0.022	0.017	0.128	0.093
3	87	1.446	0.173	.442	2.816	0.000	0.009	0.055	7.943
4	38	1.167	0.312	8.432	.735	0.005	0.333	0.486	11.523
5	89	0.639	0.110	2.921	0.232	0.041	0.522	0.174	4.641
6	90	0.043	0.050	1.796	0.077	0.007	0.036	0.150	2.161
7	91	0.306	0.125	1.280	0.870	0.137	0.030	0.706	3.456
3	92	0.001	0.303	0.110	0.065	0.004	0.758	0.786	5.028

MTB > AOVQNEWAY C2-C8

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	6	50.553	8.425	8.58	<0.01
ERROR	49	48.096	0.982		
TOTAL	55	98.649			

INDIVIDUAL 95 PCT CI '5 FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV	CI Lower	CI Upper
AR	8	0.51737	0.53009	0.000	1.03474
MP	8	0.14263	0.11335	0.000	0.28526
FEL	8	2.98550	2.37003	0.000	5.37550
DS	8	0.74362	0.89433	0.000	1.48724
AO	8	0.03212	0.04543	0.000	0.06424
AMP	8	0.25787	0.28200	0.000	0.51574
MA	8	0.36663	0.28031	0.000	0.73326

POOLED STDEV = 0.99073

MTB > OUTFILE

GRS - FREQUÊNCIA

MTB > PRINT C1-C9

ROW	ANO	AR	MP	FEL	DS	AO	AMP	MA	FEKS
1	85	0.015	0.083	1.105	0.165	0.000	0.356	0.369	2.154
2	86	0.007	0.087	0.796	0.785	1.017	0.062	0.060	2.816
3	87	0.117	0.032	2.316	3.123	0.093	0.181	0.026	5.891
4	88	0.101	0.079	2.879	3.147	.030	.490	0.213	6.942
5	89	0.011	0.304	0.891	1.247	0.166	0.247	1.114	3.983
6	90	0.049	0.041	0.511	0.604	.005	0.276	1.819	4.308
7	91	0.049	0.020	0.507	0.074	0.017	0.273	0.134	1.077
8	92	0.014	0.289	1.108	0.101	0.100	0.068	0.262	1.946

MTB > AOVONEWAY C2-C8

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	6	12.485	2.081	4.21	<0.01
ERROR	49	24.208	0.494		
TOTAL	55	36.693			

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV	CI Lower	CI Upper
AR	8	0.04538	0.04278	()	()
MP	8	0.11688	0.11368	()	()
FEL	3	1.27163	0.86576	()	()
DS	3	1.15575	1.28450	()	()
AO	8	0.17850	0.34368	()	()
AMP	8	0.24412	0.14293	()	()
MA	8	0.62462	0.95161	()	()

POOLED STDEV = 0.70289

0.00 0.75 1.50

MTB > OUTFILE

GRS - DURACAO

MTB > PRINT C1-C9

ROW	ANO	AR	MP	FEL	DS	AO	AMP	MA	DEKS
1	85	0.065	0.063	0.691	0.031	0.000	0.034	0.116	1.053
	86	0.049	0.161	0.314	0.259	0.441	0.003	0.007	1.237
3	87	0.289	0.112	1.778	0.653	0.006	0.037	0.001	2.880
4	88	0.893	0.096	.044	0.915	0.001	0.05to	0.04 1	4.049
5	89	0.074	0.354	0.492	0.401	0.046	0.072	1.752	3.693
6	90	0.174	0.140	0.698	0.078	0.000	0.071	5.335	6.498
7	91	0.085	0.017	0.398	0.008	0.003	0.138	0.827	1.47<->
8	92	0.001	1.926	0.897	0.012	0.009	0.023	0.273	3.145

MTB > AOVONEWAY C2-C8

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	6	7.e>15	1.269	1.99	0.09
ERROR	49	51.181	0.636		
TOTAL	55	38.796			

INDIVIDUAL 95 PCT C I S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV	
AR	8	0.20375	0.29239	(-----+-----)
MP	8	0.42112	0.66457	(-----*-----)
FEL	8	0.91400	0.64635	(-----*-----) J
DS	8	0.29463	0.33898	(-----*-----)
AO	3	0.06325	0.15340	(-----*-----)
AMP	8	0.06050	0.04155	(-----*-----)
MA	8	1.04400	1.83560	(-----*-----)

POOLED STDEV - 0.79772

0.00 0.60 1.20

MTB > OUTFILE

GRL - FREQUENCIA

MTB > PRINT C1-C9

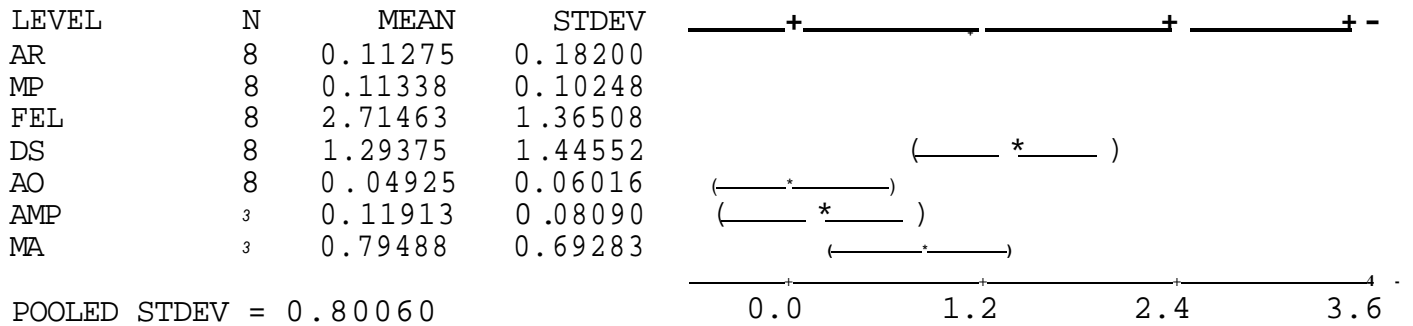
ROW	ANO	AR	MP	FEL	DS	AO	AMP	MA	FEKS
1	85	0.091	0.070	1.265	0.282	0.135	0.053	0.372	2.270
	86	0.095	0.086	1.041	0.490	0.141	0.050	0.331	0.237
3	87	0.003	0.109	4.076	2.537	0.000	0.074	0.694	7.494
4	88	0.000	0.100	3.160	4.226	0.041	0.272	0.500	8.302
5	89	0.077	0.082	1.833	1.727	0.070	0.215	0.330	4.336
7	90	0.046	0.060	3.257	0.475	0.000	0.114	1.290	5.244
7	91	0.554	0.361	4.893	0.252	0.000	0.083	0.520	6.665
8	92	0.036	0.039	2.192	0.361	0.007	0.092	2.322	5.051

MTB > AOVONEWAY C2-C8

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	6	46.860	7.810	12.18	<0.01
ERROR	49	31.407	0.641		
TOTAL	55	78.267			

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV



É uma característica de falhas causadas por cargas aplicadas em excesso a resistência projetada como, por exemplo, falhas de over-stress devido sobrecargas acidentais ou transitórias em circuitos ou falhas induzidas em manutenção de equipamentos mecânicos que ocorrem geralmente de forma aleatória e a taxa constante.

Uma função de mortalidade crescente significa que a chance de falha em determinado intervalo de tempo dt , dado que o componente sobreviveu até o início do intervalo, aumenta com o passar ao tempo. As distribuições normal, gama e weibull são as mais usadas para representar este período de vida de um componente. Falhas, que tendem a ocorrer com probabilidade maior a medida que o tempo passa, em geral são devidas a fadiga.

Uma função mortalidade decrescente significa que a medida que o tempo passa a probabilidade do componente falhar diminui, dado que ele sobreviveu até o início do intervalo. É a situação oposta a fadiga e caracteriza-se por um aumento da confiabilidade com o tempo. As distribuições gama e weibull, com devidos parâmetros, prestam-se também para modelar este período. Este tipo de situação é observada em equipamentos eletrônicos. Burn-in é um meio utilizado quando se conhece que a mortalidade é decrescente para se conseguir um aumento de confiabilidade. O sistema é operado em condições que provocam stress nos componentes antes que o mesmo seja entregue a operação comercial. As partes que falham são rejeitadas, fazendo com que a função mortalidade decresça, sendo o sobrevivente do sistema mais confiável.

O modelo combinado no tempo gera a famosa curva da banheira, que é uma função de mortalidade típica de componentes ou sistemas, veja figura 2.2 abaixo. Ela mostra inicialmente uma função mortalidade decrescente, período este que é chamado de burn-in, debuggin ou mortalidade infantil, um período intermeioário chamado de período útil, com função mortalidade constante, e finalmente um período final, com função mortalidade crescente, também chamado de período wear-out.

CURVA DA BANHEIRA

$h(t)$
 $Z(t)$

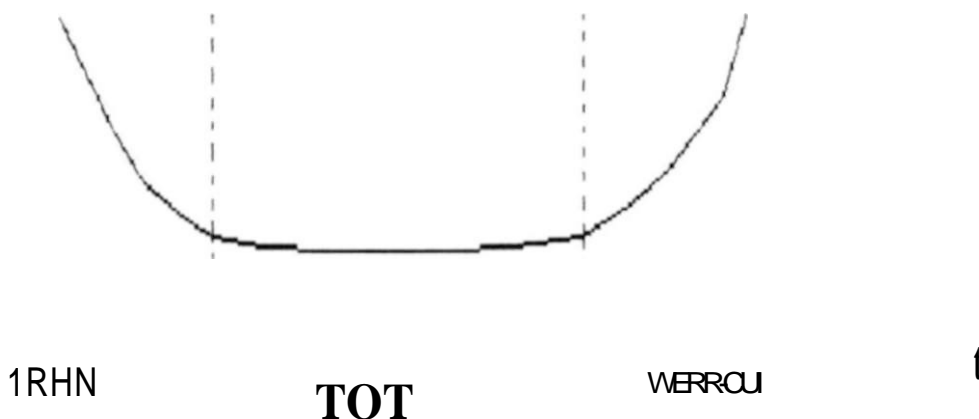


Figura 2.2

GRL - DURACAO

```
MTB > PRINT C1-C9
```

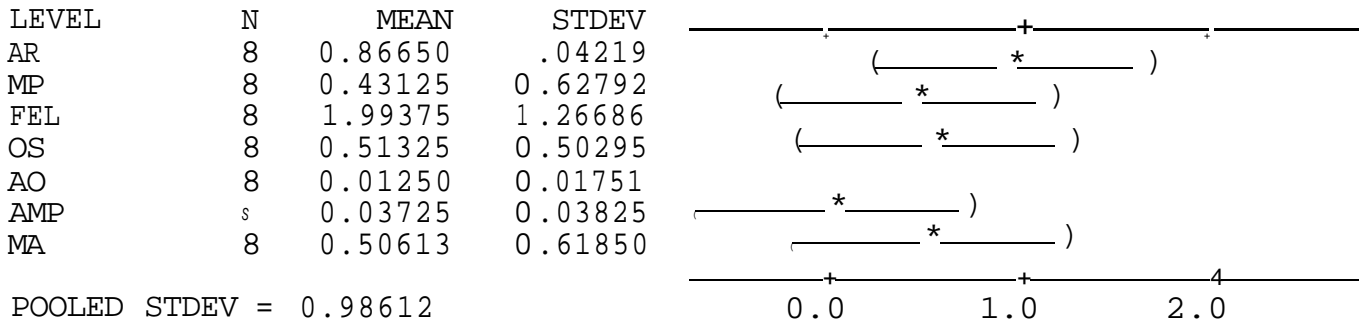
ROW	ANO	AR	MP	FEL	DS	AO	AMP	MA	DEKS
1	85	0.362	0.127	0.715	0.415	0.012	0.004	0.056	1.693
o	86	0.370	0.375	0.784	0.217	0.051	0.004	0.046	1.849
3	87	0.011	0.440	3.393	0.554	0.000	0.015	0.204	4.619
4	88	0.000	0.214	1.151	1.461	0.019	0.115	0.266	3.226
5	89	0.066	0.214	1.110	1.071	0.017	0.050	0.102	2.632
6	90	0.093	0.122	2.403	0.110	0.000	0.025	1.088	3.845
7	91	5.908	1.947	4.098	0.040	0.000	0.017	0.511	12.524
a	92	0.122	0.011	2.296	0.238	0.001	0.070	1.776	4.516

MTB > AOVONEWAY C2-C8

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	6	21.732	3.622	3.72	<0.01
ERROR	49	47.649	0.972		
TOTAL	55	69.382			

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV



MTB > OUTFILE

GRO - FREQUENCIA

MTB > PRINT C1-C9

ROW	ANO	AR	MP	FEL	DS	AO	AMP	MA	FEKS
1	85	0.387	0.422	2.072	4.396	1.236	0.153	0.852	6.522
2	86	0.469	0.695	3.349	4.267	0.133	0.315	0.265	6.495
3	87	0.805	1.429	0.946	5.293	0.000	0.938	0.106	9.520
4	88	0.584	0.373	3.114	3.047	0.000	1.334	2.006	10.961
5	89	0.401	1.810	4.985	4.778	0.246	0.000	0.768	10.991
6	90	0.261	0.540	1.041	0.560	0.099	0.224	1.536	5.262
7	91	0.949	0.328	0.684	1.225	0.626	0.021	0.829	4.665
8	92	0.383	0.977	1.558	0.556	0.712	0.277	0.417	4.883

MTB > AOVONEWAY C2-C8

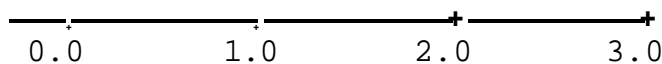
ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	6	29.604	4.934	6.05	CO.0i
ERROR	49	39.950	0.815		
TOTAL	55	69.554			

INDIVIDUAL 95 PCT CI 'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV
AR	8	0.5299	0.2357
MP	8	0.8217	0.5438
FEL	8	2.2186	1.3594
DS	8	2.1402	1.5849
AO	3	0.3815	0.4392
AMP	8	0.4703	0.6238
MA	8	0.3474	0.6434

POOLED STDEV = 0.9029



MTB > OUTFILE

GRO - DURACAO

MTB > PRINT C1 - C9

ROW	ANO	AR	MP	FEL	AO	AMP	MA	DEKS
1	85	1.165	2.640	1.506	.889	0.389	1.076	9.688
	86	1.361	1.449	1.665	1.006	0.016	0.034	5.625
3	87	0.530	7.392	3.697	0.183	0.000	0.294	14.118
4	88	3.349	2.634	3.431	3.730	0.000	0.473	15.018
5	89	1.751	5.388	4.899	1.909	0.139	1.239	15.329
6	90	1.547	1.529	1.259	0.097	0.064	0.360	4.876
7	91	5.598	0.047	0.758	0.693	0.156	0.276	7.551
8	92	0.545	2.731	1.184	0.661	0.649	0.206	6.118

MTB > AO VONEWAY C2 - C8

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	6	59.80	9.97	5.52	< 0.01
ERROR	49	88.50	1.81		
TOTAL	55	148.30			

INDIVIDUAL 95 PCT C.I.'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV
AR	8	1.9807	1.7077
MP	8	2.9762	2.3487
FEL	8	2.2999	1.4989
DS	8	1.6460	1.2497
AO	8	0.1766	0.2302
AMP	8	0.1320	0.1091
MA	8	0.5761	0.5662

MTB > OUTFILE

GRP - FRECUENCIA

MTB > PRINT C1-C9

ROW	ANO	AR	MP	FEL	DS	AO	AMP	MA	FEKS
1	85	0.376	0.608	2.397	1.584	207	0.000	0.877	6.053
2	86	0.255	0.401	2.680	2.459	0.000	0.240	0.329	6.365
3	87	0.157	0.986	4.554	17.564	0.047	0.318	0.355	23.984
4	88	0.635	1.006	1.887	15.384	0.087	1.739	0.678	21.418
5	89	0.553	0.459	2.021	7.157	0.678	0.673	1.204	12.748
6	90	0.249	0.931	1.743	361	0.000	0.436	0.576	6.298
7	91	0.387	1.960	1.223	2.581	0.227	0.443	1.842	8.629
8	92	1.020	0.178	1.783	1.064	0.000	0.000	0.683	14.730

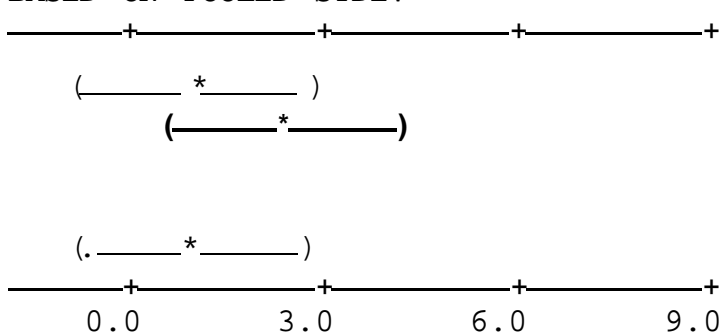
MTB > AOVONEWAY C2-C8

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	6	225.19	37.53	5.78	<0.01
ERROR	49	318.07	6.49		
TOTAL	55	543.26			

INDIVIDUAL 95 PCT C I S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV
AR	3	0.4540	0.2786
MP	8	0.8161	0.5525
FEL	8	2.2860	1.0155
DS	3	6.2692	6.5387
AO	8	0.1557	0.2298
AMP	3	0.4811	0.5568
MA	3	0.8180	0.5001



POOLED STDEV = 2.5478

MTB > OUTFILE

GRP - DURACAO

MTB > PRINT C1-C9

ROW	ANO	AR	MP	FEL	OS	AO	AMP	MA	OEKS
1	S5	0.900	3.264	1.551	1.348	0.050	0.000	0.438	10.554
2	86	0.441	1.561	2.737	0.501	0.000	0.146	0.149	5.537
3	87	0.129	1.775	6.106	6.047	0.003	0.085	0.251	14.399
4	88	3.083	1.152	1.341	1.838	0.078	0.767	0.631	10.894
5	89	2.402	0.673	1.160	1.728	0.325	0.125	0.342	6.757
6	90	0.656	1.512	.323	0.256	0.000	0.103	0.239	6.092
7	91	0.754	3.028	2.090	0.971	0.128	0.036	1.805	8.815
8	92	4.104	0.311	0.268	0.547	0.000	0.000	0.303	7.555

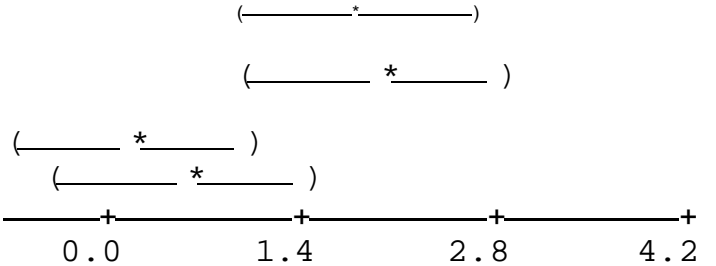
MTB > AOVONEWAY C2-C8

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	6	51.15	8.52	5.65	<0.01
ERROR	49	73.87	1.51		
TOTAL	55	125.00			

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV
AR	8	1.55862	1.44928
MP	8	1.78450	1.07711
FEL	8	2.82200	1.68305
DS	8	1.90450	2.02277
AO	8	0.07300	0.11210
AMP	8	0.15775	0.25221
MA	8	0.51975	0.53958



GRB - DURACAO

MTB > PRINT C1-C9

ROW	ANO	AR	MP	FEL	OS	AO	AMP	MA	DEKS
1	85	3.012	3.087	1.479	1.488	0.019	0.257	0.208	9.552
&	86	0.000	1.149	1.001	0.449	0.052	0.053	0.387	3.094
3	87	1.697	6.624	1.476	0.997	0.064	0.057	0.237	11.204
4	38	0.000	8.974	1.448	1.387	0.075	0.157	0.467	12.509
5	89	0.000	4.648	0.907	0.361	0.076	0.019	0.442	6.455
6	90	1.239	0.000	6.471	0.031	0.014	0.015	0.169	7.941
7	91	0.979	4.317	3.772	0.208	0.006	0.012	0.076	9.372
8	92	0.145	3.249	0.738	0.352	0.000	0.313	0.000	4.803

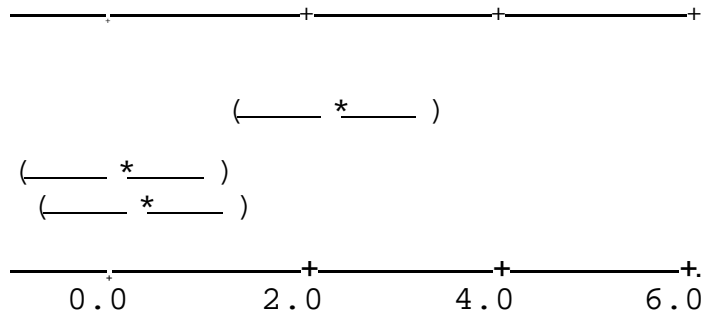
MTB > AOVONEWAY C2-C8

ANALYSIS OF VARIANCE

SOURCE	DF	SS	MS	F	NS
FACTOR	6	100.87	16.81	8.59	<0.01
ERROR	49	95.91	1.96		
TOTAL	55	196.73			

INDIVIDUAL 95 PCT CI'S FOR MEAN
BASED ON POOLED STDEV

LEVEL	N	MEAN	STDEV
AR	8	0.88400	1.08331
MP	8	4.00600	87034
FEL	3	2.16150	1.98412
DS	8	0.65912	0.55503
AO	8	0.03825	0.03182
AMP	8	0.11100	0.11955
MA	8	0.25450	0.17114



POOLED STDEV = 1.39907

MTB > OUTFILE

CAPITULO SÉTIMO

CONCLUSÕES. COMENTÁRIOS E SUGESTÕES

"PRUDÊNCIA

**Não censures antes de examinar;
reflete primeiro, depois
repreende.**

**Não respondas antes de teres
ouvido, e não interrompas no
meio da fala.**

Eclesiástico 11, 7-8

«

PRINCIPAIS CONCLUSÕES, COMENTÁRIOS E SUGESTÕES

O principal objetivo desta tese foi condensar e estruturar um sistema para análise de desempenho de Sistemas de Energia Elétrica, que fosse ao mesmo tempo simples, suficiente, conceitualmente correto e factível de implementação. Para isto fez-se necessário a leitura de uma vasta gama de textos, já que os assuntos de interesse encontram-se de forma bastante dispersa na literatura.

Observou-se, na execução deste trabalho, que não ha uma forma mais certa ou única de abordar este assunto. Isto torna-se mais claro ainda quando da definição dos indicadores. Procurou-se não criar nenhum novo índice, mas sim explicitar aqueles mais consagrados internacionalmente ou que permitissem efetuar alguma comparação ou balizamento com alguma estatística existente. O que fica claro é que as pessoas envolvidas neste processo devem ter uma boa formação na área de confiabilidade, para saber como usá-los. Entende-se que o objetivo desta tese foi plenamente atendido.

As conclusões sobre a avaliação do desempenho do Sistema CHESF foram descritas no capítulo anterior. É interessante ressaltar que algumas das ali citadas, chegadas após uma análise coerente dos dados, foram surpresa para o autor que, já possuía um bom conhecimento a priori do comportamento do Sistema, haja vista que trabalha nesta área a algum tempo. Por exemplo, a constatação de que o tempo médio de interrupção, após desligamentos forçados, não melhorou, de certa forma se contrapôs a um sentimento anterior de que havia uma melhora global do Sistema. Também, a descoberta de que a confiabilidade da área Leste permaneceu praticamente constante durante o período em questão e, a dificuldade de identificar-se a função taxa de falhas para modelar o Sistema Global, estão na mesma linha de raciocínio.

As situações citadas acima como exemplo, reforçam a necessidade de análise de dados com técnicas estatísticas apropriadas e também que, numa análise de dados agregados, deve-se ter cuidado com as interpretações.

Na estruturação do Sistema de Informações três aspectos devem ser levados em consideração. O primeiro, de certa forma óbvio, que o mesmo esteja de acordo com a teoria descrita ao longo deste trabalho. O segundo, é que a ênfase seja dada a base de dados. Esta deve ser bem abrangente permitindo até outras aplicações e/ou indicadores dos que os definidos ou visualizados aqui. Observa-se que a tendência, é surgir novos índices e estes só poderão ser calculados com uma base de dados bem constituída. Por último a idéia da tratar cada ocorrência no Sistema como um evento, conforme definido no texto, facilita bastante a

inferência sobre o mesmo . Pode parecer obvio mas. este foi um dos fatores que mais tomaram tempo do autor para recompor os dados desta forma para análise do Sistema CHESF.

Algumas recomendações, também já colocadas na literatura citada, merecem ser repetidas. A primeira, e a questão cada vez mais relevante do cuidado com o tratamento da informação no âmbito da operação. Observe que dados mal registrados podem levar a interpretações e a ações erradas. Técnicas modernas de gestão a implementação devem ser adotadas. A segunda, e a necessidade premente de unificar-se os conceitos, procedimentos e terminologias das Estatísticas que existem nos diversos grupos do Setor Elétrico Nacional , tais como BRASEC. ODE. GTP, SAD e outras. Uma verdadeira "torre de Babel" . impróprio para uma época em que qualidade, e conseqüentemente padronização. e um dos temas mais em destaque.

Outra questão importante a salientar e o uso gerencial dos indicadores. Vários dos citados podem ser utilizados com escassa finalidade. Estes. em vez de mostrar um fato ocorrido, devem funcionar como ferramenta para apoio a ações que otimizem o desempenho operacional, tático e estratégico da empresa. Veja-se o caso da continuidade. Os indicadores globais, após análise do histórico e da tendência do Sistema, podem servir para fixar-se metas a serem atingidas para um determinado período. Estas, seriam dinâmicas e, através de um processo de controle, acompanhamento e avaliação poderiam ser reajustados através de um processo de refinamento contínuo . Esta e a situação ideal e, de certa forma já foi prevista no capítulo 4. Importante lembrar que em situações como esta deve-se ter sensibilidade para lidar com a incerteza.

Entende-se que, com a implementação das técnicas e sugestões até agora descritas neste trabalho. conclui-se uma etapa bastante importante da avaliação de desempenho de Sistemas Elétricos de Potência. Entretanto, a prosseguir aqui no Brasil a mesma tendência que se observa em países mais desenvolvidos. onde os Sistemas são bem mais confiáveis, a questão emergente é a exigência. cada vez maior, por parte dos consumidores, principalmente as grandes indústrias, em relação a Qualidade da energia entregue. Este tema já preocupa organizações internacionais, tais como CIGRÊ e IEEE, o que, as têm levado a trabalhar nesta questão.

Do acima exposto, e como uma etapa posterior a este trabalho, sugere-se que as Empresas de Energia Elétrica comecem já a estruturar-se neste sentido, investindo em pesquisa sobre o tema Qualidade da energia entregue e os problemas associados, tais como o de definição dos tipos de distúrbios associados, da sensibilidade dos consumidores a estes distúrbios, dos custos envolvidos, da normatização das responsabilidades, e outros.

APÊNDICE

*É incrível a força que as
coisas parecem ter quando elas
tem que acontecer.*

Caetano Veloso

As referências GILLINTON & ALLAN [11], BORGES [19] e DHILLON & SINGH [31], apresentam um estudo detalhado das diversas funções de distribuição, exponencial, gama, normal, weibull e outras com suas funções mortalidade detalhaas.

Exemplo: Considere um componente com função de mortalidade constante a . Obtenha as demais funções de confiabilidade.

