

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

PROGRAMA DE PÓS - GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

TRATAMENTO ESTATÍSTICO DAS INDISPONIBILIDADES

EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

TESE SUBMETIDA À UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

PARA A OBTENÇÃO DE GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA

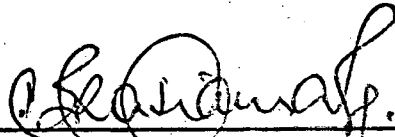
JOÃO LUIZ ALKAIM

FLORIANÓPOLIS, MAIO - 1981

TRATAMENTO ESTATÍSTICO DAS INDISPONIBILIDADES
EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

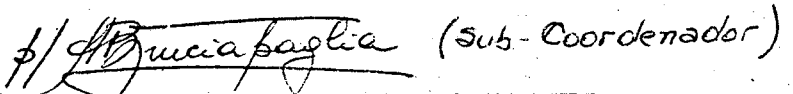
ESTA TESE FOI JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
" MESTRE EM ENGENHARIA "

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



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

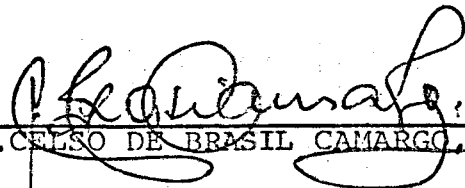
ORIENTADOR



Prof. RENATO CARLSON, Dr. Eng.

COORDENADOR DO CURSO

BANCA EXAMINADORA:

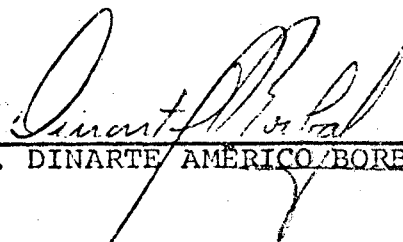


Prof. C. CELSO DE BRASIL CAMARGO, M.Sc.

PRESIDENTE



Prof. HANS HELMUT ZÖRN, Ph.D.



Prof. DINARTE AMÉRICO BORBA, M.Sc.

À minha esposa MARIA AUXILIADORA
e filhos CRISTIANO, ANDRÉ e DANIEL

AGRADECIMENTOS

Ao engenheiro C.CELSO DE BRASIL CAMARGO da Centrais Elétricas do Sul do Brasil - ELETROSUL, pela inestimável ajuda prestada na orientação deste trabalho.

Ao engenheiro PAULO RENECIO NASCIMENTO da Centrais Elétricas do Sul do Brasil - ELETROSUL, pelas valiosas sugestões oferecidas.

A minha família, pelo apoio, incentivo e compreensão.

Aos colegas da ELETROSUL, pelo estímulo, amizade e colaboração técnica.

A ANA FÁTIMA CONCEIÇÃO DE MORAES pelo excelente trabalho datilográfico e a ORLANDO RAMOS JÚNIOR pela elaboração cuidadosa dos desenhos.

A Centrais Elétricas do Sul do Brasil S/A - ELETROSUL através dos Departamentos de Planejamento (DPS) e Operação (DOS), pelo interesse e estímulo.

RESUMO

O presente trabalho objetiva catalogar e analisar estatisticamente as ocorrências operacionais de um sistema de potência, em particular da rede de transmissão, aplicando a metodologia a um sistema real, no caso o das Centrais Elétricas do Sul do Brasil S/A - ELETROSUL.

Foram estabelecidos critérios que permitem, a partir dos dados de campo, calcular parâmetros para análise da confiabilidade das linhas de transmissão.

A sistemática proposta permitiu realizar importantes inferências acerca do sistema de transmissão analisado, possibilitando rever procedimentos operacionais e balizar o desempenho global da rede de transmissão.

ABSTRACT

This work is concerned with registering and statistical analysis of operational occurrences in an electrical power system, regarding, specifically transmission lines.