Se $h(t) = a$ é constante o componente está no período de vida útil

$h(t)$

híaura 2.4

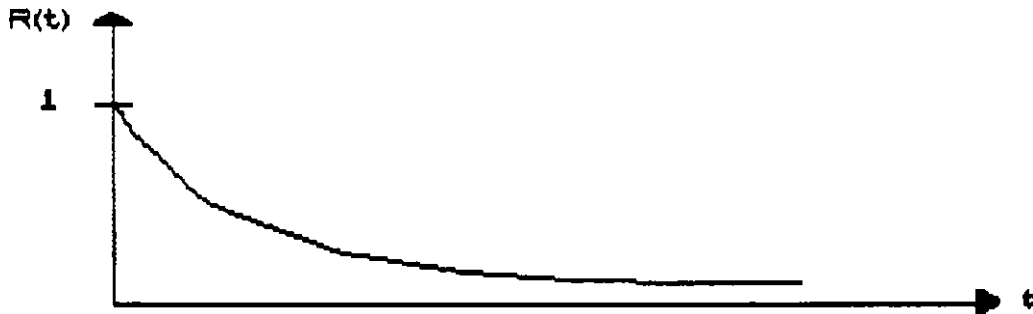
Sabe-se que:

$$i) R(t) = \exp \left[- \int_0^t h(t) dt \right]$$

$$\exp \left[- \int_0^t a dt \right]$$

$$\exp \left[-a t \right]$$

$$R(t) = \exp \left[-a t \right]$$



Fiatura 2.4

$$ii) f_r(t) = h(t) \cdot \exp \left[- \int_0^t h(t) dt \right]$$

A.1 - DADOS DA POPULAÇÃO DE EQUIPAMENTOS

GERADOR HIDRÁULICO

CODIFICAÇÃO _____
NUMERO DE SÉRIE _____
UNIDADE DE GERAÇÃO _____
DATA DE ATIVAÇÃO _____
DATA DE DESATIVAÇÃO _____
DATA DE REGISTRO _____

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

- POTENCIA NOMINAL
- TENSÃO NOMINAL
- TIPO DE TURBINA
- TIPO DE REGULADOR DE VELOCIDADE
- TIPO DE EXCITAÇÃO
- CORRENTE NOMINAL
- FUNÇÃO DO MANCAL.

CARACTERÍSTICAS OPCIONAIS:

- FATOR DE POTENCIA
- VAZÃO NOMINAL
- QUEDA LÍQUIDA
- ROTAÇÃO NOMINAL
- CARGA NOMINAL DO ESTATOR

GERADOR TÉRMICO

CODIFICAÇÃO _____
NUMERO DE SERIE _____
UNIDADE DE GERAÇÃO _____
DATA DE ATIVAÇÃO _____
DATA DE DESATIVAÇÃO _____
DATA DE REGISTRO _____

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

- POTENCIA NOMINAL
- TENSÃO NOMINAL
- TIPO DE TURBINA
- TIPO DE CALDEIRA
- TIPO DE EXCITAÇÃO
- CORRENTE NOMINAL

CARACTERÍSTICAS OPCIONAIS:

- FATOR DE POTENCIA
- VAZÃO NOMINAL DO VAPOR
- TEMPERATURA NOMINAL DO VAPOR
- PRESSÃO NOMINAL
- ROTAÇÃO NOMINAL
- CARGA NOMINAL DO ESTATOR

LINHA DE TRANSMISSÃO

CODIFICAÇÃO
 SUBESTAÇÃO PARTIDA/CHEGADA
 NUMERO DE SERIE
 UNIDADE DE TRANSMISSÃO
 DATA DE ATIVAÇÃO
 DATA DE DESATIVAÇÃO
 DATA DE REGISTRO

	SEGMENTO 1	SEGMENTO 2	SEGMENTO 5
CLASSE DE TENSÃO: - NOMINAL	_____ KV	_____ KV	_____ KV
- DE OPERAÇÃO	_____ KV		
CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:			
- COMPRIMENTO	_____ KM	_____ KM	_____ KM
- ESTRUTURA (TIPO/MATERIAL)	_____		
- RESISTÊNCIA	_____ %	_____ %	_____ %
- REATANGIA	_____ -Ø	_____ %	_____ %
- SUSCEPTANCIA (MVAR)	_____		
- CABOS POR FASE		-	
- CONDUTOR	_____ MCM	_____ MCM	_____ MCM
CARACTERÍSTICAS OPCIONAIS:			
- CONDIÇÕES AMBIENTAIS	_____		
- LINHA REISOLADA	_____		

CABO

CODIFICAÇÃO _____
 SUBESTAÇÃO DE CHEGADA/PARTIDA _____
 NUMERO DE SERIE _____
 UNIDADE DE TRANSMISSÃO _____
 DATA DE ATIVAÇÃO _____
 DATA DE DESATIVAÇÃO _____
 DATA DE REGISTRO _____
 CLASSE DE TENSÃO: - NOMINAL _____ KV
 - DE OPERAÇÃO _____ KV
 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:
 - COMPRIMENTO _____ KM
 - RESISTÊNCIA _____ -Ø
 - REATANCIA _____ %
 - SUSCEPTANCIA (MVAB) _____
 - CABOS POR FASE _____
 - CONDUTOR _____ MCM

TRANSFORMADOR

CODIFICAÇÃO _____
SUBESTAÇÃO _____
NUMERO DE SERIE _____
UNIDADE DE TRANSMISSÃO _____
DATA DE ATIVAÇÃO _____
DATA DE DESATIVAÇÃO _____
DATA DE REGISTRO _____
CLASSE DE TENSÃO:
LADO DE ALTA - AT _____ KV
LADO DE MEDIA - MT _____ KV
LADO DE BAIXA - BT _____ KV

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

NOMINAL LADO DE ALTA - AT	MVA
NOMINAL LADO DE MEDIA - MT	MVA
NOMINAL LADO DE BAIXA - BT	MVA
XPS	%
XPT	%
XST	
FABRICANTE	
REFRIGERAÇÃO/COMPOSIÇÃO	
POSSUI UNIDADE DE RESERVA	
TEMPO DE SUBSTITUIÇÃO	

CARACTERÍSTICAS OPCIONAIS:

APLICAÇÃO
LTC

DISJUNTOR

CODIFICAÇÃO _____
SUBESTAÇÃO _____
NUMERO DE SERIE _____
UNIDADE DE TRANSMISSÃO/GERAÇÃO _____
DATA DE ATIVAÇÃO _____
DATA DE DESATIVAÇÃO _____
DATA DE REGISTRO _____
CLASSE DE TENSÃO _____ KV
CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:
CAPACIDADE DE INTERRUPÇÃO _____ KA
FABRICANTE _____
CARACTERÍSTICAS OPCIONAIS:
CHAVEAMENTO _____
TIPO _____

BARRAMENTO

CODIFICAÇÃO _____
SUBESTAÇÃO _____
NUMERO _____
UNIDADE DE TRANSMISSÃO/GERAÇÃO _____
DATA DE ATIVAÇÃO _____
DATA DE DESATIVAÇÃO _____
DATA DE REGISTRO _____
CLASSE DE TENSÃO _____ KV
CARACTERÍSTICA OPCIONAL:
CONFIGURAÇÃO _____

COMPENSADOR SÍNCRONO

CODIFICAÇÃO _____
SUBESTAÇÃO _____
NUMERO _____
UNIDADE DE TRNSMISSAO _____
DATA DE ATIVAÇÃO _____
DATA DE DESATIVAÇÃO _____
DATA DE REGISTRO _____
CLASSE DE TENSÃO: _____ KV
CARACTERÍSTICAS BÁSICAS
POTENCIA NOMINAL _____ INDUTIVA _____ CAPACITIVA _____
MVAR MVAR
X2LD
X1LD
XD
FABRICANTE
CARACTERÍSTICA OPCIONAL
APLICAÇÃO

COMPENSADOR ESTÁTICO

CODIFICAÇÃO _____
SUBESTAÇÃO _____
NÚMERO _____
UNIDADE DE TRANSMISSÃO _____
DATA DE ATIVAÇÃO _____
DATA DE DESATIVAÇÃO _____
DATA DE REGISTRO _____
CARACTERÍSTICAS BÁSICAS
POTENCIA NOMINAL _____ INDUTIVA _____ CAPACITIVA _____
FABRICANTE _____ MVAR MVAR

REATOR SHUNT

CODIFICAÇÃO _____
SUBESTAÇÃO _____
NUMERO _____
UNIDADE DE TRANSMISSÃO _____
DATA DE ATIVAÇÃO _____
DATA DE DESATIVAÇÃO _____
DATA DE REGISTRO _____
CLASSE DE TENSÃO: _____ KV
CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:
POTENCIA NOMINAL _____ MVAR
REFRIGERAÇÃO/COMPOSICAO _____
POSSUI UNIDADE DE RESERVA _____
TEMPO DE SUBSTITUIÇÃO _____
FABRICANTE _____
LOCALIZAÇÃO NA REDE _____

CAPACITOR SHUNT

CODIFICAÇÃO _____
SUBESTAÇÃO _____
NUMERO _____
UNIDADE DE TRANSMISSÃO _____
DATA DE ATIVAÇÃO _____
DATA DE DESATIVAÇÃO _____
DATA DE REGISTRO _____
CLASSE DE TENSÃO: _____ KV
CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:
POTENCIA NOMINAL _____ MVAR
FABRICANTE _____
CARACTERÍSTICAS OPCIONAIS:
TIPO DE CHAVEAMENTO _____
TIPO DE DIELETRICÔ _____

EQUIPAMENTO DE PROTEÇÃO

SUBESTAÇÃO
NÚMERO DE SERIE
UNIDADE TRANSMISSÃO/GERAÇÃO
EQUIPAMENTO PROTEGIDO
FUNÇÃO
CARACTERÍSTICA
FABRICANTE
CLASSE DE TENSÃO
DATA DE ATIVAÇÃO
DATA DE DESATIVAÇÃO
DATA DE REGISTRO

A.2 - COMPONENTES DE EQUIPAMENTOS (INTRÍSECOS E AUXILIARES)

GERADOR HIDRÁULICO

ADUÇÃO E RETITUIÇÃO (I)
TURBINA
REGULADOR DE VELOCIDADE
GERADOR
SISTEMA DE EXCITAÇÃO
REGULADOR DE TENSÃO
MEDICAO/CONTROLE/PROTEÇÃO (A)
SERVIÇOS AUXILIARES

GERADOR TÉRMICO

SISTEMA DE PARTIDA (I)
TURBINA
REGULADOR DE VELOCIDADE
GERADOR
SISTEMA DE EXCITAÇÃO
REGULADOR DE TENSÃO
MEDICÃO/CONTROLE/PROTEÇÃO (A)
SERVIÇOS AUXILIARES
SISTEMA DE COMBUSTÍVEL
SISTEMA DE ÓLEO LUBRIFICANTE

LINHA DE TRANSMISSÃO

ESTRUTURA (I)
ISOLADOR
CONDUTOR
CABO PARA-RAIOS
FERRAGENS E ACESSÓRIOS
PARA-RAIOS (A)
BOBINA DE BLOQUEIO
TRANSFORMADOR DE CORRENTE
TRANSFORMADOR DE TENSÃO

CABO

CONDUTOR (I)
ISOLAMENTO
JUNÇÃO
TRANSFORMADOR DE CORRENTE (A)
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
PARA-RAIOS

TRANSFORMADOR

ELEMENTO INTERNO (I)
TANQUE
COMUTADOR SOB CARGA
BUCHAS
SISTEMA DE RESFRIAMENTO
CONEXÕES
TRANSFORMADOR DE CORRENTE DE BUCHA (A)
PARA-RAIOS

DISJUNTOR

CAMARA DE EXTINÇÃO (I)
BUCHAS
TANQUE
RESISTOR
CAPACITOR
SUPORTES
PARA-RAIOS (A)
TRANSFORMADOR DE CORRENTE

BARRAMENTO

CONDUTOR (I)
ISOLADOR
FERRAGENS
SUPORTES
PARA-RAIOS (A)
TRANSFORMADOR DE CORRENTE
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

COMPENSADOR SÍNCRONO

TERMINAL (I)
ENROLAMENTO DO ESTATOR
ENROLAMENTO DO ROTOR
SISTEMA DE EXCITAÇÃO
SISTEMA DE RESFRIAMENTO
PARA-RAIOS (A)
TRANSFORMADOR DE CORRENTE
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

COMPENSADOR ESTÁTICO

TERMINAL (I)
REATOR
CAPACITOR
FILTRO
TIRISTOR
SISTEMA DE ISOLAMENTO

PARA-RAIOS (A)
TRANSFORMADOR DE CORRENTE
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

REATOR SHUNT

NÚCLEO (I)
ENROLAMENTO
BUCHA
TANQUE
SISTEMA DE RESFRIAMENTO
PARA-RAIOS
PARA-RAIOS (A)
TRANSFORMADOR DE CORRENTE
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

CAPACITOR SHUNT

CAPACITOR (I)
TERMINAL
ESTRUTURA
ISOLADORES
PARA-RAIOS (A)
TRANSFORMADOR DE CORRENTE
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

EQUIPAMENTO DE PROTEÇÃO E RELIGAMENTO AUTOMÁTICO

RELE (I)
CANAL DE TELEPROTEÇÃO
CANAL TELEFÓNICO
FIAÇÃO CC/AC
FUSÍVEL
TRANSFORMADOR DE CORRENTE
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
DIVISOR CAPACITIVO

A.3 - CONDIÇÕES AMBIENTAIS

- 1 NORMAL
- 2 POLUIÇÃO INDUSTRIAL
- 3 VENTOS
- 4 SALINIDADE
- 5 OUTRAS

A.4 - ORIGEM DAS SAIDAS

0. Energia (Falta de água nos reservatórios)
1. Externa (Interligação)
2. Geração
3. Transmissão
4. Subtransmissão
5. Consumidor

A.5 -TABELA DE CAUSAS

0 . CONDIÇÕES CLIMÁTICAS

01. Descarga Atmosférica
02. Temporal
03. Vento
04. Chuva
05. Condições Climáticas (outras)

1 . MEIO AMBIENTE

10. Incêndio
11. Deposito Salino
12. Contaminação Industrial
13. Arvores
14. Queimada soP LT
15. Deslizamento de Terra
16. Meio AmPiente (outras)

2 . ANIMAIS

20. Aves
21. Batraqueos
22. Répteis
23. Mamíferos
24. Animais (outros)

TERCEIROS

- 50. Acidentais Particulares
- 31. Vandalismo
- 32. Choque de Veículos
- 33. Terceiros (outros)

. PRÓPRIAS DO SISTEMA

- 40. Falha Humana
 - 41. Manutenção Corretiva
 - 42. Falha em Equipamento (inclui de proteção)
 - 43. Falha de Comunicação
 - 44. Necessidade Operacional
 - 45. Testes
 - 46. Inspeção
 - 47. Sobrecarga
 - 48. Instabilidade
 - 49. Sobretensão
 - 50. Subtensão
 - 51. Subfrequência
 - 52. Restrição de Carga
- ## OUTROS SISTEMAS

- 60. Originado numa Concessionária Estadual e afetou out
- 61. Originado numa CE e afetou Consumidor Industrial
- 62. Originado num Cl e afetou CE
- 63. Originado num Cl e afetou outro

. FABRICAÇÃO

- 70. Falha Projeto Fabricação
- 71. Falha de matérias
- 72. Falha de Montagem
- 73. Fabricação (outras)

OUTRAS CAUSAS

- 80. Não Classificada
- 81. Defeito Transitório

. PRÓPRIAS PROGRAMADAS

- 90. Manutenção Preventiva
- 91. Manutenção Corretiva
- 92. Ampliação/Reforma
- 93. Testes
- 94. Necessidade Operacional
- 95. Atender ao Consumidor
- 96. Restrição de Carga
- 97. Inspeção
- 98. Racionamento Oficial

. . . $f_j(t) = a \exp[-at]$
 que e uma função densidade exponencial.

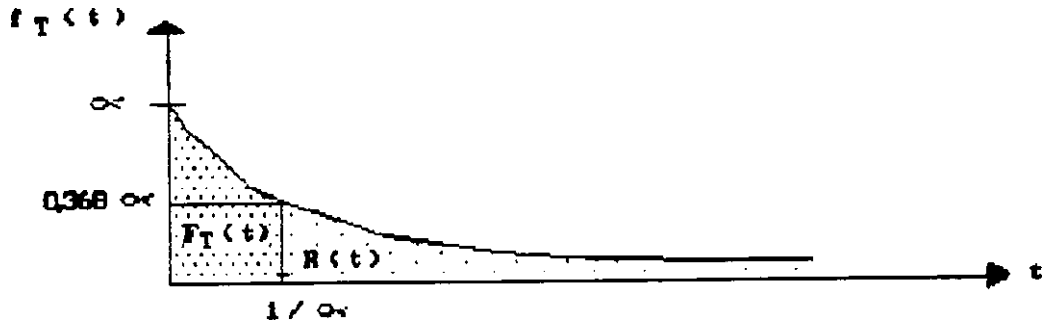


Figura 2.5

iii) $F_T(t) = 1 - R(t)$
 . . . $F_T(t) = 1 - \exp[-at]$

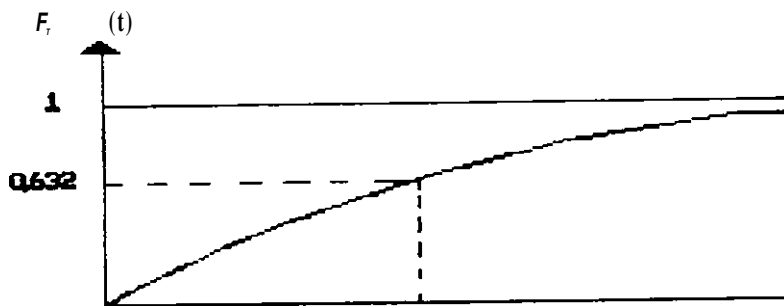


Figura 2.6

iv) MTF $E_T(t)$

$$\frac{\int_0^{\infty} R(t) dt}{\int_0^{\infty} e^{-at} dt}$$

$$\frac{1}{a}$$

A.6 - TIPOS DE FALTA

- 1 CURTO CIRCUITO FASE-TERRA
- 2 CURTO CIRCUITO FASE-FASE
- 3 CURTO CIRCUITO BI FASICO-TERRA
- 4 CURTO CIRCUITO TRIFÁSICO
- 5 FASE ABERTA
- 6 INDETERMINADA

A.7 - AÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO (NÚMERO DE OPERAÇÕES NOS TERMINAIS)

- 1 SINAL DE TRIP CORRETO
- 2 FALHA NA EMISSÃO DE TRIP (OU TRIP LENTO)
- 3 FALSO TRIP
- 4 TRIP DE RETAGUARDA CORRETO
- 5 OPERAÇÃO DE RETAGUARDA IMPRÓPRIA:
TRIP FALSO
FALHA NA EMISSÃO DE TRIP
- 6 SEM CONCLUSÃO

A.8 - MODOS DE FALHA DE DISPOSITIVOS DE RELIGAMENTO AUTOMÁTICO (NÚMERO DE OPERAÇÕES DOS TERMINAIS ENVOLVIDOS)

- 1 SINAL DE RELIGAMENTO E LOCKOUT CORRETOS
- 2 FALHA NA EMISSÃO DE SINAL DE RELIGAMENTO QUANDO SOLICITADO
- 3 FALHA NA EMISSÃO DE SINAL DE LOCKOUT QUANDO SOLICITADO
- 4 SINAL DE RELIGAMENTO INDESEJADO
- 5 SINAL DE LOCKOUT INDESEJADO
- 6 RELIGAMENTO DESATIVADO OU SEM
- 7 NAO APLICÁVEL

A.9 - MODOS DE FALHA DOS DISJUNTORES (RESPOSTA A AÇÃO DA PROTEÇÃO E DOS DIPOSITIVOS DE RELIGAMENTO AUTOMÁTICO)

- 1 ABERTURA CORRETA
- 2 FECHAMENTO CORRETO
- 3 FALTA DURANTE ABERTURA
- 4 NAO ACEITOU COMANDO DE ABERTURA OU ABERTURA LENTA
- 5 FALTA DURANTE O FECHAMENTO
- 6 NAO ACEITOU COMANDO DE FECHAMENTO
- 7 FECHAMENTO SEM COMANDO
- 8 ABERTURA SEM COMANDO
- 9 FALTA ENQUANTO EM SERVIÇO (EXCLUI EM AÇÃO DE ABERTURA OU FECHAMENTO)
- 10 OUTROS

A.10 -TERMINOLOGIAS E CONCEITOS APLICADOS A CONTINUIDADE

FORNECIMENTO de Energia Elétrica: Venda/entrega de energia diretamente a um consumidor final. No caso do sistema CHESF representa a venda aos Consumidores Industriais em 230 kV.

SUPRIMENTO de Energia Elétrica: Venda/Entrega de energia elétrica por um concessionário a outro, nos termos de contrato e/ou acordo. No caso da CHESF representa a venda as Concessionarias Estaduais.

SUPRIDOR: O concessionário que entrega energia no suprimento.

SUPRIDO: O concessionário que recebe energia no suprimento

ALIMENTADOR: É uma linha de transmissão, de qualquer classe de tensão, destinada ao suprimento de energia de um concessionário à outro ou ao fornecimento a um consumidor.

BARRAMENTO: Conjunto de condutores elétricos destinados a interligar linhas de transmissão e/ou equipamentos de uma mesma tensão nominal.

BARRAMENTO DE ENTREGA (OU DE INTERLIGAÇÃO) : Barramento pertencente a uma empresa de onde derivam alimentadores de outra(s) empresa(s).

PONTO DE ENTREGA (OU DE INTERLIGAÇÃO) : É o "ponto" no qual se faz a ligação elétrica entre sistemas de dois ou mais concessionários.

Observação: Um mesmo barramento pode conter um ou mais pontos de interligação. Isto ocorre geralmente quando este alimenta simultaneamente mais de um consumidor ou concessionaria estadual.

INTERRUPÇÃO : É a perda de fornecimento ou suprimento, parcial ou total, de um concessionário para um consumidor ou de um concessionário para outro. É caracterizada pela descontinuidade no fluxo de energia.

DESLIGAMENTO : É o ato de operar dispositivo que interliga circuitos de potência, interrompendo a continuidade elétrica através de um componente em operação.

Obsevação: Um desligamento pode ou não ser acompanhado de uma interrupção de fornecimento ou suprimento.

EVENTO : É todo acontecimento recordável que é de interesse para ser cadastrado na base de dados. No módulo de continuidade do SIED os eventos estão relacionados à desligamentos e/ou interrupções em alimentadores. Um evento pode ser uma grande perturbação no sistema, um desligamento programado numa SE ou, uma simples interrupção. É caracterizado pela ocorrência de pelo menos um desligamento em um alimentador.

DESLIGAMENTO (INTERRUPÇÃO) PROGRAMADO(A) : E aquele associado a uma intervenção programada e às manobras programadas.

DESLIGAMENTO (INTERRUPÇÃO) DE URGÊNCIA : E aquele associado a intervenções da urgência e às manobras programadas.

DESLIGAMENTO (INTERRUPÇÃO) DE EMERGÊNCIA : E aquele associado às manobras de emergência.

DESLIGAMENTO (INTERRUPÇÃO) INDEVIDO(A) : E aquele associado à falha humana, acidental de operação ou manutenção.

DESLIGAMENTO (INTERRUPÇÃO) AUTOMÁTICO(A) : E aquele iniciado pela operação automática de um equipamento de chaveamento. Usualmente resultam da atuação de um dispositivo de controle/proteção.

DESLIGAMENTO FORÇADO : É aquele que ocorre em função da necessidade, num curto intervalo de tempo, de resguardar o sistema e/ou seus componentes. E representado pelo conjunto dos desligamentos de urgência, emergência, indevidos e automáticos.

Observação: Cuidado deve haver na classificação aos desligamentos de urgência. Apenas devem ser anotados nesta classificação aqueles que realmente se prestam a execução de serviços inadiáveis cuja não realização implicaria em danificações de equipamentos ou risco à operação do sistema. Eventuais aproveitamentos ou a programação dos órgãos solicitantes não devem ser incluídos nesta classificação, sob pena de mascarar os desligamentos forçados.

DURAÇÃO DA INTERRUPÇÃO : E o intervalo de tempo desde o início da interrupção, parcial ou total, até o restabelecimento do fornecimento ou suprimento.

INTERRUPÇÃO MOMENTÂNEA : E a interrupção cuja duração é menor ou igual a 3 minutos.

INTERRUPÇÃO SUSTENTADA : E a cuja duração é superior a 3 minutos.

CAPACIDADE DE ENTREGA : E o somatório das capacidades nominais instaladas, em MVA, dos transformadores, nos pontos de entrega.

CAPACIDADE DE ENTREGA MÉDIA : Dado que a capacidade de entrega de um concessionário varia ao longo do tempo, chama-se capacidade de entrega média (CEM) a média aritmética da capacidade de entrega, no final de cada mês, no período considerado.

DEFEITO : É toda alteração ou imperfeição apresentada por um equipamento, componente, do sistema elétrico, mas que não o impede de desempenhar sua função requerida, mas que pode levá-lo a uma falha.

FALHA : É o término da habilidade de um equipamento ou componente do sistema de executar suas condições requeridas. Uma falha leva a um desligamento ou a um estado de operação com capacidade reduzida.

FALTA : É toda ocorrência caracterizada pela perda de isolamento do componente ou sistema de potência, estando normalmente associada a uma condição de curto-circuito.

Observação: Excetuando-se as saídas para manutenção, pode-se dizer que os desligamentos ocorrem em função de uma falta, defeito, falha ou acidente.

ORIGEM DE UM DESLIGAMENTO : É o local da rede elétrica onde iniciou-se o evento que acarretou o desligamento.

CLASSIFICAÇÃO DAS INTERRUPÇÕES

Quanto a origem as interrupções podem ser classificadas como:

0. Energia (Falta de água nos reservatórios)
1. Externa (Interligação)
2. Geração
3. Transmissão
4. Subtransmissão
5. Consumidor

Quanto ao tipo e causa as interrupções podem ser classificadas como :

Tipo	Causa
	Condições Climáticas
	Meio Ambiente
	Animais
improvisada	Terceiros
	Próprias do Sistema
	Fabricação
	Outros Sistemas
	Outras Causas
Programada	Próprias do Sistema

MOTIVO É uma subclassificação de uma causa.

BIBLIOGRAFIA

1- A. FQ. J. N.: CAVALCANTI. J. A..SILVA. L. P. S.; ALCOFORADO. Mâ. C. G.: TAVARES. P. C. C: ALBUQUERQUE. R. H. BARROS. S. A. - Critérios Adotados nos Estudos de Planeiarnento da Expansão e Operação: Apresentação, Análise Crítica e Avaliação das Reoercursões - II Simpósio de Especialistas em Planelamento da Operação e Expansão Elétrica, SP-49. São Paulo, AdOStO. 1989.

2 - AGARWAL. S.K.; ANDERSON, P.M. - Effect or Station Originated Outages on Bulk Power Svstem Reliability - CIGRÊ Paper 2-11, S .38-91. Symposium Montreal 1991.

3- ALKAIM, J.L.: MILLAZO Jr, M.: WACHELKE. M.E.F.R.: ORTH,L.: Desenvolvimento e Implantação do Banco de Dados de Operação Experiência ELETROSUL - VII SNPTEE, Grupo X, 8SB/GOP/12. Brasília. 1984.

4 - ALLAN. R.N.: BHUIYAN. M.R.: ROMAN URED. J. - Effect of Operational Parameters in the Reliability Assessment of Hvdro-Thermal Generation in Composite Systems - I I I Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica. IP-05, Belo Horizonte. Maio 1992.

5 - ALLAN, R.N.; DEL CARPIO MUNOZ. E.L. - Environmental Phenomena and Their Effect on the Reliability of Composite Systems- I l l Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica. IP~.11, Belo Horizonte, Maio de 1992.

6 - ALMEIDA, A.T. - Uma Metodologia para Avaliação de Desempenho de Sistema de Telecomunicações Aplicando Teoria de Decisão - Tese de Mestrado. Enaenharia Elétrica. UFPE. 1985

7 - ALMEIDA. A.T.; Sistema de Informação para o Planejamento e Gerenciamento da Operação e Manutenção de Sistemas de Telecomunicações - IX SNPTEE. Grupo IX, GTL.

8- AYRES FILHO, L.G.C. - Abordagem Probabilística para o Controle de Qualidade de Tensão - IV Seminário de Confiabilidade. Rio de Janeiro, Junho 1987.

9- BHAVARAJU. M.P.: BILLINTON, R.: REPPEN, N.D. - Requirements For Composite System Reliability Evaluation Models - IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3 No 1. February 1988. pp 149/157.

10- BILLINTON, R: ALLAN. R. N. - Reliability Evaluation of Power System - Pitman. Boston, Mass., 1984.

11- BILLINTON, R. : ALLAN. R.N. - Reliability Evaluation of Engineering Systems. Concepts and Techniques - Plenum Press, New York, London. 1983.

12- BILLINTON. R., DEBNATH, K.; OPRISAN. M.: CLARK, I. M. - The Canadian National Data Base for Reliability Evaluation and Assesment - II Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação

e Expansão Elétrica. Sao Paulo, agosto. 1989.

13- BILLINGTON, R.; GOEL, L. - Reliability Indices for Use in Generation, Transmission and Distribution Systems - III Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica. IP-05. Belo Horizonte, Maio, 1992.

14- BILLINGTON, R.; KUMAR, S.; CHOWDHURY, N.; CHU, K.; DEBNATH, K.; GOEL, L.; WHAN, E.; KOS, P., NOURBAKHS. G.; OTENG-ADJEJ, J. A Reliability Test System for Educational Purposes - Basic Results, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.5 No1. February 1990. pp 319/325.

15- BILLINGTON, R.; KUMAR, S.; CHOWDHURY, N.; CHU, K.; DEBNATH, K.; GOEL, L.; WHAN, E.; KOS, P., NOURBAKHS. G.; OTENG-ADJEJ, J. A Reliability Test System for Educational Purposes - Basic Data, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 4 . no 3, August 1989. pp 1238/1244.

10- BILLINGTON, R.; OTENG-ADJEI, J. - Utilization or **interruções** Energy Assessment Rates in Generation and Transmission System Planning - IEEE Transactions on Power Systems. Vol 6. No 3. August 1991 pp 1245/1253.

17- BILLINGTON, R.; KHAN, E. - A Security Based Approach to Composite Power System Reliability Evaluation. IEEE Transaction on Power Systems. Vol 7, No 1, February 1992. pp 65/72.

18- BILLINGTON, R.; KHAN, E. - Basic Elements in Reliability Evaluation of Composite Generation and Transmission Systems. II Simpósio de Especialistas em Planejamento de Operação e Expansão Elétrica, IP - 14, Sao Paulo. Agosto 1989.

19- BORGES, W.S. - Modelos Probabilísticos de Confiabilidade
Publicação do IMPA, 1979.

20- BURNS, S.; GROSS, G. - Value of Service Reliability, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, NO. 3. August 1990, pp 835-834.

21 CAMARGO, C.C.6. - Confiabilidade Aplicada a sistemas de Potência Elétrica - Livros Técnicos e Científicos Editora, Fundação do Ensino de Engenharia em Santa Catarina. 1981.

22- CAVALCANTI, T. H. - Especificação Funcional do Sistema de Informações para Estatística de Desempenho, SIED, Nota Técnica Interna DOCQ/DOS/CHESF, Novembro 1992.

23- CAVALCANTI, T. H. - Discriminação Geral do Módulo de Continuidade do Sistema SIED, Nota Técnica Interna DOCQ/DOS/CHESF, Janeiro 1993.

24- CCON - SCOP - STCO - Terminologia para Despacho de Carga, fevereiro, 1989.

- 25- CHATFIELD. C. - Statistics for Technology, Penguin Books. 1970.
- 26- CIPOLI. J.A. ~ Qualidade do Fornecimento e a Situação Brasileira - Eletricidade Moderna, Julho 1989, pp 34/39.
- 27- CONRAD, L.E.; GRIGG, C.H.; FONG, C.C. - Impact of Lightning Performance of Transmission and Distnbuion Lines on Customer Load Point Reliability. CIGRE Paper 2-08. S 38-91, Symposium Montreal 1991.
- 28- CORDEIRO. G.M. - Sistemas Dinâmicos . Publicação da Universidade Federal de Pernanbuco. CCEN - ESTATÍSTICA, 1983.
- 29- CUNHA. S.H.F. - Confiabilidade no Planejamento do Sistema Elétrico Brasileiro, Tese de D.Sc., Universidade Federal do Rio de Janeiro , COPPE . Novembro, 1984.
- 30- DAVENPORT Jr. W.8. - Prooability and Random Process, McGraw-Hill Book Cornpanv, .1970.
- 31- DHILLONN, B.S.: SINGH, C. - Engineeri.no Reliability , John Wiley & Sons , 1981.
- 32- DI SCALA, C. - Organização e Tratamento de Dados: Necessidade de um Padrão Nacional: V Seminário de Confiabilidade. Rio de Janeiro. Agosto. 1992.
- 33- DNAEE, Portaria NQ 0031, de 11 de abril de 1980 Estabelecimento de disposições relativas a apuração de índices de continuidade, referentes a suprimentos de energia elétrica.
- 34- DNAEE. Portaria NQ 046, de 17 de abril de 1978 Estabelecimento das disposições relativas ã continuidade do serviço no fornecimento de energia elétrica.
- 35- DODU. J.C.: MERLIN. A. - New ProPalistic Aproach Taking into Account Reliability and Operation Security in EHV Power System Planninv at EDF, IEEE Trasactions on Power Systems, Vol PWRS -1 , No 3 - August - 1986, pp 175/181.
- 36- DODU. J.C.; VERSEILLE, J.: RAY, C.I.; FARRANT, W.S.; BERTOLDI, 0.,- SCALCINO, S. - Comparing Mathematical Models Used at CEGB. EDF and ENEL to Assess Composite System Adequacy in the Planniny Stage, CIGRE paper 38/102 , 1990 Session August/Septemper.
- 37- ELETROSUL - Base de Dados Para Estudos de ConfiaPilidade em Sistemas de Potência, Etapa de Transmissão. Nota Técnica 001/86.
- 38- ENDRENYI. J. - Reliability Modeling in Eletric Power Systems, John Wiley & Sons, 1980.

- 39- ENDRENYI, J.; ALBRECHT, P. F.; BILLINTON, R.; MARKS, G.F.; REPPEN, N.D.; SALVADERI, L. - Bulk Power System Reliability Assessment - Why and How? IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol PAS - 101 . No 9 - September 1982. pp 3439/3456.
- 40- ENDRENYI, J.; BHAVARAJU, M.P.; CLEMENTS, K.A.; DHIR, K.J.; McCOY, M.F.; MEDICHERIA, K.; REPPEN, N.D.; SALVADERI, L.A.; SHAMIDEH POUR, S.M.; SINGH, C.; STRATTON, J.A. Bulk Power Systems Reliability concepts and Applications. IEEE Transactions on Power Systems. Vol3, No 1, February 1988. pp 109/115.
- 41- EPRI - Bulk Transmission System Component Outage Data Base. EL 1797. Project 1283-1, Final Report. April 1981. Palo Alto. April, 1981.
- 42- EPRI - Cost-Benefit Analysis of Power System Reliability : Determination of Interruption Costs, EL - 6791. Volume 1, Resercli Project 2878-1, Final Report, April 1990.
- 43- ERICSON, U.; HALLMAN, A.; HOOK, A. - Experience of Assessment of the Value of Reliability for the Electricity Supply in Stockholm - CIGRE Paper 7-01, S 38-91, Symposium Montreal 1991.
- 44- FASS, R.; KOGLIN, H. J.; LEBEU, H.; MOIL, G.; NEUMANN, H.; SCHANZLE, J.; SCHWEER, A. H.; WELLSSON, W. H. - The Enhanced Scheme of German Statistic for Pooling Outages in HV and EHV Networks. Cigre paper 5-05. S 38-91, Symposium Montreal. 1991.
- 45- FLORY, J.E.; KEY, T.S.; SMITH, W. M. - The Electric Utility-Industrial User Partnership in Solving Power Quality Problems. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 5, NO. 3. August 1990. pp 878-886.
- 46- FONG, C.C.; BILLINTON, R.; GUNDERSON, R.O.; O'NEIL, P.M.; Bulk System Reliability - Measurements and Indices - IEEE Transactions on Power System, Vol 4, No 3, August 1989 pp.
- 47- FONSECA, D. - Metodologia para Concepção Lógica de Banco de Dados, Tese de Mestrado em Informática. Universidade Federal de Pernambuco. 1981.
- 48- FONTOURA Fo, R.N. (Editor) - Brazilian Power System Reliability - CIGRE Paper 4-07, S 38-91, Symposium Montreal 1991.
- 49- FONTOURA Fo, R.N.; PEREIRA, M.V.F. - Desenvolvimento de um Modelo de Confiabilidade Composta para o Sistema Brasileiro, X SNPTEE. CTBA/GPL/ló, Curitiba 1989.
- 50- FURTADO, R.C.; ALVARENGA Fo, S.; RAMOS, D.S. - Custos de Déficit de Energia - Síntese dos Estudos Realizados, Revista Rede - Julho/ Outubro 1989, pp 35/41.

- 51- GCOI/USP - Relatório de Pesquisa Sobre o Custo de Interrupção no Fornecimento de Energia Elétrica. Março, 1991.
- 52- GCOI/SCEE/CENC - Metodologia de Avaliação de Desempenho do Sistema Elétrico Brasileiro. Relatório SCEL/CENC - 04, 1979.
- 53- GUERTIN, M.8.; ALBRECHT, P.F.; BRAVARAJU, M.P.; BILLITON, R.; JORGENSEN. G.E.; WATAS. A.N.; MASTERS, W.D.; PATTON, A.D.; REPPEN. N.D.; SPENCE, R.P. - Reliability Indices for Use in Bulk Power Supply Adequacy Evaluation - IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol PAS-97 , No 4, July/Aug 1978. pp 1097/1103.
- 54- HAGENMEYER. E. - Operational Objectives and Criteria for Power System Operation . ELECTRA - CIGRE. No 108. October 1986. pp 127/156.
- 55- HILLIER. F.S. ; LIEBERMAN. G.J. - Operations Research. Holden - Day , Inc. 1974.
- 56- KARLIN. S. ; TAYLOR. H.M. - A First Course in Stochastic Process, Academic Press , 1975.
- 57- KHAN. M.E.; BILLINTON. R. - A Hybrid Model for Quantifying Different Operating States of Composite Power Systems - IEEE Transaction on Power Systems . Vol 7, No 1. February 1992, pp 187/193.
- 58- KOGLIN. H. J. : RICHTER. H. J. : WELSSOW. W. H. - Composite Reliability Techniques in EHV Systems. Is There a Need in Case of Highly Meshed Systems?. Cigre paper 1A-02. S 58-91. Symposium Montreal, 1991.
- 59- LEITE DA SILVA, A.M.; ENDRENYI, J. ; WANG, L. - Bulk Power-System Reliability Encompassing Adequacy and Security Evaluation
III Simpósio de Especialistas em Planejamento de Operação e Expansão Elétrica, IP-15, Belo Horizonte, Maio 1992.
- 60- LEITE DA SILVA. A.M.; MELLO, J.C.O. - Improvements in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation. CIGRE Paper 1A -07, S 58 - 91, Symposium Montreal 1991.
- 61- LEREVEREND, B. K. (Editor) - BES Operational Performance Measurement, Cigré paper 5-08. presented by Working Group 59.05, S 38-91, Symposium Montreal.
- 62- LEREVEREND. B. K.; TOWSTEGO, R. P. ~ Update on the Disturbance Performance of Bulk Electricity Systems, Electra, CIGRE. August 1992.
- 63- LEREVEREND, K.; FONG, C. C; LAU, P. C. K.; WINTER. W. H. -

$$\frac{1}{a} \cdot (0 - 1)$$

$$MTTF = \frac{1}{a}$$

Oeste exemplo, pode-se fazer algumas observações sobre a função distribuição exponencial que é usada para modelar o período de vida útil de componentes:

a) A função de distribuição exponencial é a única que possui mortalidade constante:

b) O tempo médio para falha, MTTF, ou tempo médio de vida do componente, representado pelo valor esperado da variável aleatória T com função densidade exponencial, é igual ao inverso do parâmetro a ($MTTF = 1/a$) da distribuição;

c) Durante a vida útil de componentes e para intervalos de tempos iguais, a confiabilidade do componente é a mesma. Esta é uma propriedade da função exponencial, que é dita "sem memória", já que a confiabilidade futura não é afetada pela história passada do componente. Isto é mostrado da seguinte forma: Quer-se calcular a probabilidade do componente sobreviver até o instante $t+dt$, dado que ele sobreviveu até t . Logo:

FUNCAO DENSIDADE EXPONENCIAL

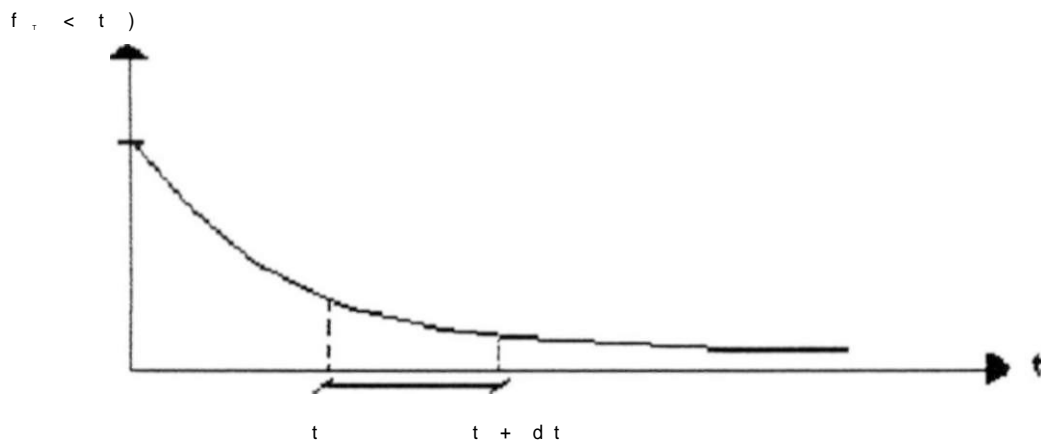


Figura 2.7

$$P(t < T < t+dt | T > t) = \frac{P(t < T < t+dt) \cdot P(T > t)}{P(T > t)} \quad (2.3.13)$$

Trade-off Decisions in Cost and Reliability for Power System Operation. Cigre Paper 39-203, 1990 Session. August/September.

64- MAEZONO. P.K. - Banco de Dados do Grupo de Trabalho de Proteção: Conceitos e Objetivos - V Seminário de Confiabilidade. Rio de Janeiro. Agosto 1992.

65- MAGALHÃES. C. H. N.; SCHILLING, M. Th.; MASSAUD. A. G.; NAVEGA, J. C. - Sistema de Avaliação do Desempenho do Pós-Operação. Índices Propostos. ELETROBRAS. Nota Interna, Rio de Janeiro. Novembro, 1990.

66- MASSAUD. A. G.; HERNANDEZ, J. P. H. G. - Custo de Interrupção de Fornecimento : Metodologia e Resultados da Pesquisa Direta Junto a Consumidores. III Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Artigo SP-17, Belo Horizonte. Maio, 1992.

67- MELLO. J. C. O.; MELO. A. C. G.; OLIVEIRA, G. C.; FONTOURA Fo.. R. N. - Dados Probabilísticos Necessários para Uso do Programa NH-2 - V Seminário de Confiabilidade, Rio de Janeiro. Agosto. 1992.

68- MELO, A.C.G.; MELLO, J.C.O.; ROMERO, S.P.; OLIVEIRA, G.C.; MOROZOWISKI Fo, M.; PEREIRA, M.V.F.; CUNHA, S.H.F.; FONTOURA Fo, R.N. - Reliability Evaluation of Large Scale Composite Power Systems, III Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica. SP-05. Belo Horizonte. Maio 1992.

69- MELO. A.C.G.; PEREIRA. M.V.F.; LEITE DA SILVA, A.M. Frequency and Duration Calculations in Composite Generations and Transmission Reliability Evaluation - IEEE Transaction on Power Systems, Vol 7. No 2. May 1992 , pp 469-476.

70- NITU. P.: NITU, V. - Expert Analysis and Methods of Analysis Applied in Reliability Operations - CIGRÉ Paper 7-03. S 38-91. Symposium Montreal 1991.

71- NUNES. R. A. F.; Curto-Circuito Probabilístico Metodologias e Dados - V Seminário de Confiabilidade, Rio de Janeiro. Agosto. 1992.

72- O'CONNOR. P.D.T. - Practical Reliability Engineering, Heyden & Sons LTD.. London 1981.

73- OLIVEIRA. G.C.; PEREIRA, M.V.F.; CUNHA, S.H.F.; MELO, A.C.G.; ARIENTI, V.L. - Confiabilidade Composta : Métodos Analíticos X Métodos de Monte Carlo. IV Seminário de Confiabilidade. Rio de Janeiro. Junho de 1987.

74- PEREIRA. M.V.F.; MACEIRA. M.E.P.; OLIVEIRA, G.C.; PINTO, L.M.V.G. - Combining Analytical Models and Monte Carlo

Techniques in Probabilistic on Power Svstem - Vol 7 , No 1.
February. 1992. pp 265/272.

75- PETTERSON. L.; The VATTENFALL Statistical System - V
Seminário de Confiabilidade, Rio de Janeiro, Agosto. 1992.

76- RAMOS, D.S.; HONDA. 1. - O Histórico da CESP no
Desenvolvimento e Utilização Efetiva de Programas e Métodos
Probabilísticos. IV Seminário de Confiabilidade. Rio de
Janeiro, Junho de 1987.

77- RAMOS. D.S.; MOROZOWSKI Fo, M.; SCHILLING. M. Th.
Confiabilidade Integrada ao Planejamento de Sistemas Elétricos.
Potencialidades e Experiência de Aplicação. VII SNTPEE
SP/GPL/21 - Maio de 1986.

78- RAMOS. D.S.; PEREIRA. M.V.F.; MOROZOWISKI Fo. M.; FONTOURA
Fo, R.N.; McCOY, M.F.; BALU, N.J. - Imporcant Factors
Influencing Power Systems Composite Reliability - An Analysis on
Brazilian and US Cases, CIGRÊ paper 38-101, 1990 Session.
August/September.

79- REZENDE, I. (Editor, Cigre Brasil) - Desempenno dos
Sistemas Interligados Brasileiros - IV Seminário de
Confiabilidade. Rio de Janeiro. Junho, 1987.

80- RYAN JR.. T. A.; JOINER. B. L.; RYAN. B. F. - MINITAB Student
Handbook, Duxbury Press, 1976.

81- SALVADERI, L. - Methodologies for Composite System
Reliability Evaluation, CIGRE WG 38.03, TF 06. DRAFT 4, Roma.
May 1986.

82- SALVADERI. L - Reliability Indices for Composite System
Reliability Evaluation, CIGRE IMG 33.03, TF 06, Roma, May 1986.

83- SALVADERI, L.; ALLAN. R.; BILLINTON. R.; ENDRENYI. J.; Mc
GILLIS, D.; LAUBY, M.; MANNING, P.; RINGLEE, R.- State of the
Art of Composite-System Reliability Evoluation, CIGRE paper 38-
104, 1990 Session, August/September.

84- SCHILLING, M.T. - Aspectos da Confiabilidade de Sistemas
Eletroenergeticos , Tese de D.Sc , Universidade Federal do Rio de
Janeiro, COPPE - Dezembro 1985.

85- SCHILLING, M.Th.; BILLINGTON, R.; LEITE DA SILVA, A.M.; EL™
WADY, M.A. - Bibliography on Composite System Reliability (1964
- 1988), IEEE Transactions on PWRs. Vol 4 No 3 , August 1989.
pp 1122/1132.

86- SCHILLING, M. Th. ; FONTOURA Fo, R.N.; PRAÇA, J.CG.;
ESMERALDO, J.P.V. - Aplicação Prática de Critérios
Probabilísticos - X SNTPEE, Grupo VII, CTBA/CPL/14, Curitiba

1989.

87-- SCHILLING. M.Th.; LEITE DA SILVA. A.M.; BILLINGTON, R.; EL-KADY. M.A. - Bibliography on Power System Probabilistic Analysis (1962-1988) , IEEE Transactions on Power Systems. Vol 5 . No 1 February 1990, pp 1/11.

88- SCHILLING, M.Th.; MASSAUD. A.G.; MAGALHÃES, C.H.N., NAVEGA, J.C. - Índices de Desempenho de Sistemas Eletroenergeticos Conceituacão. Nota Técnica Interna. Eletrobras. 01/90 DVAS/DEPO.

89- SCHILLING, M.Th.; SILVA, A.M.L.; COUTO Fo. M.B.; Aspectos Metodológicos da Analise de Confiabilidade de Sistemas de Potencia. 8o Congresso Brasileiro de Automática - Setembro 1990 - Belém do Para.

90- SIESE - Sistema de Informações do Setor de Energia Elétrica, MINFRA/DNAEE/ELETROBRAS

91-- SILVA. E. L.; MOROZOWSKI Fo. M.; NAHAS. E. T.; YAGI. S. Base de Dados Para Estudos de Confiabilidade. V Seminário de Confiabilidade. Rio de Janeiro. Agosto. 1992.

92- SILVA, E. L.; RAMOS, D. S.; PIRES, M. W. - Base de Dados para Estudos de Confiabilidade. Levantamento das Principais Dificuldades Encontradas no Brsii. 3o ERLAC, Foz do Iguaçu, 1989.

93- SILVA. M.V.O. - Comparação entre o Método de Monte Carlo e o de Análise Exaustiva na Simulação de Confiabilidade de Sistemas de Transmissão. IV Seminário de Confiabilidade. Rio de Janeiro. Junho de 1987.

94- SOUZA. F.M.C. - Modelos Gerencias - Nota Interna publicada pela Pró-Reitoria de Planejamento da Universidade Federal de Pernambuco. 1990.

95- TRAN. T.S. - Further Analysis of Disturbance Performance on Bulk Electricity Systems - ELECTRA CIGRE No 116, pp 51/60.

96- TSAI. D. T.; LEREVEREND. B. K.; FONG. C. C. - Evaluation of Probability Distributions for Delivery-point Reliability Assesment. Cigre paper 5-10. S 38-91, Symposium Montreal. 1991.

97- VIEIRA FQ, X.; COURI, J.J.G.; CHIPP, H.J., HIROTA, M.; NERY, E.T. - Determination of Security and Quality Level in Operational Planning Studies and Interaction with Real Time Operation, CIGRE Paper 39-02. 1988 Session.

98- VOROPAI, N. I.; KUCHEROV, Yu. N.; ROZANOV, M.N.. RUDENKO, Yu. N. - Methodology for Reability and Security Studies in Development Management of the USSR Unified Power System - CIGRE

Paper 1A-04, S38-91. Symposium Montreal 1991.

99- WILKINSON. L.; FVANTON. I. - SYSTAT. the System for-
Statistics, SYSTAT, Inc.. 1985.

100- WINTER. W.H.; LEREVEREND. G.K.; MAMANI.E; TURNER.K. - Power
System Performance and Reactive Scheduling - CIGRE Paper 39-
18. 1988 Session. August/September. Paris.

101- WINTER, W. H.; LEREVEREND, G. K. - Disturbance Performance
for Bulk Electricity System. Cigre paper presented in the name of
SC-39. WG 05. 1986 Session . August/September, Paris.

102- WINTER. W. H.; LEREVEREND, G. K.; CLODSVENSSON. H. H.; DIU.
A. M.; HOLEN, A. T.; TRAN, T. S. - Measurement System for Control
Aids. Paper prepared by SC 39. WG 05. January, 1987.

103- WORKING GROUP 37.08 - CIGRE - Adequacy and Security of
Power Systems at the Planning Stage : Main Concepts and Issues
- Paper presented in the name of SC 37, 1A-05. S 38-91 Symposium
Montreal 1991.

104- WORKING GROUP 37.08 - CIGRE ~ Adequacy and Security of
Power Systems at the Planning Stage : Present Planning Practice
Paper presented in the name of SC37. 1A-06, S38-91 Symposium
Montreal 1991.

$$P (t < T < t+dt)$$

$$P (T > t)$$

mas :

$$i) P (t < T < t+dt) = \int_t^{t+dt} a e^{-at} dt$$

$$= a e^{-at} dt$$

$$= e^{-at} - e^{-a(t+dt)}$$

$$ii) P (T > t) = e^{-at}$$

logo:

$$e^{-at} - e^{-a(t+dt)}$$

$$P (t < T < t+dt | T > t) = \frac{e^{-at} - e^{-a(t+dt)}}{e^{-at}}$$

$$P (t < T < t+dt | T > t) = 1 - e^{-adt} \quad (2.3.15)$$

Assim verifica-se que a probabilidade de falha em qualquer intervalo constante dt é independente do tempo anterior em operação e depende apenas ao cumprimento do intervalo, dt .

2.4 - SISTEMAS REPARÁVEIS

Neste caso, os sistemas são modelados probabilisticamente através de processos estocásticos. As variáveis de interesse são os números de falhas e o tempo entre as falhas. A teoria dos processos estocásticos preocupa-se em investigar a estrutura de famílias de variáveis aleatórias X_t , onde $t \in T$ é um parâmetro variando sobre um determinado conjunto de índices T . Algumas vezes, quando não há ambigüidade escreve-se $X(t)$ em vez de X_t , KARLIN & TAYLOR [56].

Uma realização ou função amostrai de um processo estocástico. $(X_t, t \in T)$, é uma atribuição, para cada $t \in T$, de um possível valor de X . O conjunto índice t pode corresponder a unidades discretas de tempo $T = \{0, 1, 2, \dots\}$, ou continua $T = [0, \infty)$. e $\{X_t\}$ pode representar, por exemplo, as saídas de sucessivos experimentos como o resultado de uma jogada de uma moeda, ou o número de falhas que ocorrem num determinado período de tempo para um sistema reparavel, etc.

UMA POSSÍVEL REALIZAÇÃO DE UM PROCESSO ESTOCASTICO

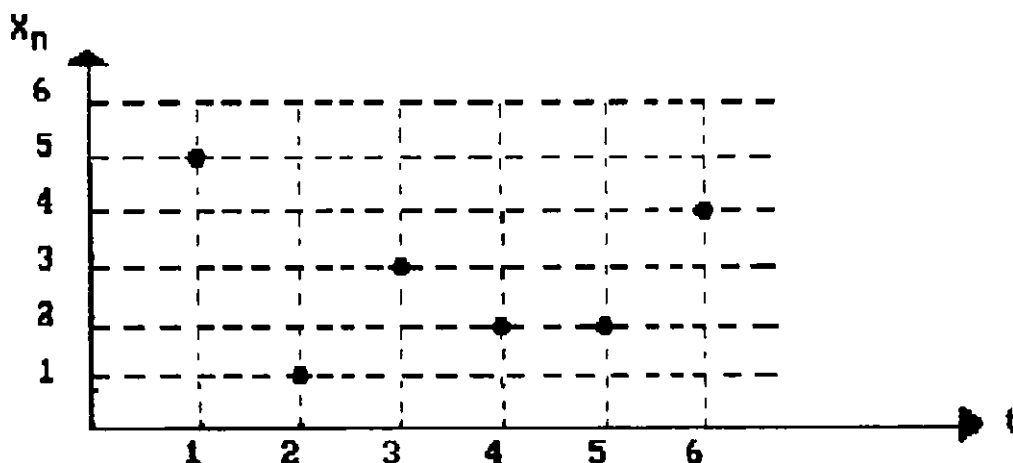


Figura 2.8

Os principais elementos que distinguem processos estocásticos estão na natureza do espaço de estados que pode ser discreto ou contínuo, na natureza de conjunto de índices, que também pode ser contínuo ou discreto e na dependência das variáveis aleatórias X_t .

Diz-se que um processo estocástico está bem definido se o espaço de estados, o parâmetro de índices e a função de distribuição conjunta de toda família finita $X_{t_1}, X_{t_2}, \dots, X_{t_n}$ de variáveis aleatórias são determinadas.

Os valores de X_t podem ser unidimensionais, bidimensionais ou multidimensionais. Neste estudo interessai-se-á apenas pelo caso unidimensional. No caso em que X_n é a saída da n -ésima jogada de um dado, os possíveis valores estão contidos no conjunto $\{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$ e uma realização típica do processo seria $5, 1, 3, 2, 2, 4, 1, 6, 3, 6, \dots$. Isto é mostrado na figura 2.8 onde a ordenada para $t = n$ é o valor X_n . Neste exemplo, as variáveis aleatórias X_n são mutuamente independentes, o que não ocorre em geral para outros exemplos de processos estocásticos.

2.4.1 - A FUNÇÃO TAXA DE FALHAS $Z(t)$

Para sistemas que são reparáveis quando falham, a confiabilidade é a probabilidade de que não ocorra falha no período de tempo de interesse, quando mais de uma falha podem ocorrer.

A situação acima pode ser expressa pela taxa de falhas $Z(t)$, ou função taxa de falhas, que representa a probabilidade instantânea de falha por unidade de tempo, quando várias falhas podem ocorrer num tempo contínuo, O'CONNOR [72].

Formalmente, define-se

$$Z(t) = \lim_{dt \rightarrow 0} \frac{P\{\text{falha em } (t, t+dt)\}}{dt} \quad (2.4.1)$$

assim o valor $Z(t) dt$ exprime a probabilidade não condicionada de falha no intervalo $(t, t+dt)$. Observe que quando mais de uma falha pode ocorrer, o tempo de referência para a "vida" é medido após a última falha/reparo. A definição acima para $Z(t)$ é uma generalização para o caso reparável, dos conceitos de função mortalidade e função densidade de falha, ou de tempo de vida, usados na modelagem de sistemas não reparáveis.