The methodology thus developed has been applied to a real system, namely that of Centrais Elétricas do Sul do Brasil S/A - ELETROSUL.

Criteria have been established, making possible, from field data, to calculate parameters and analyse transmission lines reliability.

The systematics here proposed allowed important inferences about the network being investigated, making it possible to review operational experiences and indicate the real performance of the electrical system.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO - PROPOSIÇÃO DO PROBLEMA	1
1.1- Considerações Gerais	1
1.2- Aspectos da Confiabilidade na Operação de Sistemas Elétricos	4
1.2.1- Objetivos da operação de um sistema elétrico	4
1.2.2- O enfoque da confiabilidade	7
1.3- Proposição do Problema	8
 CAPÍTULO 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	 10
 CAPÍTULO 3 - METODOLOGIA PARA FORMAÇÃO DE UM BANCO DE DADOS DE OCORRÊNCIAS OPERACIONAIS EM UM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	 22
3.1- Introdução - Objetivo	22
3.2- Terminologia Empregada	22
3.3- Estrutura da Informação	23
3.4- Procedimentos Estatísticos para Registro das Ocorrências	 26
3.4.1- Introdução	26
3.4.2- Ocorrências consideradas	26
3.4.3- Classe de informações inerentes ao registro de ocorrências	 27

3.4.4- Critérios de distinção dos tipos de ocorrências	30
3.5- Conclusões	30
CAPÍTULO 4 - CONFIABILIDADE DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	32
4.1- Introdução	32
4.2- Dados Gerais Necessários para Estudos de Confiabilidade das Linhas de Transmissão	33
4.3- Estimativas dos Índices das Linhas a Partir dos Dados de Campo	35
4.3.1- Estimativa das taxas de desligamento...	35
4.3.2- Considerações sobre o método diagra- ma de espalhamento - análise de regressão	36
4.3.3- Estimativa das durações médias dos desligamentos	37
4.3.4- Considerações sobre a distribuição das durações dos desligamentos	38
4.4- Conclusões	39
CAPÍTULO 5 - APLICAÇÃO DAS TÉCNICAS DE ESTIMAÇÃO AO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA ELETROSUL	40
5.1- Introdução	41
5.2- Dados de Campo	43
5.3- Estimativa das Taxas de Desligamentos	59
5.4- Estimativa das Durações dos Desligamentos	84
5.5- Considerações sobre as Distribuições das Durações	85

CAPÍTULO 6 - CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA FUTUROS	
TRABALHOS	97
6.1- Conclusões	97
6.2- Sugestões para Futuros Trabalhos	100
APÊNDICE I - TERMINOLOGIA	103
APÊNDICE II - EXEMPLOS DE CLASSIFICAÇÕES DOS DADOS ESTATÍSTICOS	117
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	123

C A P Í T U L O 1

INTRODUÇÃO - PROPOSIÇÃO AO PROBLEMA

1.1- Considerações Gerais

Um sistema de potência é uma das modalidades utilizadas com eficiência para a conversão e transporte de energia elétrica. Ele é constituído basicamente de três subsistemas principais:

- a- O subsistema gerador, que converte energia primária em energia elétrica.
- b- O subsistema de transmissão, cuja função é transportar a energia elétrica dos centros de geração para centros de consumo.
- c- O subsistema de distribuição cuja principal função é distribuir pelos consumidores a energia recebida do subsistema de transmissão.

Estabelece-se desta forma, um elo de conexão entre as necessidades energéticas dos mais variados consumidores e as fontes capazes de satisfazer tais necessidades, através de um sistema que transforma a energia disponível na natureza numa outra forma de energia, mais apropriada a uma utilização direta e imediata.

Nas sociedades modernas, especialmente as que atingiram altos níveis de desenvolvimento industrial e tecnológico, o fornecimento de energia elétrica é, pela sua importância, considerado prioritário e essencial. Isso exigiu um crescimento contínuo dos

serviços de energia elétrica, bem como uma melhora constante nos padrões de qualidade e continuidade da energia fornecida.