Ainda, pode-se também definir $Z(t)$ da seguinte forma:

$$Z(t) = \frac{d E\{N(t)\}}{dt} \quad (2.4.2)$$

onde $N(t)$ é um processo estocástico que descreve o número de eventos, falhas, ocorridos até o instante t . Mostra-se também que $Z(t)$ é o inverso do valor esperado da distribuição dos tempos entre eventos

$$Z(t) = \frac{1}{E\{T_k\}} \quad (2.4.3)$$


onde T_k é a variável aleatória que define o tempo entre eventos sucessivos.

2.4.2 O MODELO DE FALHAS COM O TEMPO SISTEMAS REPARÁVEIS

As taxas de falhas de sistemas reparáveis podem também variar com o tempo e pode-se tirar conclusões importantes destas tendências, O'CONNOR [72].

Uma taxa de falha constante no tempo é indicativa de falhas induzidas externamente, como a situação de mortalidade constante para itens ou componentes não reparáveis. É uma característica de sistemas complexos sujeitos a reparos e revisão, onde componentes diferentes exibem diferentes idades devido a reparo ou troca. Neste caso as falhas ocorrem como se não houvesse nenhum elemento de causalidade e o fenômeno é aleatório puro, e são chamadas de falhas casuais. O Processo de Poisson Homogêneo é o único a apresentar taxa de falha constante.

Sistemas reparáveis podem apresentar uma taxa de falha decrescente quando a confiabilidade é melhorada por reparo progressivo nas partes que falham relativamente cedo e são trocadas por boas. Burn-in é aplicado a sistemas eletrônicos.

Uma taxa de falha crescente ocorre em sistemas reparáveis quando modos de falha de wear out predominam nas partes. O Processo de Poisson não Homogêneo constitui um bom modelo para expressar sistemas em estado de degeneração. O modelo de falhas com o tempo para sistemas reparáveis pode também ser ilustrado pelo uso da curva da banheira, como  mostrado na figura 2.2. acima.

As referências BILLINTON & ALLAN [11] e DHILLÜNN & SINGH [31] distinguem curvas para sistemas elétricos e mecânicos conforme as características mostradas na tabela 2.2 abaixo.

Também, é importante notar que na verdade existem duas curvas da banheira: uma associada a função mortalidade de sistemas não reparáveis e outra a função taxa de falhas de sistemas reparáveis.

Tabela 2.2 - CURVAS PARA DIFERENTES TIPOS DE SISTEMAS

SISTEMA \ TEMPO	MORTALIDADE	VIDA	ENVELHECIMENTO
	INFANTIL	ÚTIL	
ELÉTRICO	Período reduzido quase instantâneo	Longa $Z(t) =$ constante	Período reduzido quase instantâneo
MECÂNICO	Período prolongado	Curto $Z(t) =$ ligeiramente crescente	Período curto c/ crescimento acentuado

2.4.3 - SISTEMAS REPARÁVEIS REPARU IDEAL

O modelo de reparo ideal é aquele em que o tempo de reparo é considerado nulo, e, também o reparo é dito perfeito, isto é, o sistema (ou componente) é assumido estar novo após cada reparo (good - as - new - model). Uma aplicação prática de reparo ideal é a situação onde os componentes são trocados por novos quando falham e esta troca dura um tempo desprezível. Neste caso o processo estocástico usado para modelar esta situação é chamado processo de renovação.

O PROCESSO DE RENOVAÇÃO

Um processo de renovação (de contagem) $\{N(t), t > 0\}$ é um processo estocástico de valores inteiros positivos que registra as sucessivas ocorrências de um evento durante um intervalo de tempo $(0, t]$, onde os tempos (de duração) entre eventos consecutivos são variáveis aleatórias positivas, independentes e identicamente distribuídas (v.a.'s i.i.d.). Seja $\{T^k, k=1, \dots\}$ sucessivos tempos entre ocorrências (que geralmente representa a duração de vida de um componente sendo sucessivamente posto em serviço) de maneira que T^i é o tempo passado do evento de número $(i-1)$ até o evento i . Tem-se

$$F(t) = P\{T_k < t\}, k = 1, 2, 3, \dots \quad (2.4.4)$$

a função distribuição de probabilidade de $\{T_n\}$. Uma premissa básica de um processo de renovação é que $F(0)=0$, significando que T^k são v.a.'s positivas. Define-se:

$$S_n = T^1 + T^2 + \dots + T^n \quad (2.4.5)$$

onde $n > 1$ e $S_0 = 0$ por convenção, como o tempo de espera até a ocorrência do n -ésimo evento. Note que :

$$N(t) = \text{numero de índices } n \text{ para os quais } 0 < S_n \leq t \quad (2.4.6)$$

É prática comum que o processo de contagem $\{N(t), t > 0\}$ e o processo de soma parcial associado $\{S_n, n \geq 1\}$ sejam ambos chamados de processo de renovação sem resultar em nenhuma confusão. Abaixo vê-se a relação entre os processos envolvidos.

Formalmente:

$$N_t = n \text{ para } S_n \leq t < S_{n+1}, n = 0, 1, 2, \dots \quad (2.4.7)$$

REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DE UM PROCESSO DE RENOVACÃO

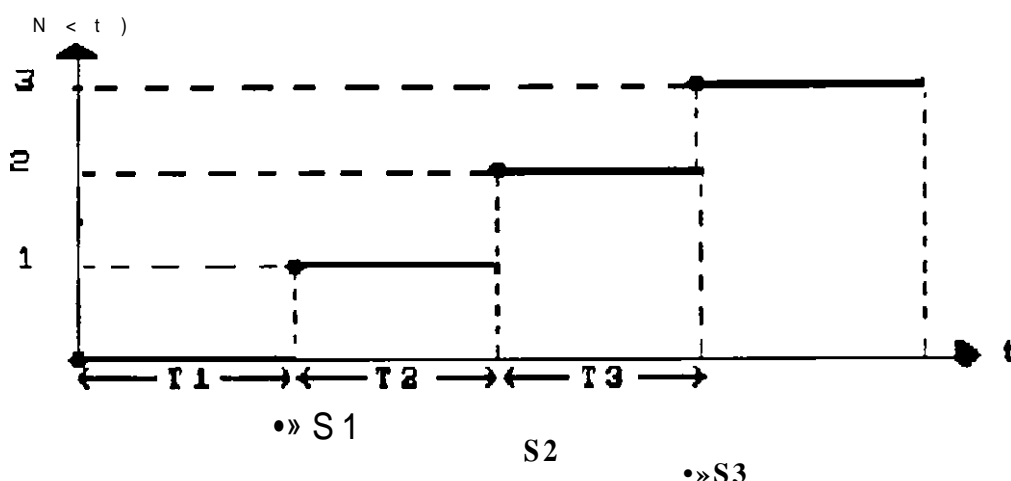


Figura 2.9

O principal objetivo da teoria de renovação é extrair propriedades de certas v.a.s associadas a $\{N(t)\}$ e $\{S_n\}$ do conhecimento da distribuição F do tempo entre ocorrências. Por exemplo, é de significância computar-se o número esperado de renovações, falhas, no intervalo $(0, t]$:

$E[N(t)] = M(t)$ é a função de renovação ou ainda a densidade de renovação, $m(t)$, definida como sendo:

$$m(t) = \lim_{h \rightarrow 0} \frac{E[N_{t, t+h}] - N(t)}{h} = \frac{dM(t)}{dt}$$

que escolhendo h pequeno o suficiente de maneira que a ocorrência de duas ou mais renovações durante h seja desprezível, $m(t)$ torna-se também a densidade de probabilidade de renovações:

$$m(t) = \lim_{h \rightarrow 0} \frac{P[\text{uma renovação em } (t, t+h)]}{h}$$

Observa-se que quando o fenômeno de interesse é falhas, $m(t)$ torna-se $f(t)$.

Em princípio, a função de distribuição de probabilidade de $T_0 + \dots + T_n$ (soma de n variáveis aleatórias independentes e identicamente distribuídas) pode ser calculada pela fórmula da convolução

$$P\{S_n < x\} = F_n(x), \text{ onde} \quad (2.4.8)$$

$F^{\wedge}(x) = \int_0^x f_1(x) dx = F(x)$ é conhecida i por hipótese; e

$F_n(x) = \int_0^x f_n(x) dx$ e

$$f_n(x) = \int_0^{x-y} f_{n-1}(x-y) f_1(y) dy \quad (2.4.9)$$

Fórmula da Convolução para
Soma de V.A.'s

Û PROCESSO POISSON HOMOGENEO VISTO COMO PROCESSO DE RENOVACÃO

O processo de Poisson com parâmetro λ é um processo de renovação cujos tempos entre ocorrências têm distribuição exponencial, DAVENPORT [30],

$$F_y(t) = 1 - e^{-\lambda t}, \quad t > 0.$$

Um processo estocástico $\{N(t), t \geq 0\}$ com $\{T = [0, \infty)\}$ é dito processo de Poisson se a função amostral de N_t conta o número de vezes em que um certo evento ocorreu no intervalo de 0 (zero) à t . Logo, cada possível realização N_t é representada por uma função não decrescente em degrau, conforme figura abaixo:

PROCESSO DE POISSON

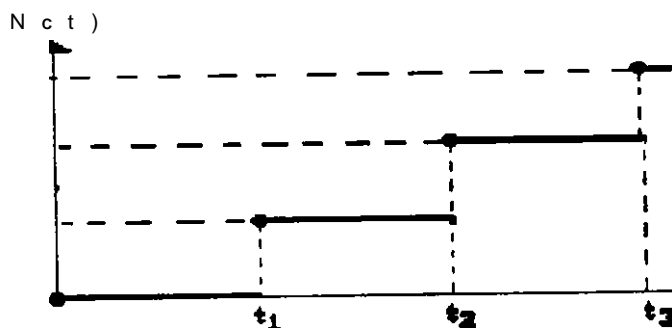


Figura 2.10

A figura acima mostra uma realização onde o evento ocorreu primeiramente em $t = t_1$, depois em $t = t_2$ e em $t = t_3$. Obviamente o número de ocorrências de eventos aumenta em degraus unitários e $N_0 = 0$.

São os seguintes os postulados que caracterizam um processo de Poisson:

a) Suponha que $t_0 < t_1 < \dots < t_n$; então os incrementos $N_{t_n} - N_{t_{n-1}}$ são v.a.'s mutuamente independentes. Um processo estocástico com esta propriedade é dito ser um processo com incrementos independentes, e expressa o fato de que mudanças de N , sobre intervalos de tempo que não se sobrepõem (overlapping), são v.a.'s independentes;

b) As distribuições de probabilidade de $N(t) = N+i$, $t_2 > t_1$, dependem apenas de $t_2 - t_1$, e não, por exemplo, de t_2 ;

c) A probabilidade de pelo menos um evento ocorrendo num período de tempo h é dada por:

$$p(h) = \lambda h + o(h) \quad \text{para } h \rightarrow 0 \quad \text{e } \lambda > 0$$

Observação: $g(t) = o(t)$, $t \rightarrow 0$ e a maneira normal de se expressar a relação:

$$\lim_{t \rightarrow 0} \frac{g(t)}{t} = 0$$

d) A probabilidade de dois ou mais eventos ocorrerem no período h é $o(h)$.

O postulado d) indica que se exclui a possibilidade de dois ou mais eventos simultaneamente.

Pode-se agora chegar a equação que define o PPH.

Seja $P_n(t)$ a probabilidade de que exatamente n eventos ocorra no tempo t , isto é:

$$P_n(t) = P \{ N_t = n \}, \quad n = 0, 1, 2, \dots \quad (2.4.10)$$

Assim o postulado d) pode ser escrito da seguinte forma:

$$\sum_{n=2}^{\infty} P_n(h) = o(h) \quad (2.4.11)$$

e logicamente:

$$P_0(h) = P_1(h) + P_2(h) + \dots \quad (2.4.12)$$

Por causa da hipótese de independência, têm-se:

$$P_0(t+h) = P_0(t) P_0(h) + P_1(t) (1 - P_0(h)) + P_0(t) P_1(h)$$

logo:

$$P_0(t+h) - P_0(t) = -\lambda P_0(t) + \lambda P_0(t) p(h)$$

que com base no postulado c), sabe-se que $p(h)/h \rightarrow \lambda$ - Logo, a probabilidade $P_0(t)$ de que o evento não ocorra no período $[0, t]$ satisfaz a equação diferencial

$$\dot{P}_0(t) = -\lambda P_0(t) \quad (2.4.13)$$

cuja solução é $P_0(t) = C \cdot e^{-\lambda t}$. A constante C é determinada pela condição inicial $P_0(0) = 1$, que implica em $C=1$. Logo

$$P_0(t) = e^{-\lambda t}$$

Calcular-se-á agora $P_n(t)$ para todo n. É fácil ver que:

$$P_n(t+h) = P_n(t)P_0(h) + \sum_{i=2}^n P_{n-i}(t)P_i(h) + \sum_{i=1}^n P_{n-i}(t)P_i(h) \quad (2.4.14)$$

Pela definição $P_0(h) = 1 - p(h)$.

As exigências do postulado (d) implicam que:

$$P_i(h) = p(h) + o(h)$$

e

$$\sum_{i=2}^n P_{n-i}(t)P_i(h) < \sum_{i=2}^n P_i(h) = o(h)$$

desde que, obviamente $P_n(t) = 1$. Logo, pode-se rearrumar a equação inicial da seguinte forma:

$$\begin{aligned} P_n(t+h) - P_n(t) &= P_n(t)[P_0(h) - 1] + \sum_{i=1}^n P_{n-i}(t)P_i(h) + \sum_{i=2}^n P_{n-i}(t)P_i(h) \\ &= -P_n(t)p(h) + \sum_{i=1}^n P_{n-i}(t)P_i(h) + \sum_{i=2}^n P_{n-i}(t)P_i(h) \\ &= -3P_n(t) \cdot h + 3P_{n-1}(t) \cdot h + o(h) \end{aligned}$$

logo:

$$P_n(t+h) - P_n(t) \rightarrow -3P_n(t) + 3P_{n-1}(t) \quad (2.4.15)$$

quando $h \rightarrow 0$

que formalmente:

$$I \quad P_n'(t) = -\beta P_n(t) + \beta P_{n-1}(t) \quad (2.4.16)$$

sujeito as condições iniciais:

$$I \quad P_n'(0) = 0, \quad n = 1, 2, \dots$$

Para resolver o sistema acima, introduz-se as funções:

$$Q_n(t) = P_n(t) e^{+\beta t} \quad , \quad n = 0, 1, 2, \dots \quad (2.4.17)$$

que substituindo acima encontra-se :

$$Q_n'(t) = -\beta Q_{n-1}(t) \quad , \quad n = 1, 2, \dots$$

onde $Q_0(t) = 1$ e as condições iniciais são $Q_n(0) = 0 \quad . \quad n = 1, 2, \dots$

Resolvendo recursivamente tem-se :

$$Q_1(t) = \beta t \quad \text{ou} \quad Q_1(t) = (\beta t + c) \quad \rightarrow \quad Q_1(t) = \beta t$$

$$Q_2(t) = \frac{\beta^2 t^2}{2} + c \quad \rightarrow \quad Q_2(t) = \frac{\beta^2 t^2}{2}$$

$$\rightarrow Q_n(t) = \frac{\beta^n t^n}{n!}$$

logo:

$$P(t) = \frac{(\beta t)^n \cdot e^{-\beta t}}{n!} \quad (2.4.18)$$

em outras palavras para cada t , N_t segue uma distribuição de Poisson com parâmetro βt . Em particular, o número médio de ocorrência é βt , para um dado t .

PROPRIEDADES DO PROCESSO DE POISSON

i) Os tempos de espera (ou tempos entre ocorrências) são independentes e identicamente distribuídos e seguem uma distribuição exponencial com parâmetro G .

$$F_T(t) = P \{ T_k < t \} = 1 - e^{-\beta t} \quad (2.4.19)$$

ii) O tempo de espera até a ocorrência do n -ésimo evento. S_n e

distribuído por uma função gama de parâmetro β e n .

$$X_n = X_1 + X_2 + \dots + X_n$$

e a soma de n v.a.'s i.i.d., $f(x) = f^n(x) = \beta^n e^{-\beta x}$ logo, pela regra da convolução

$$f_n(x) = \int_0^x f_{n-1}(y) f_1(x-y) dy$$

$$f_2(t) = \int_0^t \beta e^{-\beta y} \beta e^{-\beta(t-y)} dy = \beta^2 t e^{-\beta t}$$

$$f_3(t) = \int_0^t \beta^2 y e^{-\beta y} \beta e^{-\beta(t-y)} dy = \beta^3 t^2 e^{-\beta t}$$

$$f_n(t) = \frac{\beta^n t^{n-1}}{(n-1)!} e^{-\beta t} \quad (2.4.20)$$

iii) A função de renovação $M(t)$ é dada por:

$$M(t) = E[N(t)]$$

$$\text{mas } P\{N(t) = k\} = \frac{(\beta t)^k e^{-\beta t}}{k!} \quad k = 0, 1, \dots$$

$$\text{logo } M(t) = \beta t. \quad (2.4.21)$$

iv) A taxa de falhas, ou taxa de ocorrência de eventos é dada por

$$Z(t) = \frac{dE(N(t))}{dt} = \frac{dM(t)}{dt} = \frac{d}{dt}(\beta t) = \beta$$

$$Z(t) = \beta \quad \leftarrow \text{é constante.} \quad (2.4.22)$$

v) A relação entre o processo N_t (contador) e o de soma parcial S_n é dado por

$$N(t) > n \iff t > S_n$$

$$\text{logo } P[N(t) > n] = P\{S_n < t\} \\ P\{N(t) > n\} = F_{S_n}(t), \quad t > 0 \\ n = 0, 1, 2, \dots \quad (2.4.23)$$

onde $N(t.)$ é distribuído por uma poisson de parâmetro λ e F_{s_n} por uma gama de parâmetros K e β .

vi) Densidade de probabilidade f da sequência de eventos que ocorrem até os instantes $t_1 < t_2 < \dots < t_n$ no intervalo $(0, t_0]$

$$f = (\lambda e^{-\lambda t_1}) (3 e^{-\lambda(t_2 - t_1)}) \dots (f_j e^{-\lambda(t_j - t_{j-1})}) \dots (f_n e^{-\lambda(t_0 - t_n)}) > >$$

$$= p^n e^{-\lambda t_0} \quad (2-4.25)$$

que representa a função de verossimilhança do PPH.

vii) Um estimador natural para $Z(t)$ é dado por

$$Z(t) = \frac{N(t) - \int_0^t f dt}{dt} \quad (2.4.26)$$

2.4.4 - SISTEMAS REPARÁVEIS - REPARO NORMAL

Neste modelo o tempo de reparo não é mais considerado como desprezível e passa a ser tratado também como uma variável aleatória. Desta forma o processo pode ser visto como uma seqüência de períodos de tempos alternados em que o sistema está em operação ou reparo, passando de um estado a outro através de transições. Ainda, neste caso, assume-se que o reparo é ideal (good - as - new model). Uma possível realização deste processo pode ser visto na figura 2.11 abaixo:

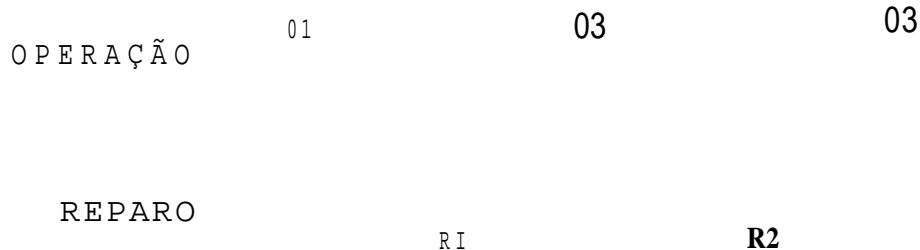


Figura 2.11

O processo estocástico usado para modelar esta situação é o chamado processo de Markov. O enfoque de Markov pode ser aplicado ao comportamento aleatório de sistemas que variam discretamente ou continuamente em relação ao tempo (parâmetro de índices) e ao espaço (espaço de estados). Para isto o sistema, deve ser caracterizado pelo que se denomina "perda de memória", isto é, os estados futuros são independentes dos passados. Excetuam-se apenas o imediatamente precedente, de quem depende.

Os problemas de confiabilidade são normalmente associados a sistemas com espaço de estado discreto e tempo contínuo. Os modelos de Markov, da mesma forma que qualquer processo estocástico, tanto o espaço (espaço de estado J) como o tempo podem ser contínuo ou discreto. Desta forma existem quatro tipos de processos de Markov. No caso particular em que o espaço de estado é discreto, o processo é denominado de cadeia. A tabela da página seguinte ilustra as denominações habituais. Há, entretanto, alguns autores que não seguem esta classificação.

A grosso modo, um processo de Markov é um processo estocástico com a propriedade de que, dado o valor de X_n , os valores de X_s , $s > t$, não dependem dos valores de X_n , $n < t$; isto é, a probabilidade de qualquer comportamento futuro do processo, quando seu estado presente é exatamente conhecido, não é alterada por um conhecimento adicional do seu conhecimento passado.

Tabela 2.3 - PROCESSOS DE MARKOV

		ESPAÇO DE ESTADOS	
		DISCRETO	CONTINUO
P A R A M E T R O t	DISCRETO	Cadeia de Markov a parâmetro discreto	Processo de Markov a parâmetro discreto
	CONTINUO	Cadeia de Markov a parâmetro contínuo	Processo de Markov a parâmetro contínuo

Em termos formais, um processo é dito markoviano se

$$P \{ a < X_{t_1} < b \mid I_{t_1} \} = P \{ a < X_{t_2} < b \mid I_{t_2} \} \quad (2.4.26)$$

sempre que $t_1 < t_2 < \dots < t_n < t$.

Seja A um intervalo da reta real. A função

$$P(x, s : t, A) = P \{ X_t \in A \mid X_s = x \} \quad t > s \quad (2.4.27)$$

é chamada de função de transição de probabilidade e é usada para o estudo da estrutura dos processos de Markov.

No caso de uma cadeia de Markov a parâmetro de tempo contínuo, lida-se com uma família de variáveis aleatórias $\{ X(t), 0 < t < \infty \}$ cujo espaço de estado é um conjunto finito ou contável. Neste caso, a função de transição de probabilidade para $t > 0$, é dada por:

$$P_{ij}(t) = P \{ X(t+h) = j \mid X(t) = i \} \quad i, j = 0, 1, 2, \dots \quad t > 0 \quad (2.4.28)$$

Se esta probabilidade condicional independe do instante de tempo t em que for calculada, dependendo apenas do intervalo h, a cadeia de Markov é dita homogênea, ou com probabilidade de transição estacionária.

No caso de uma cadeia de Markov a dois estados, tem-se um caso particular do chamado processo de renovação alternado, que é um processo de renovação onde as ocorrências verificam-se de modo sequencial e revezado e, como exemplo, pode-se citar o caso de um sistema que experimenta situações alternadas de operação e falha. HILLIER & LIEBERMANN [55].

As relações abaixo, conforme descrito em ENDRENY [38], servem para descrever o processo:

Quando $h \rightarrow 0$, as probabilidades de transição numa cadeia de Markov homogênea podem ser escritas da seguinte forma:

$$P [X(t+h)=j \mid X(t)=i] = P_{ij}(h) \approx q_{ij}h \quad (2.4.29)$$

$$P [X(t+h)=i \mid X(t)=i] = P_{ii}(h) \approx 1 - q_i h \quad (2.4.30)$$

onde as quantidades q^j e q^i , são denominadas de intensidade de transição, que, de acordo com as equações acima, podem ser

escritas da seguinte forma:

$$q_{ij} = \lim_{h \rightarrow 0} \frac{P_{ij}(h) - P_{ii}(h)}{h} \quad i \neq j \quad (2.4.31)$$

$$q_i = \lim_{h \rightarrow 0} \frac{1 - P_{ii}(h)}{h} \quad (2.4.32)$$

estas intensidades são constantes nos processos homogêneos.

As seguintes relações são verdadeiras, para um sistema que está num estado i em dado momento, e pode efetuar uma transição para um estado j , num intervalo de tempo h .

TRANSIÇÕES ENVOLVENDO UM ESTADO i

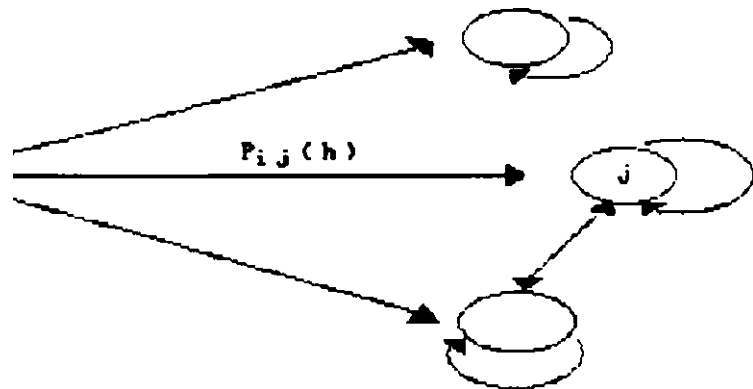


Figura 2.12

$$P_{ii}(h) + \sum_{j \neq i} P_{ij}(h) = 1$$

logo.

$$\lim_{h \rightarrow 0} \frac{1 - P_{ii}(h)}{h} = \lim_{h \rightarrow 0} \frac{1 - (1 - \sum_{j \neq i} P_{ij}(h))}{h} \quad (2.4.33)$$

$$\lim_{h \rightarrow 0} \sum_{j \neq i} P_{ij}(h)$$

Define-se a matriz estocástica de probabilidade de transição

como sendo a matriz $P(h)$, formada pelos elementos $P_{ij}(h)$.

Assim:

$$P(h) = [P_{ij}(h)]$$

$P(h)$ é uma matriz quadrada, com elementos não negativos e cuja soma dos elementos de cada linha é igual a 1.

Define-se a matriz de intensidade de transição, como sendo a matriz formada pelas taxas (intensidades) de transição de um estado para outro.

Assim, têm-se

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{bmatrix}$$

onde A é quadrada, e os elementos de suas linhas somam zero.

As matrizes $P(h)$ e A se relacionam da seguinte forma:

$$A = \lim_{h \rightarrow 0} \frac{P(h) - I}{h}$$

onde I é a matriz identidade

As probabilidades não condicionais de estado, que formam a distribuição não condicional de $X(t)$, podem ser computados da seguinte maneira: Seja $P_i(t)$, ser denotada por $P_i(t)$. Se as probabilidades de estado são conhecidas no instante t , no instante $t+h$ elas podem ser obtidas pelas equações abaixo:

$$P_i(t+h) = P_i(t)P_{ii}(h) + \sum_{j \neq i} P_j(t)P_{ji}(h) \quad (2.4.34)$$

ou na forma matricial:

$$P(t+h) = P(t)P(h)$$

onde $P(t+h) = [P_{ij}(t+h)]$ e $P(t) = [P_{ij}(t)]$ são vetores linha e $P(h)$ é a matriz transição de probabilidade. As equações acima podem então ser escritas da seguinte forma:

$$P_j(t+dt) \approx P_j(t) (1 - \sum_{j \neq i} q_{ji} dt) + \sum_{j \neq i} P_j(t) q_{ji} dt \quad (2.4.35)$$

que rearrumando tem-se:

$$P_i(t+h) - P_i(t) = -P_i(t)q_i + \sum_{j \neq i} P_j(t)q_{j,i} \quad (2.4.36)$$

que tomando o limite quando $h \rightarrow 0$

$$P_i'(t) = -P_i(t)q_i + \sum_{j \neq i} P_j(t)q_{j,i}$$

onde $P_i'(t)$ é a derivada no tempo de $P_i(t)$. Usando a notação matricial, ter-se-á:

$P'(t) = P(t) \cdot A$, que é uma equação diferencial matricial e, onde a solução, neste caso, é dada por:

$$P(t) = P(0)e^{At} \quad (2.4.37)$$

onde $p(0)$ é o vetor que comporta as condições iniciais, e e^{At} definido como sendo

$$e^{At} = I + At + A^2 \frac{t^2}{2!} + \dots \quad (2.4.38)$$

Para algumas aplicações apenas tem-se interesse nas probabilidades de estado de longo termo, isto é, nos valores de $P_i(t)$, quando $t \rightarrow \infty$. Neste caso, supondo-se que elas existam e que converjam para um determinado valor. usa-se o seguinte artifício para calculá-las: Quando $t \rightarrow \infty$ as mudanças em $P_i(t)$ devem diminuir, já que elas convergem para um determinado valor, logo quando $t \rightarrow \infty \rightarrow P_i'(t) \rightarrow 0$. Assim o conjunto de equações diferenciais acima torna-se igual a

$$0 = pA$$

onde 0 é a matriz nula, p é o vetor de probabilidade de longo termo ou de regime permanente e A é a matriz de intensidade de transição. Ainda, como indicado anteriormente, os elementos em cada linha de A somam zero e as N equações acima não são linearmente independentes, sendo a última uma combinação linear das demais. Como maneira de solucionar esta questão basta lembrar-se que as probabilidades de estado, a qualquer tempo devem somar 1, isto é

$$\sum_{i=1}^N p_i = 1.$$

EXEMPLO - Considere um equipamento que pode estar em um dos dois estados: em operação ($X=1$) ou em reparo ($X=0$) de forma alternada

e sequencial. Suponha ainda que os tempos de permanência em cada estado sejam exponencialmente distribuídos com parâmetros z e u , respectivamente. Assim:

$$F_{T_1}(t) = 1 - e^{-zt}$$

$$F_{T_0}(t) = 1 - e^{-ut}$$

v

I 0

I 0'

*0

Figura 2.13

e as possíveis transições podem ser ilustradas pelo diagrama de estado abaixo

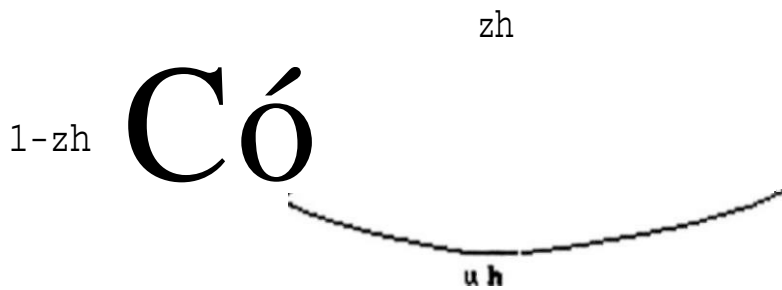


Figura 2.14

Determine:

a) O Tempo médio em operação, ou Tempo médio para a falha (MTTF)

$$MTTF = E(T_i)$$

$$\int_0^{\infty} t z e^{-zt} dt \quad (2.4.39)$$

$$MTTF = 1 / z$$

É o inverso do parâmetro z da distribuição dos tempos de operação.

b) O Tempo medio para reparo, MTTR, Mean Time to Repair

$$MTTR = E(T_0) \quad (2.4.40)$$

foo

$$MTTR = \frac{\int_0^{\infty} t u e^{-u t} dt}{1/u}$$

c) ã tempo medio entre falhas

$$MTBF = MTTF + MTTR \quad (2.4.41)$$

$$\frac{1}{z} - \frac{1}{z+u}$$

$$\frac{z}{z+u} - \frac{u}{z+u}$$

$$\frac{z}{z+u}$$

$$MTBF = \frac{z}{zu}$$

d) A probabilidade de permanência em cada estado.

Este processo e um exemplo de uma cadeia Markov a dois estados, haja visto que a probabilidade de $X(t+h)$ está em operação ou falha depende apenas do estado de $X(t)$ e não dos anteriores, para h pequeno. Pode-se encontrar as probabilidades de transição da seguinte forma, lembrando que as distribuições de tempo de permanência em cada estado é exponencial:

$$P [X(t+h) = 1 | X(t) = 0] = P_{01}(h) = u e^{-u h}$$

$$P [X(t+h) = 0 | X(t) = 1] = P_{10}(h) = z e^{-z h}$$

$$P [X(t+h) = 0 | X(t) = 0] = P_{00}(h) = 1 - u e^{-u h}$$

$$P [X(t+h) = 1 | X(t) = 1] = P_{11}(h) = 1 - z e^{-z h}$$

(2.4.42)

Assim, as intensidades de transição serão:

$$\lambda_{01} = u, \lambda_{10} = z, \lambda_{00} = 0, \lambda_{11} = 0$$

portanto valores constantes e o processo é Homogêneo.

A matriz probabilidade de transição é dada por:

$$P(h) = \begin{pmatrix} 0 & 1 - uh & uh \\ 1 & 1 - zh & 1 - zh \end{pmatrix}$$

e a matriz intensidade de transição e

$$\begin{pmatrix} -u & u \\ z & -z \end{pmatrix}$$

da seguinte com um conjunto de equações diferenciais

$$P_j(t) = -uP_0(t) + zP_1(t)$$

$$P_0(t) = uP_1(t) - zP_0(t)$$

Para obter-se a solução é necessário calcular-se e^{At} Observe
 due:

$$A = \begin{pmatrix} -u & u \\ z & -z \end{pmatrix} = -(z+u)A + \begin{pmatrix} -u & u \\ -zu & -z \end{pmatrix} = -(z+u)A + U + U'$$

ou ainda usando a fórmula de recorrência

$$A^n = (-1)^n (z+u)^{n-1} A$$

$$\begin{aligned} e^{At} &= I + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^{n-1} (z+u)^{n-1}}{n!} A^n \frac{t^n}{n!} \\ &= I + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^{n-1} (z+u)^{n-1} t^n}{n!} A^n \end{aligned}$$

$$e^{At} = I + \frac{1 - e^{-(z+u)t}}{z+u} I \cdot A$$

Assumindo que em $t=0$ o componente esta em operação.

$$\Rightarrow p(0) = \begin{matrix} r & 0 \\ x=0 & x=1 \end{matrix} \cdot \begin{matrix} J \\ J \end{matrix}, \quad \text{logo:}$$

$$P(0) \cdot I = [0 \ 1]$$

$$g(0) \cdot A = [z \ -z]$$

$$[P_0(t), P_1(t)] = [0, 1] \cdot \begin{matrix} J \\ J \\ +u \end{matrix} + \frac{1 - e^{-(z+u)t}}{z+u} [z, -z]$$

$$P_0(t) = \frac{-(z+u)t}{z+u} \quad (2.4.43)$$

$$P_1(t) = \frac{-e^{-(z+u)t}}{z+u} \quad (2.4.44)$$

Estas equações podem ser representadas graficamente da seguinte forma:

$$U + P_1(t)$$

Figura 2.15

A figura acima representa os gráficos para as funções exponenciais de tempo em operação e reparo. As linhas pontilhadas representam o comportamento quando o componente falhou em $t = 0$.

Observe que no longo termo:

$$\begin{aligned}
 P (X(t) = 1 \mid t \rightarrow \infty) &= \frac{u}{z + u} \\
 P (X(t) = 0 \mid t \rightarrow \infty) &= \frac{z}{z + u}
 \end{aligned}
 \tag{2.4.45}$$

esses valores independem do tempo.

Estas probabilidades de longo termo podem ainda ser expressas em termos dos tempos médios para a falha e reparo:

$MTTF = 1/z$ e $MTTR = 1/u$, logo:

$$P_0 = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR}$$

e) A disponibilidade

A disponibilidade é um conceito associado a elementos reparáveis, que tem a seguinte definição clássica:

A disponibilidade é a proporção de tempo, no longo termo, que o sistema (ou componente) está em operação, ou pronto para operar.

Neste exemplo, a dois estados, a disponibilidade é dada por:

$$A = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \cdot \frac{u}{z + u}
 \tag{2-4.46}$$

observe que $P^*(t) \rightarrow A$ quando $t \rightarrow \infty$. logo coincidindo com o sentimento de que a probabilidade de estar no estado operativo tende ao valor da disponibilidade.

f) A taxa de falhas

Sabe-se que a taxa de falhas é definida da seguinte forma:

$$\lambda(t) = \lim_{h \rightarrow 0} \frac{1}{h} P [\text{falha em } (t, t+h)]$$

$$= \lim_{h \rightarrow 0} \frac{1}{h} P [(X_{t+h} = 0) \quad (X_t = 1)] \quad (2.4.47)$$

Agora, pode-se relacionar $Z(t)$, a taxa de falhas, com $P_i(t)$, a probabilidade do componente estar em operação, e com a intensidade de transição $q_{10}(t)$. SaPe-se que:

$$q_{10}(t) = \lim_{h \rightarrow 0} P [\text{falha em } (t, t+h) \mid \text{está em operação t}]$$

$$= \lim_{h \rightarrow 0} P [X_{t+h} = 0 \mid X_t = 1]$$

logo:

$$q_{10}(t) = \frac{P [X_{t+h} = 0 \mid X_t = 1]}{P [X_t = 1]} = \frac{Z(t) \cdot h}{P_i(t)}$$

que leva a:

$$Z(t) = P_i(t) \cdot q_{10}(t) \quad (2.4.48)$$

mas $q_{10}(t) = z$ constante

$$P_i(t) = \frac{z}{z+u} + \frac{u}{z+u} e^{-(z+u)t}$$

$$\Rightarrow Z(t) = \frac{zu}{z+u} e^{-(z+u)t} \quad (2.4.49)$$

GRAFICO DA FUNÇÃO Z(T)

*ia < t)

Z • u

Figura .i. 16

No longo termo, a taxa de falhas de uma cadeia de Markov a dois estados, como neste exemplo, pode ser considerada como a taxa de renovação de um processo de renovação ordinário, onde o tempo entre renovações é a soma do tempo de operação com o de reparo:

$$Z(t) \rightarrow \frac{zu}{z+u} \text{ quando } t \rightarrow 0 \quad (2.4.50)$$

mas

$$\frac{zu}{z+u} = \frac{1}{z} + \frac{1}{u} = \frac{MTTF + MTTR}{MTBF}$$

$$Z(t) = \frac{1}{MTTF + MTTR} = \frac{1}{MTBF}$$

2.5 - CONSIDERAÇÕES GERAIS E O EFEITO DA MANUTENÇÃO

i) Este capítulo procurou mostrar as idéias básicas da teoria de confiabilidade. Nele, detalhou-se os três casos clássicos existentes na literatura. O primeiro, relativo a sistemas não reparáveis e os dois últimos a sistemas reparáveis. reparo ideal e reparo normal. Para isto supõe-se sempre que estes estivessem no período de vida útil e tempos de residência exponenciais para operação e reparo. Os aspectos abordados dizem respeito a questão da modelagem probabilística para cada tipo de situação:

ii) É bastante comum e extensivamente usado na literatura de confiabilidade modelos com mortalidade/taxa de falhas constante e tempos de permanência exponenciais, como os colocados aqui. Existem as seguintes justificativas para estas suposições. Primeiro: as técnicas analíticas, particularmente para grandes sistemas, são muito complexas quando não se faz certas simplificações. A suposição de taxa de falha constante e a aplicação de função exponencial simplifica consideravelmente o problema. Segundo: em certas situações a quantidade de dados disponíveis é pequena para uma perfeita identificação da distribuição de falhas. Neste caso, não se justificaria uma modelagem mais sofisticada. Terceiro, se o objetivo é apenas com as probabilidades limites de estado, ou longo termo, do sistema, os resultados e equações se tornam os mesmos independentemente da distribuição utilizada para o tempo de residência, quando o sistema é composto de componentes estatisticamente independentes. Esta afirmação deixa de ser verdadeira quando se tem interesse nas probabilidades dependentes do tempo. BILLINTON & ALLAN [11].

iii) Uma modelagem mais abrangente da que foi colocada aqui deve

também abordar aspectos Envolvendo manutenção preventiva, MP* Em geral a suposição efetuada é que o sistema retorne a condição de novo após o término < ideal maintenance, "good-as-new model"). 5ta tem como objetivo adiar a futura falha, maior MTTF> em sistemas não reparáveis e/ou reduzir a frequência de reparos> ou aumentar o tempo médio entre falhas, MTBF em sistemas reparáveis

Da suposição de manutenção ideal e observando-se a curva de banheira vê-se que o período adequado para realização de HP é o chamado período de envelhecimento ou de "wear-out" No período de imortalidade infantil a falha com que o componente/sistema retornasse a uma condição inicial pior, com valor maior da função mortalidade/largura de falhas quando é mais provável a ocorrência de falha. No período de vida útil ela seria indiferente já que para distribuições exponenciais de tempo de vida, - para intervalos de tipos iguais> a probabilidade de falha permanece constante,, Tendo assim o inconveniente econômico. MP> conforme ALMEIDA (1967)> e' usada também para justificar o uso de função exponencial na modelagem de sistemas> já que esta tende a aumentar o período de vida útil. As figuras abaixo procuram ilustrar esta situação

2it).



l'axa de falha de rescente >

Aumento da probabilidade de falha

ei 3i

Figura 2.17

2(i)

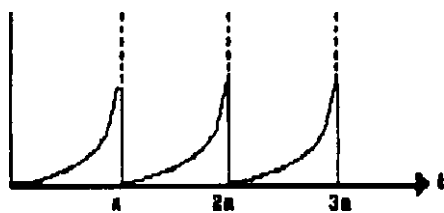
Taxa de falha constante >

Seu efeito sobre a probabilidade de falha

2« 3.

Figura 2.18

$Z(t)$ -



Taxa de falha crescente ⁵⁵⁵)
Redução da probabilidade de falha

Figura 2.19

iv) Em estudos de confiabilidade é bastante importante identificar-se corretamente as funções mortalidade e/ou taxa de falhas. Uma não identificação correta pode levar a decisões operativas inadequadas. Observe que esta identificação pode levar ou não a execução de manutenção preventiva, conforme discutido acima. Uma MP efetuada no período de mortalidade infantil levaria a um aumento de defeitos, já que neste período ela é perniciososa e o intervalo ótimo entre MP's tende a infinito. O reverso desta situação seria deixar-se de efetuar uma MP quando o sistema estaria no período de envelhecimento, o que poderia ter efeitos danosos já que a probabilidade de falha aumenta com o passar do tempo.

A referência SCHILLING C84U faz um estudo sobre o intervalo ótimo de manutenção, partindo dos custos de manutenção de reparo e, é claro, do valor de $h(t)$ e $Z(t)$, já corretamente identificados. A referência BORGES C193 faz um estudo detalhado das políticas de substituição e manutenção para sistemas reparáveis. Ainda, O'CONNOR 1721 enumera os aspectos principais a serem levados em consideração nestas políticas:

1. A distribuição dos tempos até a falha, para os principais modos de falha;
2. O efeito de todos os modos de falha;
3. O custo de falha?
4. O custo da manutenção/substituição preventiva?
- 5- O efeito da manutenção na confiabilidade-

Em sistemas elétricos há uma predominância de equipamentos reparáveis, isto é, reparos são efetuados quando estes falham visando mantê-los disponíveis para operação. A maneira como reparo e outras ações de manutenção são efetuadas determinam a manutenibilidade do sistema .

Geralmente a manutenibilidade é quantificada pelo MTR, Tempo Médio Para Reparo, e é definida como sendo a probabilidade de que

um sistema que tendo falhado, será restaurado para operação, dentro de um dado período de tempo t, quando a ação de manutenção e executada de acordo com procedimentos prescritos.

Nos sistemas que são submetidos a manutenção, esta pode ser preventiva ou corretiva. MC inclui todas ações necessárias a repor o sistema ao estado operativo, ou disponível para operar. A quantidade de MC é definida pela confiabilidade e, ocorre de forma não planejada, em geral quando não se espera.

A manutenção preventiva objetiva reter o sistema no estado operativo, ou em disponibilidade, prevenindo a ocorrência da futura falha, através de limpezas, lubrificações ou inspeções para encontrar e retificar falhas insipientes. É uma ação planejada e é medida pelo seu Tempo de execução e pela frequência com que é feita.

Observa-se que tanto as ações de reparo, MC, como de manutenção preventiva, MP, removem o sistema do estado disponível. A confiabilidade do sistema é diretamente relacionada a manutenção, e ambas afetam a disponibilidade. Uma estimativa da disponibilidade, para estes casos, pode ser dada por:

$$A = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR + MTIM}$$

onde

MTTF - Tempo Médio Para Falha

MTTR - Tempo Médio Para Reparo

MTIM - Tempo Médio Para Manutenção

v) Por fim. é ainda conveniente ressaltar que. a politica de manutenção adotada reflete-se claramente sobre o desempenho geral do sistema composto, geração mais transmissão, devendo pois, suas estratégias serem compatibilizadas através de técnicas de análise de confiabilidade de sistemas, assunto este que será visto no próximo capítulo.

CAPITULO TERCEIRO

CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE POTENCIA

*Though this be madness yet
there is method in it*

Shakespeare. Hamlet

3.1 - INTRODUÇÃO

Neste capítulo procurar-se-a mostrar aspectos gerais da confiabilidade de Sistemas Eletroenergeticos. Serão abordados questões conceituais da teoria e, ênfase sera dada ao estudo do nível hierárquico dois, ou sistema composto, geração mais transmissão, principalmente sob o enfoque preditivo.

3.2 - RELEVÂNCIA DA ANÁLISE DE DESEMPENHO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Um sistema eletroenergetico tem como objetivo atender a todo instante a demanda de seus consumidores, através da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, dentro de padrões técnicos operacionais apropriados a ao menor custo global e ecológico possível.

No Brasil. o sistema elétrico possui as seguintes quatro principais características, CUNHA [29]:

1. Sistema de geração composto por grandes usinas hidrelétricas com capacidade de regularização plurianual.
2. Dos 51.764 MW de capacidade instalada. 47.088 MW são de origem hidrelétrica e 4.676 MW de origem termoelétrica, correspondendo a percentuais de 91,4% e 8,6%, respectivamente (dados de junho de 1993) SIESE [90].
3. Sistema de transmissão composto de linhas longas (com níveis crescentes de tensão), em função principalmente das grandes distâncias entre os centros consumidores e centros geradores (carga distante da fonte).
4. Está geograficamente localizado numa região de clima predominantemente tropical onde fenômenos como neve, furacão a terremoto praticamente não existem, mas onde fenômenos como seca e enchentes afetam significativamente o desempenho do sistema.

Como colocado acima, observa-se que há uma predominância de capacidade de geração hidrelétrica instalada. Também, quanto aos potenciais energéticos aproveitáveis no País e conhecidos, SCHILLING [84], sabe-se que se dispõe de um total aproximado de 213 GW instaláveis em usinas hidrelétricas, operando com fator de capacidade anual de 50%, de cerca de 70 GW instaláveis devido a reservas de carvão, operando com fator de capacidade anual de 60% e com vida útil de 30 anos, e de cerca de 40 GW instaláveis em centrais nucleares, devido às reservas de urânio, operando com fator de capacidade de 70% e com vida útil de 30 anos. Vê-se, destes números, que os sistemas elétricos de geração e transmissão tem um destaque significativo na matriz energética nacional. Ainda, como a energia hidrelétrica é considerada uma forma de energia eficiente e barata, sendo também não poluente e renovável, espera-se que esta predominância continue se manifestando nos próximos anos. Neste caso, a questão da confiabilidade global do sistema elétrico, desde a fonte até a carga, é e conti-

nuará sendo da maior relevância.

Também, é crescente, na sociedade moderna, o interesse na determinação da confiabilidade de sistemas elétricos de potência. Primeiro, porque, em função de hábitos arraigados, o impacto de interrupções torna-se relevante quando espera-se um suprimento sempre contínuo na demanda. Interrupções de grande porte, ou black-outs, ocorreram recentemente no Brasil e em outros países do mundo. CIPOLI [26], ERICSON, HALLMAN & HOOK [43], REZENDE [79] e TRAN [95]. Isto ocorre devido a aleatoriedade das falhas no sistema que, em geral, estão fora de controle de quem planeja, projeta, opera ou mantém, o que se procura sempre e minimizar-se a probabilidade destas ocorrências e de seus efeitos. Segundo, porque é necessário cada vez mais considerar-se os custos para manter e/ou melhorar a confiabilidade, dentro das severas restrições financeiras que as Empresas de Energia Elétrica estão sujeitas.

3.3 - ANÁLISE DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELETROENERGÉTICOS

3.3.1 - CLASSES/CRITÉRIOS DE ESTUDOS

Os estudos para análise de confiabilidade de sistemas eletroenergéticos podem ser classificados de duas formas: A primeira, diz respeito aos estudos específicos e é onde cada subsistema que está contido no sistema global é analisado isoladamente; A segunda, está relacionada aos estudos integrados, quando as interações entre os diversos subsistemas é levada em consideração. A ilustração abaixo mostra esta distinção:

ESTUDOS ESPECÍFICOS



ESTUDOS INTEGRADOS

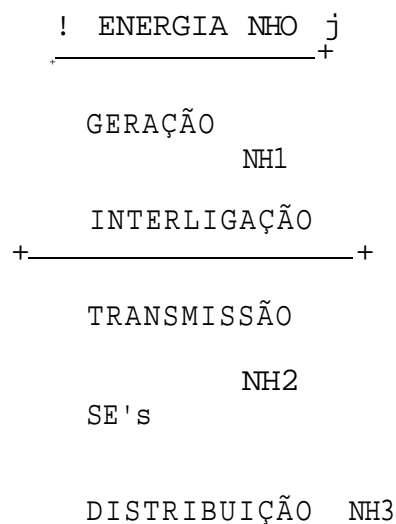


Figura 3.1

Os estudos de confiabilidade integrada seguem uma determinada ordem hierárquica que é função da complexidade do problema tratado, sendo cada nível uma extensão do anterior, e geralmente são classificados como se segue, BILLINTON & GOEL [13], FONG, BILLINTON. GUNDERSON & O'NEIL [46] a SCHILLING. SILVA & COUTO FQ :

NH-0 : Nível hierárquico zero, ou nível básico. É quando apenas tem-se interesse entre o equilíbrio da fonte energética primária (água, combustível) e a demanda solicitada. Neste caso as falhas devem-se apenas aos defects energéticos e a geração e a transmissão são consideradas 100% confiáveis;

NH-1 : Nível hierárquico um. Neste nível tem-se interesse entre a capacidade de geração instalada e a demanda solicitada pelo sistema. Neste caso as falhas devem-se a desligamentos de unidades geradoras e indisponibilidade de fontes primárias de energia e considera-se a transmissão 100% confiável. Em alguns estudos tem-se interesse também nos efeitos de interligações entre sistemas;

NH-2 : Nível hierarouico dois. Este é o nível do chamado sistema composto. e tem-se interesse nas interações entre as fontes primárias, a geração e a transmissão de energia. Em alguns estudos tem-se interesse na modelagem detalhada das subestações e sistemas de proteção associados. A grande maioria das pesquisas que estão sendo desenvolvidas enfocam este nível hierárquico;

NH-3 : Nível hierárquico três. Este representa o sistema completo desde as fontes primárias até o sistema de distribuição envolvido.

Historicamente, a análise de confiabilidade de sistemas elétricos tem sido baseada em critérios determinísticos para falhas no sistema. É relativamente nova a introdução de critérios probabilísticos nestes estudos e, suas técnicas ainda encontram-se em estado de desenvolvimento e maturação, sendo a análise do sistema composto a que atualmente vem recebendo maior atenção. ENDRENYI, SHAVARAJU. CLEMENTS, DHIR, McCOY, MEDICHERIA. REPPEN, SALVADERY. SHAMIDERPOUR, SING & STRATTON [40] .

O critério determinístico de confiabilidade é baseado em um certo número de contingências, escolhidas levando-se em conta indisponibilidade de equipamentos e os diversos patamares de carga que o sistema deve suportar sem violação dos limites de tensão e carregamento estabelecidos. Como exemplo, cita-se o critério "n-1" adotado no Brasil, em que o sistema deve suportar a perda individual de quaisquer dos elementos que o compõem. Sua característica principal é que o nível de risco é fixado implicitamente, sendo função dos eventos testados, do seu desempenho nestas situações e das ações corretivas aplicáveis. Neste critério o sistema é considerado "confiável*" ou "não confiável" e não há graduação no que diz respeito ao nível de desempenho. É um critério do tipo "go no-go" que apresenta vantagens e desvantagens. É facilmente entendido por todos.

estando diretamente relacionado ao nível de contingência fixado mas não a seu efeito. Ele não dá nenhuma indicação da probabilidade de um desligamento, nem permite que se compare um sistema com outro em relação ao nível de confiabilidade envolvido.

Diferentemente. o critério probabilístico reconhece a natureza aleatória da disponibilidade energética. das falhas nos equipamentos e da carga do sistema. De certa forma constitui uma generalização do critério determinístico, uma vez que, pelo menos em princípio, todas as contingências são examinadas. Neste caso. os riscos são quantificados através do cálculo de índices apropriados, selecionados de acordo com os objetivos de cada estudo, tendo-se assim uma graduação no desempenho, bem como da possibilidade de identificar-se determinadas áreas críticas. permitindo o planejamento de uma alocação equânime de reforços e uma otimização dos recursos disponíveis. Também, estes índices permitem que se observe o sistema do ponto de vista ao consumidor, através da estimativa da frequência e duração das interrupções, podendo-se efetuar um "trade-off" em relação ao custo da confiabilidade do sistema e o custo social das interrupções. Em outras palavras, é possível responder-se a seguinte questão: Qual o benefício. ou custo do consumidor, resultante da mudança de confiabilidade do sistema, VOROPAI. KUCHEROV. ROZANOV & RUDEENKO [98].

Este capítulo se concentrará no estudo da confiabilidade do NH-2 sob o enfoque probabilístico.

3.3.2 - HORIZONTES DE ESTUDO

Os estudos de análise de confiabilidade estão presentes em todos os horizontes de tempo aos quais o Setor Elétrico está habituado a tratar, e estes são : Planejamento, Planejamento da Operação, Operação e Pós-Operação. Claro está que o que diferencia cada estudo é o objetivo associado aos diferentes horizontes. Observe também que um apropriado grau de confiabilidade e função de vários fatores e, entre estes, dois se destacam: a habilidade em planejar-se adições adequadas ao sistema e a habilidade em desenvolver métodos para aumentar a confiabilidade do sistema existente. Abaixo, coloca-se a descrição dos principais objetivos da análise de confiabilidade.

Nos estudos do Planejamento da Expansão objetiva-se obter uma determinada sequência de adições, obras a serem incorporadas ao sistema. que atendam aos requisitos de qualidade e continuidade do serviço. associados à demanda projetada. Estes estudos requerem uma estimativa dos custos de investimentos. custos, operacionais e de falhas. O custo da confiabilidade está embutido nos custos de investimento e de operação, enquanto que o valor da confiabilidade está na redução dos custos de falhas incluindo custos de interrupções, reparos e geração anti-econômica. A tarefa do planejador é balancear os gastos acima para tornar o

investimento factível.

As principais atividades de análise probabilística executadas no Planejamento da Expansão são as seguintes:

1. Determinação de tendência na confiabilidade do sistema;
2. Comparação entre diversas alternativas de planejamento (decisão de investimento);
3. Desenvolvimento de critérios de confiabilidade e padrões de projeto;
4. Análise do desempenho do sistema contra determinado critério de confiabilidade;
5. Seleção de apropriados esquemas de barras;
6. Identificação de pontos fracos no sistema.

No horizonte do Planejamento da Operação e no de Operação o objetivo da análise de confiabilidade e de dar suporte as diversas políticas operativas adotadas, objetivando minimizar-se a probabilidade de falhas catastróficas no sistema e de forma que confiabilidade e economia sejam balanceadas. Já no horizonte de operação a ênfase maior é assistir ao operador a tomar decisões corretas de forma a manter a integridade do sistema. Também, diferentemente dos planejadores que fazem previsões de longo termo, os operadores necessitam de estimativas de risco de curto tempo para cada estado operativo provável, RAMOS, MOROZOWSKY FQ & SCHILLING [77]. É pois, importante lembrar que há uma ênfase grande em termos de uma operação segura. Segurança tem um destaque especial na operação.

Pode-se citar as seguintes atividades executáveis no horizonte do planejamento da operação:

1. Previsão de indisponibilidade de energia hidráulica;
2. Impacto de incertezas na previsão de energia hidráulica;
3. Programação de compra/venda de energia;
4. Análise de confiabilidade da transmissão;
5. Programação de manutenção;
6. Análise e revisão de políticas operativas.

Quanto as atividades alocadas ao Horizonte de Operação, as principais são:

1. Utilização econômica da capacidade de geração;
2. Provisão de adequada reserva girante;

3. escolha de ações de emergência.

É bom lembrar que existe diferença de modelagem e de enfoque nos estudos de Operação em relação aos de Planejamento. Métodos para estudo de longo termo já tem um grau grande de desenvolvimento, enquanto os de curto tempo ainda estão no início.