Esta crescente complexidade dos sistemas de potência e de diversos outros sistemas técnicos, aliada as severas exigências das condições operativas a que são submetidos, levaram ao aparecimento de uma nova disciplina científica, a teoria da confiabilidade. Tal disciplina estuda os métodos gerais que devem ser adotados nas fases de planejamento, projeto, fabricação, recepção, transporte e operação de componentes ou sistemas, de modo a assegurar o máximo de eficiência, segurança e economia. Ela estabelece as leis de aparecimento de falhas em dispositivos ou sistemas e os métodos que permitem melhorar a qualidade de componentes, mediante a introdução de índices quantitativos da qualidade de produção.

Empregando métodos da estatística matemática e da teoria das probabilidades, a teoria da confiabilidade conduz a resolução de problemas contraditórios: de um lado a complexidade crescente de funções que devem cumprir os componentes, implicando no crescimento de seus números; do outro lado, um aumento no número de componentes leva a diminuição da confiabilidade global do sistema. Verifica-se então, que um dos objetivos da teoria de confiabilidade deve ser a elaboração de princípios que permitam aos sistemas complexos, funcionar mesmo quando alguns de seus componentes estiverem defeituosos. Com efeito, ao se planejar, projetar ou operar tal tipo de sistema, de modo a se obter um alto grau de confiabilidade de serviço, depara-se com várias fontes de incertezas, como por exemplo: tempo de ocorrências de falhas, tempo de saída forçada de um equipamento, tempo de reparo das falhas, a intensidade de pico de carga, a data de entrada de novas instalações em serviço,

a freqüência e duração de condições climáticas, etc.

Justifica-se então o emprego de técnicas probabilísticas para a avaliação da confiabilidade de sistemas de potência elétrica.

A conceituação inicial de confiabilidade se definiu como a probabilidade de um componente ou sistema desempenhar uma função, em período específico, e sob determinadas condições operativas. Verifica-se neste enunciado que a idéia de confiabilidade era sempre associada a um intervalo de tempo delimitado, freqüentemente denominado "tempo de missão" e relacionada às últimas condições de operação e meio ambiente, que muitas vezes podem se tornar desconhecidas.

Com o tempo, o emprego da confiabilidade se estendeu a quase todos os ramos de atividades atuais.

Em termos de sistemas de potência elétrica, entende-se como confiabilidade, o grau de segurança com que o sistema de potência supre energia aos pontos de interligação. Observe-se que na expressão "grau de segurança" está implícita a noção probabilística da confiabilidade.

Na análise do desempenho de um sistema de potência ou num processo qualquer de controle e investigação técnico-científico, o esclarecimento de um fenômeno não deve ser assumido, nem previsões serem estipuladas originadas de um conjunto de informações sem que ele tenha sido completamente descrito. Assim, o ponto de partida da engenharia de confiabilidade se baseia no pleno conhecimento das fontes de falha, identificando políticas e procedimentos generalizados que se revelam como fontes de fracasso de muitos programas atuando a longo prazo.

Dentro desta ótica cabe aqui um parêntese para relatar a experiência de 17 anos de emprego de confiabilidade no sistema de transmissão em 400kV da "Swedish State Board (Vaten fall)"⁽¹⁹⁾. "A estatística de falhas e distúrbios no sistema sueco de 400kV começou a ser efetuada desde o comissionamento da primeira instalação. A estatística tem sido continuamente analisada e atualizada como base para contínua expansão do circuito e para os projetos dos equipamentos de controle e arranjo de estações. Em seu primeiro estágio de desenvolvimento, a confiabilidade operacional foi direcionada para as falhas de linhas, posteriormente voltou-se para os demais componentes das estações.