Diferentemente dos demais, o horizonte de Pos-Operação vê o que já ocorreu. O desempenho de um sistema em termos de apropriados índices pode ser determinado tanto através de métodos preditivos como de dados que refletem a experiência passada, H S principais atividades desenvolvidas neste horizonte são as seguintes:

1. Formação de base de dados consistente que valide os estudos preditivos;
2. Validação dos critérios existentes do planejamento da Operação e da Expansão;
3. Suporte, através de índices históricos, as diversas atividades operativas bem como as políticas operacionais estabelecidas.

3.3.3 - CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE POTENCIA

A denominação clássica que se tem de confiabilidade pode ser enunciada da seguinte forma: É a habilidade (probabilidade) que tem o sistema de executar suas funções, sob determinadas condições, em determinado período de tempo. Este conceito pode ser aplicado também a sistemas de potência. Neste caso chega-se a seguinte definição: " Confiabilidade de sistemas elétricos de potencia é sua habilidade (probabilidade) potencial de atender aos requisitos do mercado, onde e quando solicitado. dentro de apropriados padrões de tensão e frequência."

O conceito acima é bastante amplo e refere-se a habilidade global do sistema em exercer sua função. Observe que um S.E.E é afetado por um número grande de incertezas (estímulos externos danosos, falhas em equipamentos, erros operacionais, etc,...) que afetam seu funcionamento e que tornam impossível atender à demanda do mercado em condições normais. Nestas situações, medidas operativas, ou ações corretivas. são tomadas. Estas, por exemplo, podem ser as seguintes. e objetivam evitar a alternativa última que é o desligamento do consumidor, DODU & MERLIN [36]:

- importar emergencialmente energia de sistemas interligados;
- manter provisoriamente sobrecarga na geração e/ou na transmissão;
- reduzir tensão;
- cortar cargas interruptíveis (load shedding) ;
- baixar a frequência se o sistema não for interligado fortemente

com outros sistemas.

Pode-se, portanto, também definir-se confiabilidade de sistemas de potência como a habilidade do sistema de não encontrar-se em alguma das situações acima, se consideradas como estados de falha do sistema .

Quando se estuda confiabilidade de sistemas de potência é importante diferenciar-se os conceitos de adequação, ou confiabilidade estática, e de segurança, ou confiabilidade dinâmica, que estão também associados aos conceitos de perda de carga estática, e dinâmica que será melhor entendido quando se falar de índices. Assim, têm-se as definições:

ADEQUAÇÃO : É a habilidade do sistema em atender aos requisitos de demanda do mercado a qualquer instante, dentro dos níveis de carregamento de seus componentes e dos limites de tensão estabelecidos, levando-se em consideração saídas planejadas ou não de seus componentes.

SEGURANÇA : É a habilidade do sistema de suportar o impacto de distúrbios sérios que levariam a saídas em cascata, provocando interrupções generalizadas. O sistema deve ser também capaz de recompor-se com sucesso dos efeitos destes distúrbios.

Na definição acima de segurança caracterizou-se distúrbios sérios como sendo os causadores da perda de segurança de um sistema de potência. Neste caso o sistema entra em colapso, parcial ou total, e ocorre os famosos black-outs, que são caracterizados por uma interrupção generalizada de energia elétrica. Observe ainda que a habilidade em suportá-los, implica também em suportar a instabilidade causada por eles. Assim, a análise de segurança envolve também a estimativa da estabilidade transitória, enquanto que a análise de adequação concentra-se em condições de regime permanente após os distúrbios.

De outra forma, observa-se que tanto adequação como segurança são componentes de confiabilidade. A confiabilidade está relacionada diretamente com a continuidade do serviço, e segurança e adequação são derivações considerando classes de interrupções do serviço. Assim, segurança está relacionada com interrupções grandes em muitos pontos de entrega, enquanto que adequação lida com interrupções envolvendo um ou mais pontos de entrega.

3.4 - NATUREZA DOS DÉFICITS DE ENERGIA E DE POTÊNCIA

A nível de ilustração, é interessante diferenciar-se deficit de energia de deficit de potência. Conceitualmente falando, o deficit é definido como uma "restrição temporária a demanda de energia elétrica, com consequências económicas ou sociais mensuráveis".

O conceito de confiabilidade, em seu aspecto estático, está associado a habilidade do sistema em atender a demanda do mercado dentro dos padrões técnicos operacionais apropriados. O não atendimento a esta demanda pode ocorrer por déficit de energia ou por déficit de potência.

O déficit de energia está mais associado a capacidade de geração, podendo ser causado por uma insuficiência de investimentos, o que leva a um atraso de obras de geração e/ou interligação, ou por uma situação hidrológica crítica que compromete o armazenamento de água nos reservatórios, e/ou a um crescimento de demanda além dos valores previstos.

Por outro lado, o déficit de potência está mais relacionado a capacidade de ponta das usinas geradoras e de transporte de rede, sendo, portanto, afetado pelas falhas e/ou indisponibilidade dos equipamentos de geração e da transmissão.

Déficits de energia, em geral, levam a racionamentos, são previsíveis com antecedência e tem duração prolongada. Déficit de potência, levam a interrupções, são imprevisíveis, e, em geral, com pequena duração.

Neste trabalho, déficit de demanda estará associado apenas ao déficit de potência.

3.5 - FATORES QUE AFETAM A CONFIABILIDADE DO SISTEMA COMPOSTO

Devido a suas próprias características, complexidade, extensão territorial na qual é situado, um sistema de energia elétrica sofre grandes influências de **estímulos** externos e internos que podem afetar seu funcionamento. É importante na análise de confiabilidade que se caracterize e se meça as causas das falhas.

As causas das falhas em sistemas de energia elétrica listadas abaixo, seguem aproximadamente a classificação contida na referência CAVALCANTI [23]. Ela foi adotada aqui porque entende-se que a mesma é mais representativa do universo operacional. Isto não quer dizer que todas sejam modeladas em análises preditivas, uma vez que isto seria uma tarefa de enorme complexidade, e que não existam outras classificações. As principais são:

1. EXÓGENAS :

Climáticas : as motivadas por eventos tais como descargas atmosféricas, chuvas, ventos, etc. ;

Ambientais : as motivadas por falta de água nos reservatórios, inundações, depósitos salinos, incêndios

provocados por queimadas, árvores, deslizamento de terras:

Animais : as motivadas por aves, insetos. batragueos, mamíferos, em contato com a rede:

Terceiros : as motivadas por atos de vandalismo, acidentes de veículos, etc;

2. ENDÓGENAS :

Próprias : as motivadas internamente a rede elétrica. Estas podem ser, à nível de componente, devido a falha nos equipamentos de geração e/ou transmissão, e a nível de sistema, devido à falhas dependentes, de modo comum, e/ou originadas em subestações. Também, as ações/erros de operação e/ou manutenção bem como as atuações indevidas dos esquemas de proteção e controle, são enquadradas neste grupo.

Ainda, segundo SCHILLING, FONTOURA FQ, PRAGA & ESMERALDO [86.1, pode acrescentar-se, a classificação acima, as chamadas causas socio-econômicas. que são as motivadas por eventos de greve ou falta de combustível para geradores térmicos.

Uma maneira alternativa de classificar-se as causas das falhas e através da forma de como elas afetam a confiabilidade do sistema. Esta é uma maneira mais apropriada para estudos de predição. Assim. causas estáticas afetam a confiabilidade estática. ou adequação, e causas dinâmicas afetam a confiabilidade dinâmica, ou segurança, CUNHA [29].

As principais causas estáticas são:

- Falta de água nas usinas hidrelétricas;
- Perda de queda líquida nas usinas hidrelétricas;
- Falhas de equipamentos de geração;
- Falhas de equipamentos de transmissão;
- Falhas compostas de componentes de geração e transmissão;
- Falhas de modo comum e originadas em subestações;
- Falhas nas interligações.

As principais causas dinâmicas são:

- Falhas em dispositivos de proteção;
- Problemas de estabilidade.

Independentemente das causas das falhas. estas provocam desligamento em componentes da transmissão e/ou geração. A título de ilustração, esquematizam-se as consequências destes desligamentos sobre o sistema, ENDRENYI, ALBRECHT, BILLINTON, MARKS. REPPEN & SALVADERI [39], na figura 3.2 abaixo:

SIINMII
LII'A

H39AK
GEIACO

M f X M I A
S

BASIAIOTA- /
CAOMfifl

SffiRECARGAI
COfFONBÍE

SAJJfSE
CttffONDÍTES
DA IfIANSMESAO

DO

VHAÜO DE
LIMITES IE TÍMSAO

HSDAE CARA

FCPHACAO E ILHFIS
(PARIEAO DO SEI01A)

CCMPSO TOTAL
DO SETEIA

SAÍDAS DI CASCATA

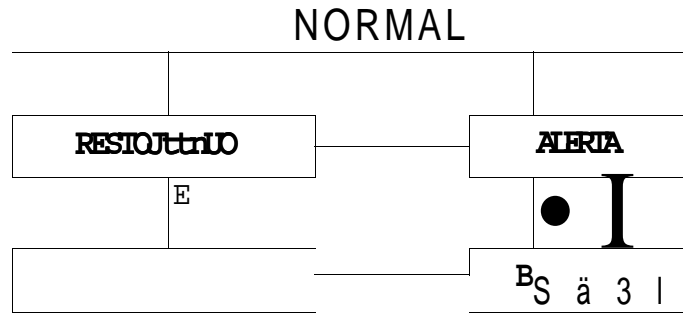
POSSÍVEIS O M J Ü E N C M I S A Q A S DE CCrfOMMES II J1 SETEIA COriPOSTO

Figura 3.2

Do ponto de- vista operacional, tem-se como consequência das violações da adequação e/ou segurança que um sistema de potência pode atingir diversos estados operativos,, Classicamente, a literatura define cinco estados" norma1"> alerta, emergência, e «trema emergência e restaurativo. Usua1 na operação do sistema tomar-se ações corretivas ainda nos estados de alerta ou emergência a fim de evitar o estado de extrema emergência quando há separação do sistema ou formação de ilhas,, Nestas aões estão incluídas redespaço de geração, transferências de carga e cortes de carga preventivos. No diagrama da figura 3.2 abaixo mostra-se os estados citados,- e suas definições conforme descrito em DMAMARAJU BILLINTON ã REPPEN e CAMARGO !:2i:i,,

Normais Neste estado todas as restrições e limites operacionais são satisfeitos,, A geração é suficiente para suprir a demanda > e nenhum equipamento está em sobrecarga., Há reserva suficiente para que a perda de qualquer elemento da rede, especificado por um determinado critério > não resulte em violação dos limites,,

Observa-se que neste estado o sistema está adequado e seguro



ESTALOS CIWO^ttIS DÜ SSETEMA

FIGURA 3.3

ALERTA" NESTE: ESTADO TODAS AS RESTRIÇÕES AINDA são SATISFEITAS, MAS NAO TIÁ MARGEM PARA SUPORTAR DIST<IRBI OS. A PERDA DE ALGUM ELEMENTO, ESPECIFICADO EM DETBRMINADO CRITÉV lo, OU UM CRESCIMENTO ANORMAL DE CARGA LEVARÁ O SISTEMA a UMA violação DE TENSÃO OU CORÍ"El"iTE,,

NO ESTADO DE ALERTA O SISTEMA NÃO TEM MARGEM SUFICIENTE PARA SATISFAZER AS RESTRIÇÕES DE SEGURANÇA,,

EMERGÊNCIA" O SISTEMA ENTRA NESTE ESTADO QUANDO AS RESTRIÇÕES DE CARI^EGANlENTO DOS EQUIPAMENTOS OU OPERACIONAIS são VIOLADAS» MAS RIAO há CORTE DE CARGA. ISTO O<orre apds uma CONTINGÊNCIA OU DEVIDO A UM DESBALANÇO CARGA/GERAÇÃO,, SE MEDIDAS DE CONTROLE NAO SAO TOMADAS A tEMPO PARA RESTAURAR O SISTEMA AO ESTADO DE alerta> O SI 51 EMA PASSARÁ PARA O ESTADO DE EXTREMA EMERGÊNCIA»

NESTE CASO AS RESTRIÇÕES DE ADEQUAÇÃO E SEGURANÇA SAO VIOLADAS,, IÜ UM ESTADO TEMPORÁRIO QUE REQUER AÇÃO DO OPERADOR PARA REMOÇÃO DAS RESTRIÇÕES SEM EFETUAR CORTE DE CARGA ATRAVÉS, POR EXEMPLO, DE AJUSTE DE TENSÃO, TRANSFERÊNCIA DE CARGA, REDESPACHO DE GERAÇÃO.. CASO ESTAS AÇÕES FOREM BEM SUCEDIDAS, ISTO PODERÁ LEVAR O SISTEMA AO ESTADO DE ALERTA E, POSTERIORMENTE, AO NORMAL..

EXTREMA EMERGÊNCIAS NESTE ESTADO SÃO VIOLADAS AS RESTRIÇÕES DOS EQUIPAMENTOS E OPERATIVAS E HÁ CORTE DE CARGA,,

TAMBÉM AmbAS AS RESTRIÇÕES SÃO VIOLADAS E>• É" NECESSÁRIO HAVER CORTE DE CARGA PARA RESTAURAR O SISTEMA A ESTADOS MAIS SADIOS..

3.6 - ANÁLISE PREDITIVA

O desempenho de um sistema pode ser determinado de duas formas ou através de dois tipos de modelo, que estão relacionados a dois distintos horizontes temporais. O primeiro, chamado de indutivo a priori, que através de modelos analíticos ou de simulação, procura-se prever o comportamento futuro do sistema e, o segundo, chamado de dedutivo ó posteriori, onde se parte de uma análise de dados, para verificar-se o desempenho histórico.

A análise preditiva faz parte do primeiro grupo acima citado, e em geral segue os passos abaixo listados, para sua execução :

1. Definição do sistema: consiste em listar-se todos os componentes do sistema com seus espaços de estado possíveis, falha e operação, degenerado, etc ;
2. Definição dos critérios de falha do sistema: estes devem ser explicitados a priori e definem a complexidade da análise a ser efetuada, que depende do objetivo do estudo. O fato do sistema falhar não significa que o mesmo entrou em colapso, apenas as falhas no sistema são eventos indesejáveis que servem como base para o cálculo numérico dos índices de confiabilidade;
3. Listar as suposições de modelagem: as que são necessárias para representação do sistema, da carga, dos efeitos climáticos, das falhas nos componentes e das ações corretivas. Também devem estar claro os aspectos que serão desprezados:
4. Desenvolver o modelo do sistema:
5. Executar a análise de falhas e computar índices de confiabilidade;
6. Analisar os resultados.

No nível hierárquico dois, NH-2, o sistema é definido como sendo a composição do sistema de geração e de transmissão em alta tensão até os pontos de entrega da carga em nível de tensão mais baixa. Na maioria dos programas computacionais existentes, o sistema completo, ou grande parte dele, é considerado. Em alguns estudos tem-se interesse também na modelagem detalhada de subestações e sistema de proteção associados. Neste caso os equipamentos principais envolvidos são as unidades geradoras e as linha de transmissão. O cálculo de confiabilidade composta está associado ao problema geral da habilidade dos componentes de geração e transmissão em entregar, adequada e seguramente, energia elétrica a maioria dos pontos de carga de seus consumidores.

Até o presente ainda não ha, a nível internacional, um consenso ou um conjunto uniforme de critérios de falha no sistema, que depende dos objetivos de cada estudo. De forma genérica, um sistema de potência é considerado como tendo falhado se a

continuidade do serviço é interrompida nas barras de entrega ou se sua qualidade se torna inaceitável. Os principais modos de falha considerados nos estudos são, ENDRENYIC33". \>s

- geração insuficiente para atender a demanda (sobrecarga
- interrupção de suprimento a qualquer ponto de entrega?
- sobrecarga em linhas de transmissão e/ou transformadores?
tensão fora de tolerância nas barras do sistema

Quanto as suposições de modelagem estas em geral são função dos objetivos do estudo e da disponibilidade dos dados existentes,, Quando se pretende analisar a confiabilidade de grandes sistemas elétricos, NH-2 é necessário em sua modelagem um nível elevado de detalhamento,,

3.7 - MÉTODOS COMPUTACIONAIS PARA ESTIMATIVA DA CONFIABILIDADE

Os programas computacionais que estimam os índices de confiabilidade em geral seguem a seqüência descrita no fluxograma da figura 3.4 abaixo, OLIVEIRA, PEREIRA, CUNHA, MELO & ARIENTI 1732, onde"

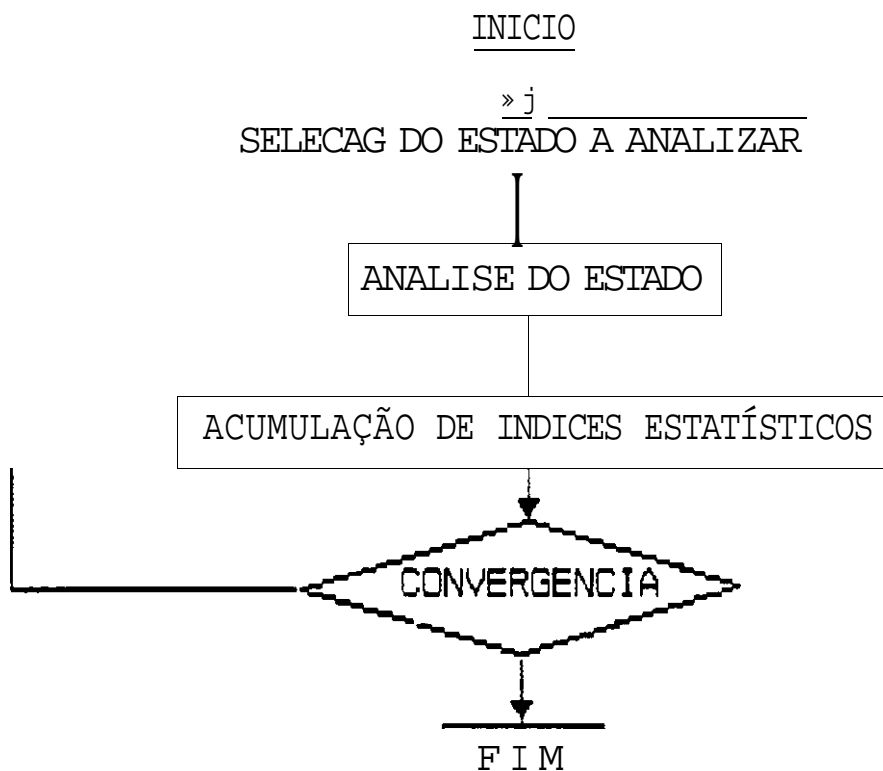


Figura 3.4

1. Seleção do estado: consiste em definir-se a disponibilidade dos equipamentos. nível ae carga, condições operativas, etc;

2. Análise do Estado : consiste em verificar se a configuração selecionada da rede é capaz de satisfazer os requisitos ae carga sem violação dos limites operacionais; se necessário. adota-se ações corretivas tais como redespacho de geração. corte de carga, alívio de carregamento em linhas, correção ae tensão em parras, etc:

3. Estimativa dos Índices: consiste em estimar-se conjunto apropriado de índices para quantificar o efeito das falhas. Se a precisão for aceitável, pare. caso contrario va para oasso (1).

Os principais programas existentes aiferem oasicamente no método de seleção do estado a ser analisado e pela técnica de solução de reae.

As técnicas de amostragem são classificadas como enumeração de contingência. ou métodos analíticos, ou como Monte Cario, ou método de simulação.

Métodos analíticos ou de enumeração de contingências, representam o sistema por modelos matemáticos simplificados baseado nos dados de disponibilidade dos componentes e calculam analiticamente os índices de risco de uma combinação do modelo do sistema e do modelo da carga SALVADERI, ALLAN, BILLINTON. ENDRENYI. GILLIS, LAUBY, MANNIG & RINGLE [83] .

O método de simulação de Monte Carlo simula vários estados do sistema (amostras) recriando em cada amostra todas as características do sistema (carga, condições climáticas, oisponibilidade de componentes) através de extrações aleatórias aas aistribuições de probabilidades associadas, computam a solução da rede e calculam os índices de risco pela media dos resultados obtidos em caaa amostra, RAMOS & HONDA [76] .

Após seleção, o estado é analisado através de alguma técnica de solução de reae, onde as principais são fluxos de potência ac ou dc, e a técnica do fluxo em rede , networkfiow. testando-se contra os critérios de falhas estabelecidos, BILLINTON & KHAN [18] .

Na tabela 01, na página seguinte. estão listadas as características importantes que um programa de computador deve ter para a estimativa de confiabilidade de sistemas compostos. ENDRENYI, BHAVARAJU, CLEMENTS, DHIR, McCOY, MEDICHERIA, REPPEN, SALVADERY, SHAMIDERPOUR. SING & STRATTON [40] :

TABELA 01

CARACTERÍSTICAS DE PROGRAMA PARA SISTEMA COMPOSTOS

- MÉTODO

Analítico (enumeração contingências)

Monte Carlo (simulação)

- CRITÉRIO DE FALHA

Perda de carga

Geração insuficiente

Sobrecarga em linhas e/ou transformadores

Formação de ilhas

Colapso no sistema

Valores anormais de tensão

- MODELOS

DETERMINÍSTICO

Parâmetros elétricos e limites de carregamento aos componentes

Topologia da rede

ESTOCASTICO

Saídas forçadas de componentes

Saídas planejadas de componentes

Saídas dependentes

Saídas de modo comum

Saídas originadas em subestações

Falhas de sistemas de proteção

Modelo de falhas para unidade geradora

Condições ambientais

Carga

Incerteza nos parâmetros de entrada

- SOLUÇÃO DA REDE

Fluxo de potência DC

Fluxo de potência AC

Fluxo em rede (Networkflow)

- AÇÕES CORRETIVAS

Redespacho de geração

Ajuste de Tensão - MVAR

Chaveamento de circuitos

Cortes cargas interruptíveis

Transferência de carga

Corte de cargas não interruptíveis

- ÍNDICES

Sistema

Barras

Componentes falhados

Frequência e Duração

Energia não suprida

3.8 - PRINCIPAIS MODELOS

A modelagem do sistema pode, do ponto de vista conceitual, ser repartida em duas partes. Na primeira há a representação determinística do sistema, que serve para estimar-se o desempenho à cada amostra selecionada e, neste caso, os dados necessários são os parâmetros elétricos e os limites de carregamento dos componentes. a topologia da rede e as políticas operativas. de forma similar a que é normalmente empregada em estudos de load flow. A segunda é a chamada parte estocástica, onde são modeladas as incertezas dos estados dos componentes e da rede. BILLINTON & ALLAN [10].

A nível de componente tem-se interesse nos parâmetros de falha e reparo de cada elemento individualmente. A nível de sistema tem-se interesse nos parâmetros dos eventos que envolvem dois ou mais componentes.

Eventos que envolvem dois ou mais componentes, são caracterizados por saídas múltiplas. têm uma importância muito grande na modelagem de estudos de confiabilidade, uma vez que podem ter um efeito muito forte sobre o desempenho do sistema. Estas são classificadas da seguinte forma:

1. Saídas independentes
2. Saídas relacionadas: dependentes e de modo comum.

Saídas independentes são as saídas simultâneas dos elementos da rede que são caracterizadas pelo fato de que a saída de um elemento não interfere na do outro. Há independência estatística entre elas. Neste caso, a probabilidade de uma ocorrência desta é igual ao produto das probabilidades de saída dos componentes e, conseqüentemente, menor do que as probabilidades individuais.

Saídas dependentes são as saídas de componentes que ocorrem em função da saída de um outro. Neste caso há uma saída primária, inicializadora, e as demais são as secundárias. O exemplo mais corriqueiro desta situação é a saída da segunda linha de transmissão por sobrecarga num circuito duplo, quando da saída da primeira. Este tipo de saída é função das características próprias de cada sistema.

Saídas de modo comum são as saídas simultâneas de dois ou mais componentes iniciadas por um único incidente, em que cada saída não é conseqüência da outra. Como exemplo pode-se caracterizar as saídas simultâneas de circuitos múltiplos de linhas de transmissão causados por queimadas, ou por colapso numa torre que suporta mais de um circuito. Estes eventos têm uma probabilidade de ocorrência que, em geral, é bem maior do que o produto das probabilidades de saída dos circuitos individuais. Estes eventos são bastante relevantes na análise de confiabilidade de sistemas compostos.

Quanto a saída de componentes para manutenção preventiva, esta poderá ser modelada deterministicamente ou probabilisticamente. Em geral, para unidades geradoras, por todo o tempo, adota-se o critério determinístico, enquanto que para unidades de transmissão, quando o critério adequado, utiliza-se um outro critério.

A modelagem estocástica dos componentes e da rede é estabelecida para atender à uma determinada aplicação. O grau de complexidade envolvido dependerá do detalhamento requerido e da disponibilidade de dados existentes. Os modelos mais comumente usados são agora listados.

1- Modelo a dois estados para componentes,

É a mais simples representação para um componente. Este apresenta apenas dois estados possíveis - Um em operação e outro em falha. Serve para representar tanto componentes de geração como transmissão. Tem sido largamente utilizado em modelagem de sistemas para estudos de confiabilidade.

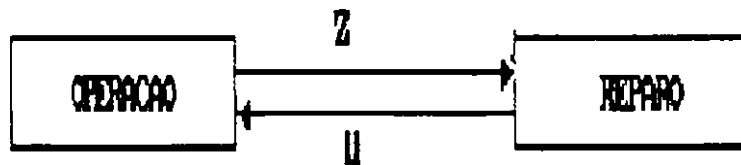
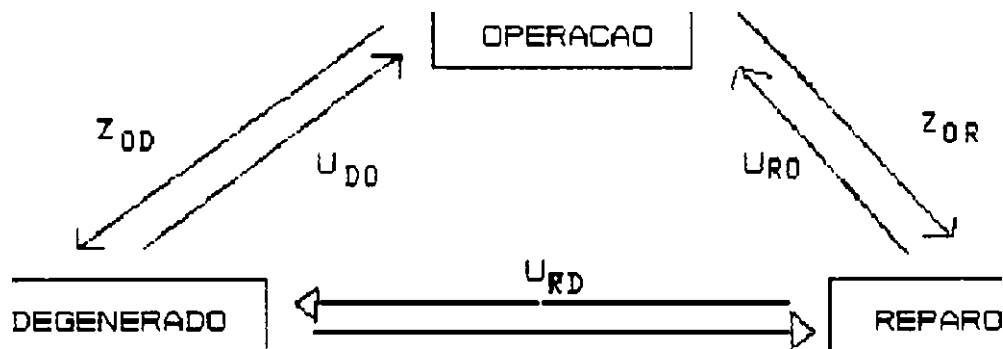


Figura 3-5

Os parâmetros requeridos neste modelo são as taxas de falha e de reparo de cada componente, z e u , que podem ser estimadas do número de partidas de um particular estado e de seu tempo de residência neste estado, conforme estabelecido no capítulo 1-

2- Modelar a três estados para unidades geradoras-

É sabido que uma grande quantidade de unidades geradoras podem residir, operar, em estados com capacidade de geração reduzida, derated states. Neste caso o modelo acima a dois estados ainda pode ser útil, se se leva em consideração as reduções forçadas através do tempo de parada equivalente. O modelo a três estados é uma extensão deste que prevê a representação mais detalhada dessa situação. Neste caso, as unidades podem residir em três estados = operação, falha e degenerado-



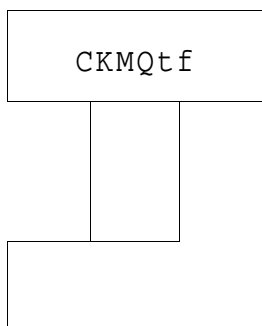
MÓDELO A TRÊS ESTADOS PARA UNIDADES GERADORAS

Figura 3-6

Os parâmetros necessários a este modelo são as taxas de transição entre os três estados, z e u . A referência BILLINTON > DEBNATH, OPRIAN & ARK III22 indica uma forma de estimar estes parâmetros através de um critério de variância mínima.

3. Modelo que inclui saídas para manutenção

O modelo abaixo descreve o caso em que componentes reparáveis são retirados de operação para manutenção preventiva, que, neste caso, é considerada aleatória. Outras considerações já foram feitas no Capítulo 2 - uma representação bastante simples mas que dá uma boa indicação do comportamento em regime permanente. É um modelo a três estados "operação, manutenção e falha, onde é não admite-se falha durante uma saída para manutenção..