Uma aplicação da estatística de falhas extendido às barras de interligação mostrou que medidas para isolamento de distúrbios necessitariam da utilização da proteção de barramento.

As experiências de confiabilidade e os resultados econômicos obtidos com o sistema de 400kV tem provado que estatísticas de falha em combinação com a estimativa quantitativa dos custos das interrupções aos consumidores são valiosas ferramentas no planejamento e operação de redes de alta tensão".

1.2- Aspectos da Confiabilidade na Operação de Sistemas Elétricos

1.2.1- Objetivos da Operação de um Sistema Elétrico

O objetivo básico da operação de um sistema elétrico qual quer que seja sua constituição, é a obtenção do mais alto índice de desempenho na sua função específica.

Num sistema elétrico de potência, o desempenho operacional pode ser avaliado em função do grau de atendimento dos seguintes requisitos básicos:

CONTINUIDADE

QUALIDADE

ECONOMICIDADE

O índice de atendimento ao requisito CONTINUIDADE é tanto melhor quanto menor for o número e a duração das interrupções, totais ou parciais, no suprimento.

O índice de atendimento ao requisito QUALIDADE é função da manutenção de níveis de tensão e frequência estáveis nos respectivos valores nominais. Quanto maior for o número, amplitude e duração de desvios ou variações nos valores dessas grandezas, menor será o índice de atendimento ao requisito.

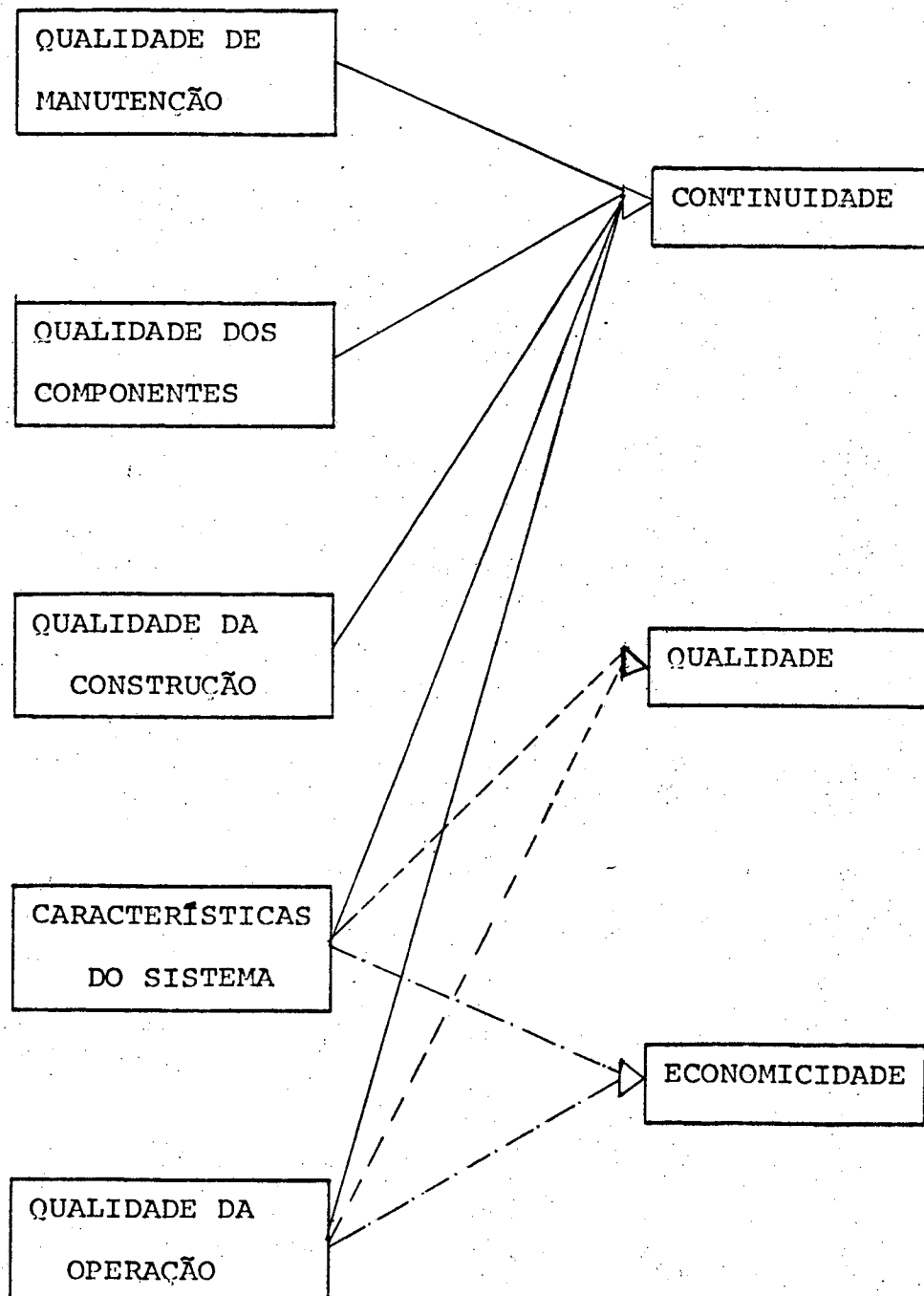
O atendimento ao requisito ECONOMICIDADE é pleno quando a operação do sistema, a cada momento, atende a carga com uma distribuição de geração tal que resulte no menor custo incremental global para a circunstância.