MCKLU EE LM COFFONME SUJEITO A REPARO E MANUTENCAO

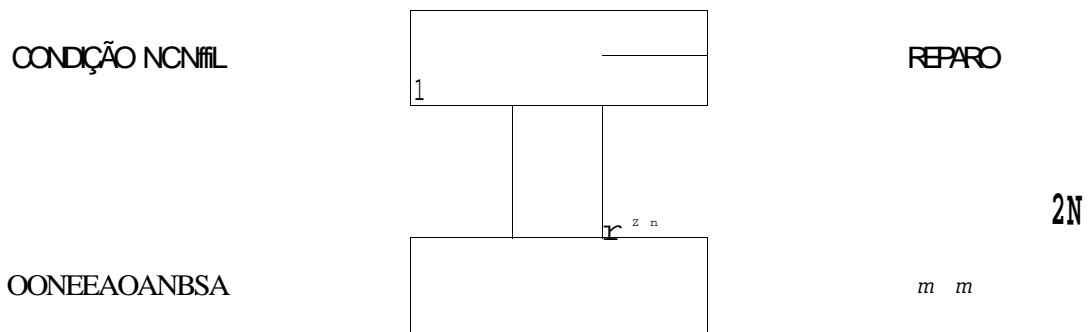
Figura 3-7

Os parâmetros necessários a este modelo são as taxas de falha e reparo, λ e μ , e as taxas de transição para manutenção e a taxa de transição de manutenção operação, α e β

4. Modelo que inclui os efeitos das condições ambientais.

Em determinadas regiões por onde se situa o sistema elétrico, este sofre influências de condições ambientais adversas, tais como queimadas, salinidade, contaminação industrial, etc., que se refletem no comportamento de linhas de transmissão em determinadas épocas do ano. Neste caso, é importante que suas taxas sejam condicionadas a estes fatores, uma vez que na maioria dos casos estes fenômenos são bastante significativos.

As flutuações ambientais são abaixo representadas em um modelo de Markov a dois estados, um para tempo normal e outro para adverso. Neste caso um único componente sujeito a estas situações passa a ser representado por um modelo a quatro estados.



A WCESTPXCS

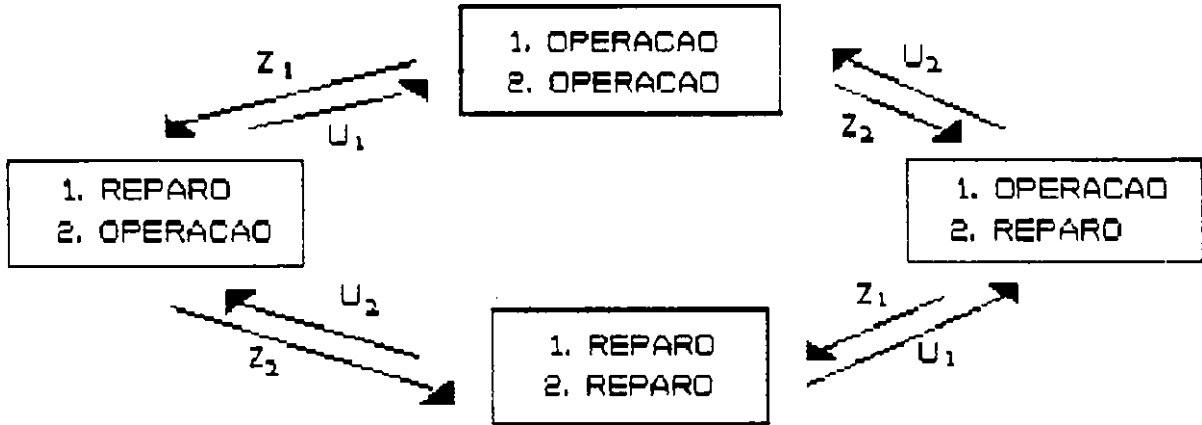
LNKO COMPONENTE SUJEITO A DUTS

Figura ..

Os parâmetros necessários a este modelo são as taxas de transição entre as duas condições ambientais, α e β , e as taxas de falha e de reparo condicionadas e não condicionadas, do componente, λ e μ

5 « Modelo para saídas múltiplas independentes »

O modelo básico para dois componentes é ilustrado abaixo. Nele, é mostrado o espaço de estados considerando as falhas independentes,, Observa-se que transições simultâneas não são representadas, uma vez que a probabilidade de ocorrência num curto intervalo de tempo é desprezível se comparado as probabilidades de ocorrência de eventos simples,,



MODELO DE SAÍDAS INDEPENDENTES
SIMULTÂNEAS PARA DOIS COMPONENTES

Figura 3.9

Os parâmetros necessários são as taxas de falha e de reparo dos componentes, z_1 e u_1 e z_2 e u_2 .

6 „ Modelo para saídas dependentes «

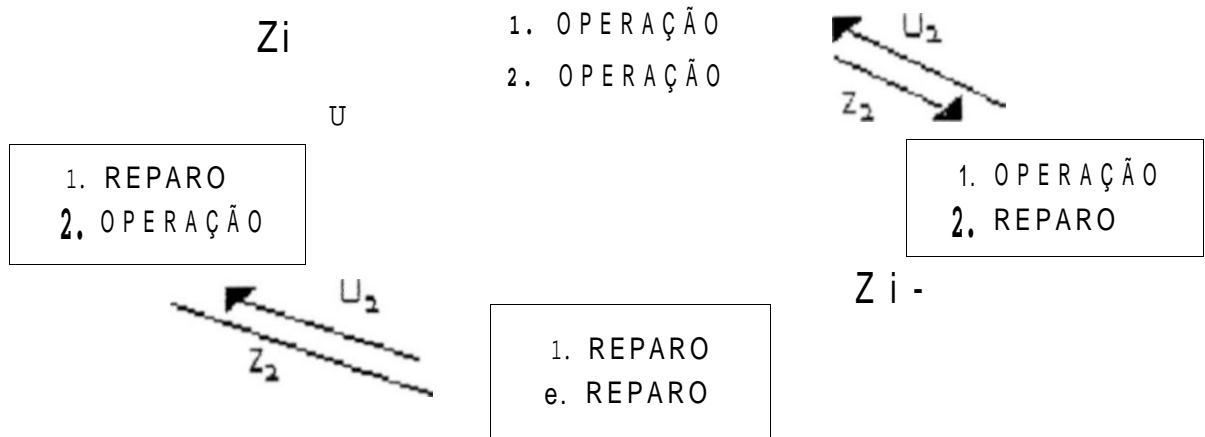
No caso mais simples com dois componentes, o modelo fica caracterizado pelo fato de que quando um falha o outro não pode falhar, uma vez que foi desligado secundariamente em função da saída primária. O espaço de estados abaixo representa esta situação.,

Os parâmetros necessários a este modelo ainda são as taxas de falha e de reparo dos componentes, z_1 e u_1 e z_2 e u_2 .

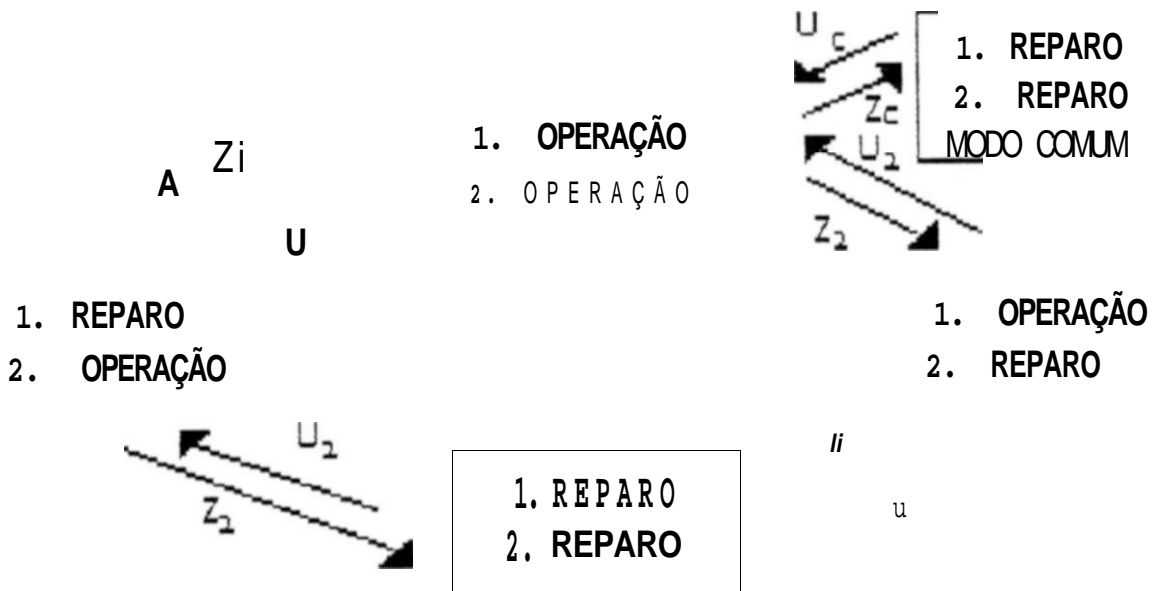
7 „ Modelo para saídas de modo comum -

Os modelos abaixo representam o espaço de estados de dois componentes sujeitos a saídas de modo comum, associados ao modelo inicial de saídas simultâneas- No primeiro considera-se que o processo de reparo é o mesmo para qualquer tipo de saída No segundo, admite-se que o processo de reparo por saídas de modo comum é diferenciado. Claro está que o que diferencia os modelos é função das características próprias de cada sistema. As refe-

rências BILLINTON *tí*03, EL... ETROSUL C373 e ENDRENYI C38II sugerem modelos allernativos»



Figui" a 3»í0



Figi.ira 3.1í

Para estes modelos os parâmetros necessários são as taxas de falha e reparo dos componentes, z_1 e u_1 , z_2 e u_2 , e a taxa de falha para saída de modo comum, z_c e, sd para o segundo modelo a taxa de reparo para reposição simultânea em sa feias de modo comum, u_c

3.9 - ÍNDICES

No enfoque probabilístico da análise de confiabilidade de sistemas elétricos, a quantificação, ou medição do desempenho, é feita através de índices apropriados. A literatura especializada trata também de índices com outras denominações, tais como indicadores, indicadores de desempenho, índices de risco. etc.

Os chamados índices de confiabilidade, ou de desempenho, são em geral parâmetros estatísticos (probabilidades, frequências, durações médias, valores esperados) de características observáveis do sistema, considerados como variáveis aleatórias, uma vez que refletem as incertezas inerentes ao próprio sistema e estão relacionadas ao estado dos componentes, ao cenário energético e das condições ambientais e climáticas. Estas características refletem de alguma forma o grau de desempenho associado e, como exemplo, pode-se citar a energia não suprida, a frequência das interrupções, as interrupções de suprimento, as variações de frequência e/ou tensão, etc. GILLINTON, KUMAR, CHOWDHURY, CHU, OEBNATH, GOEL, WHAN, KOS, NOURBAKHSI & OTENG-ADJEJ [14.15].

De forma diferente, pode-se dizer que os índices representam quantitativamente os eventos de falha no sistema, em termos de severidade, duração, frequência e risco de ocorrência. Estes eventos devem estar claramente definidos para que os distúrbios no sistema possam ser classificados como sucesso ou falha.

Em RAMOS, MOROZOWSKI FQ & SCHILLING [77], os autores enumeram quatro requisitos básicos que os índices de confiabilidade devem satisfazer. Estes são os seguintes:

- 1 - Ser obtível a partir dos parâmetros estatísticos dos componentes do sistema:
- 2 - Ser mensurável através de dados históricos da operação, permitindo comparação entre os valores preditos e os valores observados:
- 3 - Comportar-se de modo consistente e previsível com as diferentes alterações a que estão sujeitas as variáveis de estado do sistema:
- 4 - Ser passível de obtenção em diferentes níveis de agregação, isto é, em termos locais, regionais, globais, por nível de tensão, por modo de falha, por tipo de componente afetado, etc.;

De forma semelhante, como o conceito de confiabilidade de sistemas de potência é bastante abrangente, sendo dividido em dois: adequação e segurança, torna-se também necessário a existência de índices distintos que expressem quantitativamente cada aspecto da habilidade do sistema em atender aos requisitos do consumidor.

Os índices de risco estático são os associados a análise da adequação de sistemas de potência. Em função do desenvolvimento avançado que esta área tem tido nos últimos anos, estes são os mais conhecidos e usados na análise de confiabilidade, e derivam-se da comparação, termos probabilísticos, entre a capacidade que tem o sistema de suprir em determinado instante, a geração mais transmissão, e a demanda requisitada levando-se em conta a disponibilidade dos componentes e a incerteza no valor da carga. As probabilidades usadas nos cálculos são as de longo termo ou regime permanente, SALVAOERI [81].

Estes índices são ditos estáticos porque não levam em consideração o fenômeno transitório que ocorre em sistemas elétricos, no momento em que há um desligamento forçado de um componente até quando uma nova situação de regime permanente é alcançada.

Fica claro que, em consequência do fenômeno transitório a carga desconecta-se em função de um distúrbio que pode ser maior do que a diferença entre a disponibilidade e a demanda no novo ponto de equilíbrio. Os índices dinâmicos prestam-se a medir a capacidade do sistema de vencer estes transitórios (segurança). A avaliação probabilística da segurança encontra-se ainda bem mais atrasada do que a de adequação em função da dificuldade de examinar-se um número grande de situações, cada uma modelada detalhadamente como pede a análise transitória, SALVADERI [82], DODU, VERSEILLE, RAY, FARRANT, BERTOLDI. & SCALCINO [36J].

É importante colocar-se que a grande maioria das técnicas atualmente disponíveis para análise de confiabilidade de sistemas elétricos estão no domínio de adequação. Entretanto, alguns trabalhos vêm sendo desenvolvidos na área de segurança.

3.9.1 - INDICES DE RISCO ESTÁTICO

Os índices necessários a análise de adequação de sistemas compostos, podem ser divididos em duas categorias. A primeira relaciona uma série de índices por barra, ou ponto de entrega, e a segunda contém um conjunto de índices globais. Estas duas categorias de índices são igualmente importantes e complementares.

Existe uma diferença na natureza dos índices produzidos pelos dois enfoques usados na análise de confiabilidade. Quando utiliza-se enumeração de contingências obtêm-se índices biparamétricos, isto é, índices expressos em termos de vários indicadores tais como, número, frequência e duração de falhas no sistema. Com métodos de simulação de Monte Carlo, com amostragem não sequencial, obtêm-se apenas índices monoparamétricos. É importante notar que apenas os programas baseados em métodos de enumeração podem suprir a duração das falhas, que é um parâmetro fundamental para análise econômica da inadequação do sistema.

1- BASEADOS EM TÉCNICAS DE FREQUÊNCIA E DURAÇÃO

Em geral os índices calculados são expressos numa base anual e, em algumas situações, supõe-se por questão de simplicidade que a carga permaneça inalterada neste período.

Quando o patamar de carga escolhido for o de ponta, implica obviamente em obter-se valores mais severos. O efeito de considerar-se o **nível** de carga variável é obtido através de esforço computacional adicional.

Os parâmetros básicos são a probabilidade e frequência de falha nos pontos de carga sendo outros índices derivados destes.

- índices de pontos de carga

Os parâmetros básicos são a probabilidade e a frequência de falha nestes pontos, sendo outros índices derivados destas.

Valores básicos :

1. Probabilidade de Falha

$$PF_s = \prod_j P_j$$

2. Frequência de Falha

$$FF_x = \sum_j F_j P_{xj} \quad (1 / \text{ano})$$

onde : j - condição de saída

P_j = probabilidade da ocorrência de saída j

F_j = frequência de ocorrência da saída j

P_{xj} - probabilidade da carga na barra K exceder a carga máxima que pode ser atendida nesta barra durante a ocorrência da contingência j.

3. Número Anual de Violações de Tensão

$$NAVT_k = \sum_{j \in V} F_j C_j / \text{ano}$$

onde $j \in V$ é o conjunto de todas as contingências que causam violação de tensão na Barra x.

4. Numero Anual de Interrupções

$$NAI_k = \sum_{j \in x,y} F_j \quad (1 / \text{ano})$$

onde $j \in x$: inclui r.oaas **as** contingências que **causam** soorecargas possíveis de eliminação através de interrupção na barra x
 $j \in y$: inclui o conjunto de todas as contingências que resultam em isolamento aa barra x.

5. Potência Anual Interrompida

$$PAI_x = \sum_{j \in x,y} L_{k,i} F_j \quad (\text{MW})$$

onde L^* e a carga interrompida na 'oarra k com o oooosito de eliminar as soorecargas em linhas, decorrentes da contingência j; ou a carga não fornecida a uma barra isoiada k. devido a contingência j.

6. Energia Anuai Interrompida

$$EAI_k = \sum_{j \in x,y} L_{k,i} D_{k,j} F_j \quad (\text{MWh})$$

$$= \sum_{j \in x,y} 8760 L_{k,j} P_j \quad (\text{MWh})$$

onde $D_{k,j}$ é a duração, (em horas), da interrupção de carga na barra k decorrente da contingência j; ou a de duração da interrupção de carga em uma barra isoiada k devido a contingência j.

7. Duração Anual de Interrupções

$$DAI_k = \sum_{j \in x,y} D_{k,j} F_j \quad (\text{Horas})$$

$$s \sum_{j \in x,y} 8760 P_i \quad (\text{Horas})$$

Valores Máximos:

8. Máxima Potência Interrompida

$$MxPO_k = \max \{ L_{k1}, L_{k2}, \dots, L_{kj} \}$$

9. Máxima Energia Interrompida

$$Mxt.N_k = \max \{ k1, k2, \dots, k.j, k.j \}$$

iü. Maxima Duração de Interrupção

$$MxDU_k = \max \{ DI_{1,}, DI_{2,}, \dots, DI_{j,} \}$$

onde $DI_{j} = (P_j P_{k1} \times 8760) / F_j$

Valores Medios:

M. Potência Anual Media Interrompida

$$PAMI_k = \left(\sum_{j \in x,y} L_{kj} F_j \right) / \left(\sum_{j \in x,y} F_j \right) \quad (\text{MW./Interrupção})$$

Energia Anual Média Interrompida

$$EAMI_k = \left(\sum_{j \in x,y} L_{kj} D_{(kj)} F_j \right) / \left(\sum_{j \in x,y} F_j \right) \quad (\text{MWh/ Interrupção})$$

13. Duração Anual Média de Interrupção

$$DAMI_k = \left(\sum_{j \in x,y} \ddot{u}_{kj} F_j \right) / \left(\sum_{j \in x,y} F_j \right) \quad (\text{Horas/Interrupção})$$

índices Globais

Os índices para pontos de carga podem ser empregados para todas as k barras de forma a produzir índices globais que permitam a avaliação do sistema.

Os chamados Índices do IEEE são:

1. índice de Potência Global Interrompida
(Bulk Power Interruption Index)

É definido como o valor médio de potência interrompida (MW) por unidade de pico de carga (MW). É a razão entre a carga total interrompida e demanda máxima do ano. O cálculo deste índice requer que vários patamares de carga sejam estudados.

$$IPGI = \left(\sum_k \sum_j \sum_{E_{x,y}} \dots \right) \cdot L_s$$

$$= \sum_k \left(PAI_k \right) / L_s \quad (\text{ÍMW/MW-ano})$$

onde L_s = pico anual de carga

2. Índice de Duração Global de Interrupções
(Bulk Power Energy Curtailment index)

É uma extensão do anterior. Relata a energia anual não suprida por pico de carga. É também conhecido por índice de severidade e expresso em sistema-minuto, que é o equivalente a uma interrupção total do sistema durante um minuto.

$$IDGI = \left(\sum_k \sum_j \sum_{E_{x,y}} \dots \right) / L_s$$

$$= \left(\sum_k \dots \right) / L_s \quad (\text{Minutos})$$

3. Índice de Potência CloPal Interrompida por Distúrbio
(Bulk Power Supply Average Curtailment per Disturbance)

$$IPGID = \left(\sum_k \sum_j \sum_{E_{x,y}} \dots \right) / \left(\sum_k \sum_{E_{x,y}} \dots \right)$$

$$= \left(\sum_k \dots \right) / \left(\sum_k \dots \right) \quad (\text{íMW por Distúrbio})$$

Outros índices podem ser obtidos, similares aos obtidos para pontos de carga.

Valores Médios:

4. Número Médio de Interrupções por Ponto de Carga

$$\left(\sum_x \sum_j \sum_{E_{x,y}} \dots \right) / C$$

onde C é o número de pontos de carga.

5. Potência Média Interrompida

$$\frac{\sum_k \sum_j \sum_x \sum_y (L_{kj} F_{kj})}{C} \quad (\text{MW/Ano})$$

6. Energia Média Interrompida

$$\frac{\sum_k \sum_j \sum_x \sum_y (L_{kj} D_{kj} F_{kj})}{G} \quad (\text{MWhora / Ano})$$

7. Duração Média de Interrupção

$$\frac{\sum_k \sum_j \sum_x \sum_y (D_{kj} F_{kj})}{O} \quad (\text{Horas/Ano})$$

3. Número Médio de Valores de Tensão

$$\frac{\sum_k \sum_j \sum_x \sum_y (F_{kj})}{C}$$

Valores Máximos:

9. Valor Máximo de Potência Interrompida por Contingência

$$\text{Máx} \left\{ \frac{V_{k_1}}{k}, \frac{V_{k_2}}{k}, \frac{V_{k_j}}{k} \dots \right\}$$

10. Valor Máximo de Energia Interrompida por Contingência

$$\text{Máx} \left\{ \frac{\sum_k L_{k_1} D_{k_1}}{k}, \dots, \frac{\sum_k L_{k_j} D_{k_j}}{k}, \dots \right\}$$

2. CALCULADOS POR PROGRAMAS BASEADOS EM SIMULAÇÃO MONTE CARLO

ÍNDICES PARA BARRAMENTO DE CARGA

- Probabilidade de falha
- Carga cortada (valor esperado) - MW
- Energia cortada (valor esperado) - MWh

INDICES SISTÊMICOS

- Probabilidade de falha
- Carga cortada (valor esperado) - MW
- Energia cortada (valor esperado) - NWh

As opções acima registradas mostram os índices por localização na rede, questão onde? . Em geral, os programas fornecem estes índices também separados por modo de causa, questão porque?.

3.9.2 - ÍNDICES DE RISCOS DINÂMICOS

O colapso, total ou parcial, de um sistema de potência acontece como consequência de violações de segurança, sendo resultado de um processo de degradação da operação do sistema, quando pelo menos um dos fenômenos ocorrem:

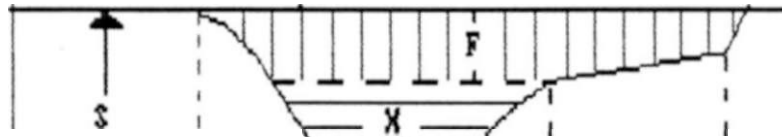
- desligamentos em cascata de componentes;
- instabilidade da tensão no sistema;
- perda de estabilidade estática de unidades geradoras;
- perda de estabilidade transitória.

o processo de degeneração pode ter uma gama variada de causas, podendo, por exemplo ser inicializado por uma falta num componente que leve o sistema a um estado crítico de operação: Se, neste estado, houver falha de atuação de proteção que iniba a operação do elemento em falta, pode haver uma seqüência de "Trips" no sistema, por efeito cumulativo, até que o efeito cascata resulte no colapso parcial ou total do sistema. Neste caso, a carga desconectada poderá ser bem maior do que a diferença entre a capacidade estática de entrega e o novo ponto de equilíbrio, alcançado após a fase de restauração. A esta perda de carga adicional denomina-se de perda de carga dinâmica. As figuras abaixo procuram elucidar melhor esta questão.

1- COLAPSO PARCIAL

Carga

Tempo
do desligamento



Tempo

m

Figura 3-12

•nde

- Valor da carga interrompida transitoriamente?
- e! 'i€rgianaosuprida<esta'ti<a)"
- X Bn (*rgianaosuprida (dina"mica)p
- ! fase de degradação do sistema?
- II fase de recomposição do sistema
- II operação no novo ponto de equilíbrio (sistema num estado não vulnerável)

2- COLAPSO TOTAL

Carga

Tempo esperado
do desligamento



Tempo

Tempo de
Blackout

Figura 3»13

Os índices de risco dinâmicos associados a esta situação são:

- valor esperado da carga desconectada.. $E(S)$ (MW).
- valor esperado da peraa dinâmica ae carga. $f(X)$ (MWhí

que se prestam como a medir a segurança operacional. Observe também que o índice de energia é fortemente influenciado pela política de recomposição adotada. Estes índices em geral tem sido calculados apenas em programas que usam simulação de Monte Carlo SICRET(ENEL) e ANASEC(EDF)).

Por outro lado é importante que se diga que a análise de segurança que habitualmente é efetuada nas empresas em estudos de planejamento e operação, não são baseados no enfoque prooailístico, em função da dificuldade que há em examinar-se um granae numero de situações possíveis, cada qual com modelagem detalhada que requer os estudos de estabilidade.

3.10 - DIFICULDADES DA ANALISE PREDITIVA DE CONFIABILIDADE

Em ENDRENYI. BHAVARAJU, CLEMENTS. DHIR, McCOY. MEDICHERIA. REPPEN, SALVADERI, SHAMIDERPORU, SINGH & STRATTON [40], coloca-se como principais dificuldades para análise de confiabilidade os seguintes aspectos:

Questão da Modelagem: modelos que descrevam com aceitável fidelidade os processos de falha e reparo, as condições climáticas, a carga envolvida, as ações corretivas empregadas, manutenção preventiva de equipamentos. etc.;

Questão Computacional: métodos cuja precisão e eficiência possam ser consideradas aceitáveis;

Questão dos Dados: disponibilidade suficiente de dados para permitir uma estimativa real dos parâmetros de indisponibilidade dos equipamentos e sistema.

Na modelagem de um sistema procura-se representar matematicamente os fatores relevantes de forma que os mesmos possam ser tratados computacionalmente. Como os processos de falha e reparo em sistemas de potência são muito complexos, modelos exatos se tornam bastante difíceis. Neste caso, omissões ou suposições simplificadas são efetuadas.

As principais omissões são as relacionadas aos modelos que avaliam as violações de segurança, falhas em sistema de proteção e detalhamento das falhas e operação inadvertida de equipamentos de disjunção em SE's. Como dito, esta é ainda uma área em início de desenvolvimento.

A representação da carga em geral é feita de forma simplificada assumindo ou o modelo onde as barras são consideradas totalmente independentes ou completamente correlacionadas. Tamoém a modela-

gem de ações corretivas pós-falhas levam mais em conta técnicas de otimização matemática do que os procedimentos operacionais reais.

A questão da modelagem das ações corretivas ainda é coisa para o futuro. Observe que estas podem ser tomadas automaticamente pelo sistema ou pelo operador. As automáticas são restritas a situações especiais de interesse e, conseqüentemente, isto faz com que a maioria das de interesse para o cálculo dos índices envolvam o operador. Quais e o quanto considerar das ações do operador é uma questão em aberto. Considere também o fator tempo que este leva para diagnosticar um problema, decidir e tomar uma ação de controle. É difícil de se responder. Os modelos atuais adotam em geral redespacho de geração, corte e/ou transferência de carga e consideram o tempo necessário para estas ações como nulo.

Ainda, independentemente do grau do modelo a ser usado, deve-se levar em conta o balanço entre a precisão de modelagem e o esforço computacional envolvido.

No que diz respeito a computação, o maior problema está em como lidar com a grande dimensão do número de estados a serem analisados. Teoricamente, todas as combinações de falhas em componentes devem ser testadas, ou pelo menos um número suficientemente grande que permita a estimativa dos índices com nível de precisão desejável. Num sistema com n elementos há pelo menos 2^n estados a serem testados, os demais ficam por conta de falhas de modo comum e originadas em subestações, o que faz com que uma análise exaustiva se torne impraticável. Em função do exposto, em geral são adotadas técnicas de aproximações.

As técnicas de aproximação variam de acordo com as de seleção de estado.

Quando são utilizadas técnicas analíticas (ou de enumeração), na seleção dos estados a serem analisados, aproximações adotadas baseiam-se geralmente em truncamento do espaço de estados, técnicas de corte mínimo, probabilidade de ocorrência, cota em volta dos índices, etc.. Quando utiliza-se técnicas de Monte Carlo, a aproximação reside no fato de que apenas um período limitado de vida do sistema é simulado em determinado estudo.