No caso das concessionárias dos serviços de produção e distribuição de energia, decorre que da sua explícita função social e de sua importância fundamental para as diversas atividades de produção, existe uma ordem natural de prioridade de atendimento dos requisitos básicos para operação, a saber:

- é preferível manter um suprimento de baixa qualidade que interrompê-lo;
- é preferível fornecer energia de boa qualidade com custo alto que sacrificar a qualidade, com o objetivo de diminuir o custo.

Apesar da existência da "HIERARQUIA" (continuidade-qualidade-economicidade) sempre se procura o ponto de equilíbrio dos 3 requisitos básicos.

Os índices citados traduzem o desempenho operativo do sistema elétrico e os fatores que influenciam seus valores são apresentados no quadro que segue: (35)



1.2.2- O Enfoque da Confiabilidade

Os estudos de confiabilidade caminham para um ponto de poder fornecer um índice que traduza o desempenho do sistema de potência na sua totalidade. No presente momento, isto significa ainda uma arrojada ambição, pois o número de componentes envolvidos e suas numerosas e complexas interconexões demandariam um tremendo esforço e tempo de computação.

Na atualidade, as avaliações de confiabilidade são conduzidas para cada subsistema separadamente. Isto permite maior flexibilidade na seleção dos critérios de falha. Deste modo, os cálculos de confiabilidade tem envolvido subsistemas de geração, interligações, composição de subsistemas de geração e/ou transmissão, subestações e redes de distribuição.

Os estudos de confiabilidade podem ser enquadrados em dois aspectos:

- a. Avaliações de confiabilidade a longo prazo para o planejamento do sistema.
- b. Previsões de confiabilidade a curto prazo para subsidiar as decisões operacionais do dia a dia. Incluem as diretrizes da segurança do sistema, onde os efeitos de distúrbios são avaliados.

Estes dois tipos de estudos requerem diferentes modelos e aproximações matemáticas. Os métodos para estudos a longo prazo atingiram um considerável grau de evolução, enquanto que os métodos para estudos a curto prazo ainda se encontram em desenvolvimento.

1.3- Proposição do Problema

Os métodos de cálculo de confiabilidade em sistemas de potência dependem da existência simultânea de três fatores: ⁽⁹⁾

- a. Desenvolvimento de um modelo matemático apropriado para o problema de confiabilidade que se tenha.
- b. Estabelecimento de um índice de risco apropriado ou índice de desempenho de serviço.
- c. O acesso a dados de falha e operação de componentes , para que se possa estimar os parâmetros de confiabilidade e disponibilidade.

Destes fatores, o primeiro é o mais simples de se obter. O segundo depende de um certo grau de subjetivismo e da noção de desempenho de serviço, já comentada. O terceiro, de importância capital para a validade de qualquer modelo, por mais detalhado que seja, nem sempre tem acompanhado a evolução das técnicas de modelagem.

Com efeito, a sofisticação de métodos e procedimentos para cálculo da confiabilidade, ou ainda, das técnicas de modelagem, não tem tido correspondência na obtenção e análise de dados obtidos no campo.

Diante desta constatação, o presente trabalho objetiva catalogar e analisar estatisticamente as ocorrências operacionais de um sistema de potência, em particular da rede de transmissão , aplicando a metodologia a um sistema real, o da Centrais Elétricas do Sul do Brasil S/A - ELETROSUL. Como tal, ele apresenta critérios e procedimentos a serem utilizados na classificação e armazenamento de um conjunto histórico de dados sobre o comportamento

do sistema; adicionalmente, é estabelecida uma metodologia que permite fornecer, a partir dos dados de campo, parâmetros para análise da confiabilidade das linhas de transmissão e respectivos limites de confiança.

Estes parâmetros propiciam os dados de entrada para os programas de confiabilidade atualmente em uso ou em desenvolvimento, além de permitir a análise das principais causas de disfunções de rede, balizando os procedimentos necessários para superá-las .

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é feito um apanhado bibliográfico de publicações sobre tratamento estatístico de componentes em sistema de potência, incluindo trabalhos a nível de empresa, com a finalidade de fornecer uma visão geral da evolução deste assunto.

Em 1964, Z.G.Todd da Indianópolis Power & Light Company desenvolveu um artigo ⁽¹⁵⁾ onde mostrou como métodos probabilísticos podiam ser aplicados ao conjunto histórico de taxas de falhas dos componentes para cálculo das frequências esperadas de desligamentos e durações, em qualquer ponto do subsistema de transmissão ou distribuição de um sistema de potência.

O método desenvolvido estava baseado em quatro itens relativamente simples:

1º Cada componente pode estar disponível ou indisponível.

Representa-se a taxa de indisponibilidade ou tempo indisponível por p e a taxa de disponibilidade por q , tal que $p + q = 1$.

2º A aritmética das ocorrências simultâneas.

O tempo que dois ou mais componentes podem estar disponíveis simultaneamente, pode ser obtido pela multiplicação de suas taxas de disponibilidades ($q_1 \times q_2 \times \dots \times q_n$).

3º Estabelecimento das condições necessárias para a potência fluir através dos arranjos de componentes em série.

4º Estabelecimento das condições necessárias para a potência fluir através dos arranjos de componentes em paralelo.

A metodologia acima foi aplicada no sistema da empresa do autor, revelando resultados bastante satisfatórios, que podiam ser usados para avaliar a confiabilidade do desempenho da rede.

Também, em 1964, um estudo conjunto da Westinghouse Electric Corporation e da Public Service Electric and Gas Company deu origem a um trabalho de Gaver, Montmeat e Patton⁽¹⁶⁾. Neste estudo foram apresentados métodos destinados ao cálculo dos parâmetros

F = número médio de interrupção de serviço por consumidor por ano.

R = tempo de restauração médio do serviço de fornecimento ao consumidor.

H = tempo médio total de interrupção de serviço por consumidor por ano.

E_{\max} = número máximo esperado de interrupções experimentadas por qualquer consumidor por ano.

R_{\max} = máximo tempo esperado de restauração de serviço experimentado por qualquer consumidor.

P = probabilidade de que qualquer consumidor ficará privado de fornecimento de energia além de um tempo especificado.