Não há, entretanto, um consenso de qual método é melhor do que o outro. Em algum aspecto um supera o outro e vice-versa. Abaixo, as características principais de cada método são listadas na tabela 02. Conforme descrito em SALVADERI [82], cada um tem méritos e deméritos, métodos baseados em enumeração mostram-se mais eficientes para pequenos sistemas quando o número de estados severos é relativamente baixo, o que facilita os estudos de confiabilidade da transmissão, onde as possibilidades de falhas de linhas individuais é bastante baixa e conseqüentemente nos desligamentos compostos é menor ainda, excetuando-se as saídas de modo comum e originadas em SE's. Por outro lado, em métodos de MC fica melhor quando o número de estados severos é

maior, o que acontece em estudos do NH-2 quando os maiores níveis de saída são devidos as saídas forçadas das unidades geradoras, MC também é favorecido quando se procura representar as diversas políticas operativas.

TABELA 02

CARACTERÍSTICAS DE PROGRAMAS

MONTE CARLO

ENUMERAÇÃO

1. DISPONIBILIDADE DE COMPONENTES CARGA DO SISTEMA

GERAÇÃO ALEATÓRIA DE:

PREDETERMINADA:

- CONTINGÊNCIAS
- AMOSTRA DE 8760 CARGAS HORÁRIAS

- NÍVEL DE CONTINGÊNCIA
- CARGA

2. DESPACHO DE GERAÇÃO ANÁLISE DO FLUXO DE POTÊNCIA ALÍVIO DE SOBRECARGA CORTE DE CARGA

MODELAGEM DE VARIAS POLÍTICAS
OPERATIVAS

?

3. ÍNDICES DE RISCO

- MONOPARAMÉTRICOS
- CALCULADOS DE MÉDIAS DE
RESULTADOS EXPERIMENTAIS

- BIPARAMÉTRICOS - FREQUÊNCIA
E DURAÇÃO
- CALCULADOS POR LEIS
ANALÍTICAS,
EM GERAL VALORES ANUALIZADOS

4. PRECISÃO TEMPO DE COMPUTAÇÃO

- DEPENDENTE DO NÚMERO DE
AMOSTRAS GERADAS

- ~ DEPENDENTE DO NÍVEL
PREDETERMINADO DE
CONTINGÊNCIAS

3.11 - PRINCIPAIS PROGRAMAS EXISTENTES

Tanto a nível nacional como internacional, existe uma gama de programas computacionais para solução do problema de confiabilidade do sistema composto com ênfase a adequação. As referências RAMOS, PEREIRA, MOROZOWISKI FQ, FONTOURA FQ, McCOY & 8ALU [78], SALVADERI, ALLAN, BILLINFON, ENDRENYI, MCGILLIS, LAUBY, MANNING & RINGLEE [83], e SCHILING, FONTOURA FQ, PRAÇA e ESMERALDO [86], fazem um estudo comparativo entre eles. enfocando aspectos de capacidade, características e índices calculados. Pode-se citar os principais:

NOME DO PROGRAMA	ORGANIZAÇÃO QUE DESENVOLVEU	TÉCNICA DE ANÁLISE	PAIS
SYREL	EPRI	EC	EUA
GATOR	FLÓRIDA POWER	EC	EUA
PROCOSE	ONTARIO HIDRO	EC	CANADA
TPLAN	PTI	EC	EUA
COMREL	UNIV. OF SASK.	EC	CANADA
SYREL	SHAWINIGAN LAV.	EC	EUA
PELACS	UMIST	EC	INGLATERRA
ZUBER	T.H.DARMSTADT	EC	ALEMANHA
SICRET	ENEL	MC	ITÁLIA
MÉXICO	EDF	MC	FRANÇA
CONFTRA	CEPEL	MC	BRASIL
CGS	CELG/SGC	EC	BRASIL
NH-2	CEPEL	H	BRASIL
PAÇOS	CESP/USP	MC	BRASIL

EC = ENUMERAÇÃO DE CONTINGÊNCIA

MC - MONTE CARLO (Simulação)

H = HÍBRIDO

Entre os programas acima citados merece alguns comentários sobre o NH-2, desenvolvido pelo CEPEL.

Até antes da existência do NH-2, as ferramentas computacionais desenvolvidas no Brasil eram agrupadas em duas classes;

a) - programas baseados em simulação de Monte-Carlo, como CONFTRA e PAÇOS. Estes programas analisam o efeito conjunto de falhas no sistema de geração e transmissão, confiabilidade composta; representam a perda de potência unitária causada pelo deplecionamento de reservatórios em função de uma condição hidrológica desfavorável; e utilizam o fluxo de potência DC para solução da rede. sendo semelhante aos programas SICRET e MÉXICO.

b) - programas baseados em enumeração de contingências, como o CGS. Estes programas utilizam fluxo de potência AC para solução da rede, não representam a maior parte das falhas de geração.

sendo, portanto, mais um programa de confiabilidade de transmissão e semelhante aos programas GATOR e SYREL.

O NH-2, MELO, MELLO, ROMERO. OLIVEIRA. MOROZOWISKI FQ. PEREIRA. CUNHA & FONTOURA FQ [68], foi concebido para englobar os fatores acima, que eram contemplados isoladamente em cada programa a acender aos seguintes principais segmentos e/ou restrições:

- ~ analisar sistemas de grande porte (2000 barras)
- representar falhas conjuntas de geração e transmissão
- representar as saídas múltiplas e dependentes de componentes
- representar diversos cenários hidrológicos
- representar diversos cenários de carga
- identificar e corrigir problemas de tensão
- representar a manutenção programada de componentes.

CAPITULO QUARTO

DADOS E INFORMAÇÕES PARA AVALIAÇÃO NO PÓS-OPERAÇÃO

"Ele jamais quis complicar"

*Jorge Paulo Lemann e Carlos
Alberto Sicupira, a respeito de
San Mal ton, EXAME. Maio 1992*

4.1 - INTRODUÇÃO

No capítulo anterior descreveu-se os tópicos importantes da teoria de confiabilidade aplicada a sistemas de potência. Neste, como sequência do anterior e principalmente levando em consideração os fatores relevantes abaixo mencionados, mostrar-se-á a necessidade de uma metodologia integrada da avaliação, interligando os horizontes de planejamento e de operação, ou pós-operação, através de um sistema de retroalimentação, cujo objetivo principal é a otimização da confiabilidade do sistema ao longo do tempo. A base de dados operacionais necessária para dar suporte a esta atividade será objeto principal deste texto.

4.2 - DIFERENCIAÇÃO CONCEITUAL DOS ESTUDOS PREDITIVOS E DE PÓS-OPERAÇÃO

Uma das questões de maior evidência atualmente no Setor Elétrico é a escassez de recursos, frente as necessidades de se investir, tanto para ampliar como para manter/operar os sistemas existentes. Também, por outro lado, com a perspectiva cada vez maior da globalização da economia, onde técnicas de gestão da qualidade passam a ser adotadas por todos, procurando tornar cada vez mais competitivas e rentáveis as empresas, torna-se necessário a utilização de indicadores, índices, para aferir-se o desempenho, visando-se a otimização do Sistema.

Um Sistema Elétrico de Potência, no NH-2, pode ser visto como sendo composto de dois subsistemas: o de Geração e o de Transmissão. Ambos são constituídos de equipamentos ditos reparáveis, isto é, que são recuperados quando falham e voltam a operar. O bom desempenho da continuidade e da dualidade do suprimento/fornecimento de energia depende do bom funcionamento dos equipamentos, mas não apenas deles. A vasta extensão territorial por onde se situa, os efeitos danosos do meio ambiente, sua complexidade intrínseca, bem como os erros de operação/manutenção, também levam o sistema a falhar. É importante frisar que um sistema totalmente imune a falhas é impossível de se construir, a experiência tem mostrado, seja por motivos econômicos ou outros quaisquer. Falhas ocorrem de forma aleatória e independem de quem planeja, opera ou mantém. O que se procura, sempre, é minimizar-se a ocorrência e efeitos destas falhas.

A avaliação do desempenho de um sistema de energia elétrica sob o enfoque probabilístico/estatístico pode também estar associado a dois horizontes temporais. A análise preditiva, ou a priori, utiliza-se de modelos de confiabilidade, onde procura-se prever o desempenho futuro do sistema, através de simulação, baseado nos valores das taxas de falha e reparo dos equipamentos, e se presta primordialmente aos estudos de planejamento. A análise de pós-operação, ou a posteriori, procura através de observações, ou dados, de falha do sistema, inferir-se o desempenho passado, procurando, se necessário, sugerir mudança de rotas. de procedi-

mentos, dos órgãos envolvidos em operação e/ou manutenção. Também, neste caso, presta-se para efetuar comparações entre diversas áreas que compõem o sistema global. Em ambos os enfoques, índices apropriados são usados para quantificar o desempenho, e estes guardam entre si uma semelhança bastante grande, como por exemplo os índices de frequência e de duração das interrupções.

Outra questão importante na avaliação do desempenho e distinguir-se entre o desempenho da rede elétrica e o desempenho do suprimento/fornecimento. São distintas mais não independentes. No primeiro caso tem-se interesse nos aspectos de Segurança, capacidade do sistema em evitar a ocorrência de distúrbios generalizados, black-outs, ou se recompor deles. e as Adequação, capacidade do sistema em atender a carga dentro de padrões técnicos-operacionais apropriados, conceito que está mais ligado ao transporte eficiente da rede. No segundo, está-se mais interessado no ponto de vista do consumidor, para quem o essencial é a continuidade do suprimento/fornecimento através de níveis de qualidade da tensão e da frequência de entrega. Observe que se o primeiro enfoque é totalmente satisfeito ele acarreta o segundo. O inverso nem sempre é verdadeiro. LEREVEREND. FONG. LAÛ & WINTER [63], VIEIRA FQ. COURI. CHIPPI. HILROTA & NERY 197).

4.3 - METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO INTEGRADA

Conforme e muito bem colocado em NITU & NITU [70], sem uma apropriada retroalimentação da experiência operacional. as aplicações de confiabilidade no planejamento perdem tanto em precisão como em versatilidade. Isto de certa forma já foi colocado no capítulo anterior, quando se falou das dificuldades da análise preditiva. A confiabilidade operacional valida as estimativas feitas no planejamento e identifica necessidades de mudanças de estratégias ou políticas operativas. Sob este enfoque as aplicações do planejamento passam a ser constantemente revisadas baseadas nas informações recebidas. e permitem incorporar estas mudanças em suas suposições. O diagrama abaixo mostra esta interdependência:

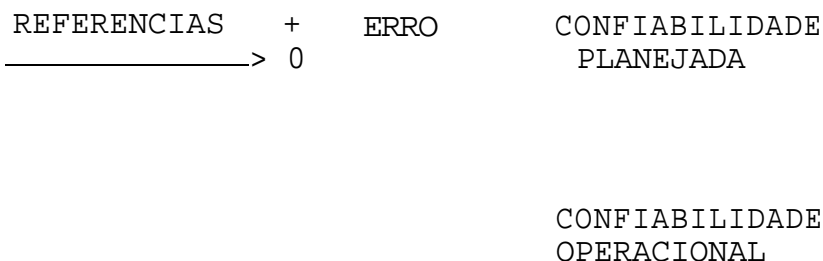


Figura 4.1 Sistema de confiabilidade com realimentação.

A validação das estimativas de confiabilidade efetuadas no planejamento pode, então, ser feita seguindo-se os seguintes passos:

1. Os fabricantes fornecem as especificações operacionais e os índices de confiabilidade de cada equipamento;
2. O planejador estima os índices de confiabilidade do sistema, levando em consideração as informações contidas em 1.;
3. O operador estima os índices de confiabilidade para seu horizonte temporal, de dados históricos da operação, objetivando desenvolver políticas operacionais apropriadas bem como implementar as recomendações de planejamento, contidas em 2.;
4. O planejador refaz seus estudos tendo como base as suposições operacionais consideradas em 3..

As colocações acima efetuadas estão bastante afinadas com a realidade atual de escassez de recursos. Observa-se que há uma tendência cada vez mais acentuada de operar-se o sistema elétrico próximo à seus limites e, neste caso, há uma necessidade crescente de incorporar-se requisitos operacionais no planejamento da confiabilidade. Por outro lado, políticas operativas e treinamento adequado permitirá que o sistema possa ser operado próximo à seus limites sem sacrificar o nível de confiabilidade. É importante então a existência de uma sequência integrada de procedimentos que permita otimizar-se o desempenho do sistema.

4.3.1 - PROCEDIMENTOS

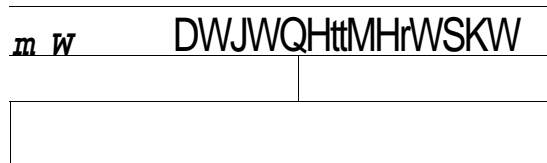
A estrutura dos procedimentos necessários a avaliação integrada da confiabilidade, está representada no fluxograma da figura 4.2 da página seguinte.

Observa-se que os passos descritos no fluxograma, partem do horizonte de planejamento até o de pos-operação, verifica o desempenho, e propõe ações a serem executadas. Observe que é um processo dinâmico de transformação de informação em ação, com retroalimentação constante. Estes procedimentos podem, alternativamente, serem descritos da seguinte forma:

1. Efetuar a análise de confiabilidade no horizonte de planejamento. Este passo segue a metodologia descrita no capítulo anterior, onde a estimativa da confiabilidade é feita através de programas computacionais, levando-se em conta índices fornecidos pelos fabricantes, suposições de modelagem e programas de manutenção planejados;

HMMACAO IE AREAS FIA IEJMB

mm DK w.



ESIMECDMD DE ACES PARA HEIMifi DO OUBtíO

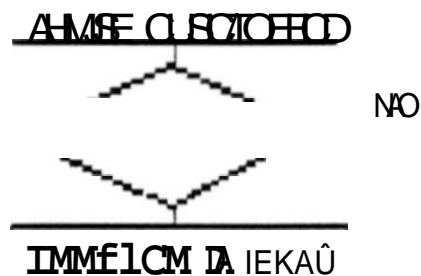


Figura 4.2

2» Efetuar a análise de confiabilidade no horizonte de operação. Neste passo todas as atividades de pós-operação estão incluídas, coleta,- armazenagem e processamentos de dados operacionais, de ocorrências. As estimativas dos parâmetros dos componentes e do sistema através de valores observados em campo também- As políticas de manutenção adotadas- A avaliação do desempenho das equipes de operação* falhas humanas, nível de conhecimento.. Identificação de componentes críticos no sistema. Comparação de níveis de qualidade com padrões estabelecidos. Classificação das saídas por severidade e causa.

3- **ca**lcuio da confiabilidade do sistema baseado no desempenho atual dos componentes e do sistema.

4. Comparação com os valores preditos» Identificação das causas de degradação do sistema, se houver,,

Estimar os custos envolvidos na melhoria dos níveis de

qualidade e confiabilidade do sistema. Comparar as alternativas viáveis: adições. melhoria na manutenção. novas políticas operativas.

- ↳. Conclusão. São as recomendações do estudo e as linhas de ações a serem seguidas para melhorar o desempenho do sistema. levando em conta a relação custo benefício. em geral as principais estão contidas no seguinte conjunto:
- recomendações aos fabricantes sobre o desempenho de seus equipamentos;
 - novas estratégias operativas;
 - necessidades de treinamento de pessoal:
 - recomendações econômicas e estratégicas aos órgãos regulamentadores.
 - escolha entre investir-se em confiabilidade ou manutenção.

4.4 - SISTEMA DE INFORMAÇÕES PARA SUPORTE A AVALIAÇÃO INTEGRADA

Cada vez mais com o rápido desenvolvimento que a informática vem tendo nos anos recentes, a utilização de sistemas de informação para o apoio as atividades de gerenciamento, tem se tornado mais factível. facilitando a tomada de decisão por parte dos gerentes, já que esses passam a lidar com informações mais confiáveis e de fácil acesso.

Um sistema de informações para suporte as atividades de gerenciamento da avaliação integrada, conforme descrito no item anterior, torna-se bastante abrangente. e cobre praticamente todas as áreas de uma empresa de energia elétrica. Nele, devem estar contidos módulos para avaliação do desempenho da rede, dos equipamentos de geração e de transmissão. da continuidade a dualidade do suprimento, dos fatores humanos envolvidos e de custos. A referência ALMEIDA [7] apresenta um estudo sobre este tema, com uma modularização passível de ser utilizada neste contexto.

Como parte integrante deste sistema maior, e objetivando a dar suporte aos métodos e modelos de confiabilidade. será descrita a estrutura de alguns módulos, doravante chamada de base de dados, que permita avaliar-se o desempenho de um sistema eletroenergético no NH-2. Este. deve ser capaz de atender a dois requisitos básicos: o primeiro diz respeito a necessidade da operação de ter um sistema de apoio ao gerenciamento eficaz de suas atividades, através de informes que facilitem a tomada de ações corretivas visando manter o desempenho em níveis aceitáveis e/ou pré-estabelecidos. Neste caso. tem-se interesse principal na continuidade e na qualidade do fornecimento de energia ; o segundo é que o mesmo forneça saídas compatíveis, através de índices, para que se possa efetuar comparações entre o sistema que foi planejado e o que é operado. Ainda, deve ser feito um acompanhamento do desempenho dos equipamentos. através do monitoramento de suas taxas de falhas e de reparo. entradas fundamentais para o planejamento, ou predição .

Como forma de estruturar-se este sistema, sugere-se que eie deva ser constituído de três módulos básicos. O primeiro, relativo ao desempenho dos equipamentos: o segundo relativo a continuidade do suprimento/fornecimento e o terceiro, relativo a qualidade do suprimento. Entende-se que o desenvolvimento deste sistema tenha um custo modesto. uma vez que as informações já existem nas empresas, e o trabalho maior é de aglutina-las de forma coerente, ùs módulos de continuidade e qualidade praticamente dizem respeito aos órgãos de operação, enquanto que o de equipamentos diz respeito aos órgãos de operação, manutenção e planejamento. Os potenciais ganhos com as possíveis aplicações, que incluem melhores práticas de manutenção, melhor análise de confiabilidade no planejamento. fazem com que o ganho financeiro saia bem mais significativo que o custo para implementação.

Uma questão que não sera abordada neste capitulo è a representação das séries históricas de hidrologia. Como se saPe. a potência máxima de um gerador de uma usina hidrelétrica é função da altura de queaa. isto á, da diferença entre o nível montante e o mvei jusante. FONTOURA FQ & PEREIRA [49], RAMOS, PEREIRA. MOROZOWISKI. FONTOURA FQ, McCOY & 6ALU [781. Logo. como o sistema brasileiro é hidro predominante. a avaliação da confiabilidade do atendimento também deve levar em conta estes aspectos. No Capitulo ©, onde é feito um estudo do Sistema CHESF, serão feitas algumas considerações sobre este assunto.

4.4.1 - REQUISITOS DO SISTEMA DE INFORMAÇÃO

Apesar de não ser objetivo deste trabalho, serão feitos alguns comentários sobre Sistema de Informações. visanoo mostrar a potencialidade desta ferramenta.

Um sistema de informação objetiva o fornecimento de informações úteis, concisas e com rapidez, e são projetados para assistir aos gerentes em suas tarefas de decisão e planejamento. SOUZA [94].

Com a disponibilidade cada vez maior de computadores mais possantes, de softwares mais amigáveis, bem como do rápido desenvolvimento das técnicas de engenharia de sistemas torna-se mais viável o aumento da eficiência e eficácia das empresas. Neste contexto, o Sistema de Informações propõe-se a levar ao usuário informação relevante, permitindo assim uma análise apropriada de seus interesses.

Quando da concepção de Sistema de Informações as necessidades dos usuários devem ser explicitadas. Para o objetivo deste trabalho, avaiiação do desempenho no NH-2, estas estão colocadas nos três módulos básicos do sistema, que estão descritas abaixo. Também, e descrito a filosofia de avaliação associada. **E** importante que o mesmo seja implementado em Banco de Dados Relacionais, FONSECA [47], com software integrado.

Um software integrado, due permita o uso de planilha, editor de

textos, banco de dados, gráficos, estatística, programa de pesquisa operacional (programação linear, simulação, filas. e t c), e um meio adequado para este tipo de implementação.

4.5 - MÓDULO DOS EQUIPAMENTOS

Neste modulo, serão descritos aspectos importantes que devem ser levados em conta na elaboração de uma base de dados sobre equipamentos de forma que esta possa dar suporte aos métodos e modelos de avaliação da confiabilidade . Estes são baseados nas referências ALKAIM, MILLAZO JR, WACHELKE & ORTH [3] , BILLINTON. DEBNATH. OPRISAN & CLARK [1 2] , CAVALCANTI [2 2] , CCQN-SCAP-STCO [2 4] , DI SCALA [3 2] , ELETROSUL [3 7] , EPRI [4 1] , FASS, KÖGLIN, LEBEU, MOIL NEUMANN, SCHANZLE, SCHWEER & WELLSON [44], MAEZONÜ [6 4] , MELLO, MELO & OLIVEIRA [6 7] , PETERSON [7 5] , SILVA. MOROZOWISKI. NAHAS & YAGI [91] e SILVA, RAMOS & PIRES [92] com destaque ao trabalho da referência EPRI [41]. que praticamente norteou as colocações aqui efetuadas.

Os parâmetros estatísticos que servem de entrada para modelagem e análise de desempenho dos equipamentos e do sistema, podem ser obtidos de dados de pós-operação, em uma base de dados bem projetada. Os modelos principais foram descritos no capítulo anterior. A coleta e armazenagem destes dados é de importância relevante. No NH-2 e então necessário que se compute a história operativa do sistema de geração e do sistema de transmissão.

Na literatura existente sobre estatísticas de equipamentos, nota-se que, em geral, é efetuada separação entre as de geração e a as de transmissão. Confirma nas referências citadas acima. Alguns fatores contribuem para este fato, tais como : os dados de geração são mais antigos que os de transmissão; menor variedade de equipamentos de geração em relação a transmissão; terminologias diferentes, etc. Entretanto, conforme verificado em FONTOURA FQ [49], nos estudos iniciais para concepção do protótipo do sistema NH-2. descrito no capítulo anterior, falhas compostas de geração mais transmissão são bastante relevantes na determinação da confiabilidade do sistema composto. Associado a este fato. tem-se observado que no Sistema CHESF estas ocorrências são relativamente corriqueiras . Em função disto resolveu-se neste trabalho dar-se uma conotação global, incluindo geração e transmissão e suas interações. Entretanto, no caso específico da geração , há também a necessidade de computar-se em separado para cada unidade geradora os tempos de residência em cada estado. principalmente aqueles de operação com restrição. BILLINTON. DEBNATH, OPRISAN & CLARK [1 2] .

Uma questão que se põe é a separação física/elétrica entre os sistemas de geração e de transmissão. Em geral as configurações das usinas são bastante variadas. Algumas apresentam disjuntor imediatamente após a máquina geradora, outras apenas após o transformador elevador e. em alguns casos o disjuntor aparece apenas após um "link". De forma a facilitar a análise deve-se

considerar associado a geração apenas o gerador, o disjuntor e barramento de saída. e proteção associada. Todos os demais equipamentos farão parte da transmissão.

4.5.1 ETAPAS PARA CONSTITUIÇÃO DA BASE DE DADOS.

Na elaboração da base de dados crês etapas são importantes:

1. DEFINIÇÃO DE TERMINOLOGIA ADEQUADA. Deve-se elaborar um conjunto consistente de terminologias. Esta etapa precede as demais. e é importante porque como serão usadas informações de fontes diferentes, de operação, manutenção e proteção, em algumas situações, as existentes são conflitantes ou **inadequadas.** É importante também que se compatibilize as definições adotadas em estatísticas de geração e transmissão. A referência ELETROSUL [37] apresenta um conjunto exaustivo de definições que se prestam para este objetivo.

2. CADASTRO DE EQUIPAMENTOS . Os dados cadastrais dos equipamentos, ou populacionais, têm importância fundamental uma vez que as taxas de saídas só podem ser calculadas se os tempos de exposição estiverem disponíveis. As características armazenadas na base de dados devem incluir um código alfa-numérico único para cada equipamento, datas de instalação, remoção, reprojeto e outras, tais como valores nominais e de operação. Dados adicionais podem ser incluídos se quer-se efetuar estatísticas específicas.

5. CADASTRO DE EVENTOS. São os dados. informações. sobre os eventos, tanto a nível de componente como de sistema, que devem ser coletadas e armazenadas na base de dados. Nesta etapa, os procedimentos a serem adotados para análise e consistência devem estar bem explicitados.

4.5.2 - ENFOQUES E PRINCIPAIS DEFINIÇÕES PARA COLETA E ANALISE DE DADOS.

Na elaboração da base de dados dois enfoques podem ser utilizados. No primeiro, e onde cada sistema isoladamente, geração ou transmissão. e visto como constituídos de um grupo de unidades funcionais. Assim, o sistema de geração e constituído de um conjunto funcional de unidades geradoras e o sistema de transmissão de um conjunto de unidades de transmissão. O segundo e o enfoque físico, ou de equipamentos, onde cada sistema e composto de um conjunto de equipamentos.

Uma unidade funcional de geração. ou unidade geradora. e constituída de um conjunto de equipamentos cujo objetivo e gerar energia para o sistema, no caso. uma maquina geradora mais os equipamentos a ela associados até disjuntor de saída. A unidade de transmissão tem o objetivo de transferir potência entre dois ou mais pontos. no caso, uma linha de transmissão, um cabo. ou um transformador mais equipamentos terminais associados. Neste enfoque o sistema pode ser particionado funcionalmente em um

conjunto exaustivo e mutuamente exclusivo as unidades funcionais. Observe ainda que um mesmo equipamento terminal pode pertencer a mais de uma unidade funcional, como por exemplo os disjuntores e barramentos.

Sob este enfoque define-se terminal como sendo um componente funcional, localizado num dos pontos conectados a uma unidade de transmissão. Este pode incluir disjuntores, barramentos, equipamentos de proteção e religamento e de suporte de reativo.

No segundo enfoque, mais abrangente, o sistema é visto como um conjunto físico de equipamentos e, neste caso, pode ser particionado fisicamente em um conjunto exaustivo e mutuamente exclusivo de equipamentos. Ainda, sob este enfoque, cada equipamento é constituído de vários sub-equipamentos ou componentes. tais como chaves, para-raios, enrolamentos, etc.

A razão para colocar-se o primeiro enfoque é que várias estatísticas existentes adotam este critério, principalmente para geradores e linhas de transmissão. É uma forma mais simples de se coletar os dados, uma vez que se reduz bastante a população. A forma de se registrar os eventos a ser descrita a seguir, e estruturada de forma que possa servir a um ou outro enfoque, é o melhor, iniciar-se pelo funcional e evoluir-se para o de equipamento. Lembra-se da definição contida no capítulo I de componente como entidade reportável e não sujeita a fracionamento, a unidade funcional, no primeiro, e equipamento, no segundo, são as entidades reportáveis para fins de coleta de dados, tanto cadastrais como de eventos. Observe também que as unidades funcionais não formam uma partição física do sistema.

Evento é um acontecimento recordável que é de interesse para ser cadastrado na base de dados do sistema composto. Em algumas situações um evento pode não necessariamente estar relacionada a saída de componentes, como é o caso da operação de equipamentos com capacidade reduzida, estados degenerados.

Uma saída descreve o estado de um equipamento ou unidade quando este não está disponível para exercer suas funções especificadas. Uma saída pode ou não causar uma interrupção de serviço de um consumidor, dependendo da configuração do sistema. Esta pode ser inicializada por um chaveamento automático ou manual. Observe o diagrama da figura 4.3.

Saídas são classificadas em saídas simples, a nível de componente, e múltiplas, a nível de sistema, quando envolvem dois ou mais componentes. As múltiplas se dividem em coincidentes e relacionadas. As relacionadas são iniciadas por um único evento e têm uma importância fundamental na modelagem do sistema composto. O diagrama da figura 4.4 mostra bem estas classificações.

OAffIHcftCftO MS SADAS OJANIO AO TIPO

*tarns**

MANUAL

IWWiïMA
fuomnra

IBfffiARIA

tWWfifIE
9 m

efRGDOI

AHVEL

EMJWA

V
FSCADA

—'v'—
mwmm

—'s?'—
NAÛILANEJADA

Figura 4» 3

DAS SADAS ildMS

KMCENfIDAS CSEHMKAS)

SADAS PC« CWM2KIA rUIHAS
MOADAS FOR HAS HE Ifi IVEHK9

SAIDAS PRWARIA E MM i«:itir:>>
w m e m i CCWSNUCIA)

SADAS CE MOV CtttH
CRDASSDMIHfIOE
A DAS WJITO5

BAfISAHEW) Cortil

raw comi

FAKA IE PASSACDI
conti

Figura 4.4