Índices de confiabilidade foram convencionados para as interrupções aos consumidores, introduzindo-se a noção de fatores ambientais.

O clima foi visto como uma variável randômica, dicotomizada em clima normal e clima adverso.

Este modelo apresentado necessitava de dois tipos básicos de dados de componentes, a saber:

- taxa de saída por falha e por manutenção
- distribuição dos tempos de reparo dos componentes.

Além disso, alicerçava-se nas premissas abaixo apresentadas:

- os tempos entre falhas e os tempos de reparo são exponencialmente distribuídos, tanto durante clima normal como clima adverso;
- os períodos de clima normal e de clima adverso são exponencialmente distribuídos;
- as saídas para manutenção ocorrem de maneira aleatória durante condições climáticas normais, exceto para componentes que não podem entrar em manutenção devido a impossibilidade de terminá-la antes de uma tempestade ou quando sobrecarregam os componentes restantes de um sistema paralelo;
- os tempos de saída para manutenção são exponencialmente distribuídos;
- ao se calcular os tempos de saída de componentes em paralelo resultantes de sobrecarga, assume-se que uma vez sobrecarregada, a linha é colocada fora de operação até que seja reparado o componente (em paralelo) com defeito.

Este trabalho foi complementado por outro artigo, de Julho de 1965, de autoria de Montmeat, Patton, Temkoski e Cumming

(17). Os autores propunham a aplicação dos métodos analíticos apresentados no artigo anterior aos sistemas de potência elétrica, incluindo a apresentação de programa computacional.

Dois tipos básicos de dados de linha e equipamento são requeridos nos cálculos dos vários índices de confiabilidade, os valores das taxas de desligamentos e os tempos de reparo.

Os dados foram levantados no período de 1960 a 1963, e devido a escassez de informações, os dados relativos a transformadores, disjuntores e reguladores foram estimados.

Apresentou-se uma tabela com dados de taxa de saída em tempo médio de reparo, para saídas forçadas de caráter permanente e saídas para manutenção, dos diversos componentes do sistema.

As taxas de saída para manutenção e a duração das mesmas foram obtidas por amostragem tiradas dos relatórios de operação diária.

Saídas temporárias, ou seja, aquelas em que o serviço é restabelecido através de manobras de chaveamento, não foram tabuladas, apesar de existirem dados nos relatórios de operação.

A título de exemplo, o artigo apresenta uma rede de subtransmissão para ilustrar a aplicação dos métodos de cálculo, bem como permitir a comparação entre os índices calculados e os observados.

Foi observado no exemplo selecionado, que os valores calculados para a frequência de interrupção, concordam na média, com os valores observados no sistema real. Por outro lado, os valores calculados para o tempo de restauração, são um pouco maiores do que os experimentados no sistema real.

Neste último caso, verifica-se que os valores mais

realistas de tempo de reparo devem ser obtidos a partir dos dados de saída, de modo a tornar mais precisos os tempos de restauração.

Em 1968, foi publicado o artigo de Alton D. Patton, intitulado "Determination and Analysis of Data for Reliability Studies" (18). Propunha-se a estimar corretamente os dados dos parâmetros de cálculo, a partir dos resultados de campo, bem como avaliar os limites de confiança dos mesmos.

As técnicas para a análise dos dados desenvolveram-se a partir de relatórios de operação, para o período entre 1960 e 1965, da Texas Electric Service Company (TESCO).

O Sistema TESCO, para fins de estudo, foi dividido em duas partes, ZONA OESTE e ZONA LESTE, devido a diferenças climáticas acentuadas entre elas. As tensões existentes no sistema eram 69, 138 e 345kV; somente as duas primeiras foram analisadas, visto que o 345kV tinha sido recentemente implantado naquela época.

A seguir, o trabalho define os tipos de dados requeridos, de um modo geral, para um estudo de confiabilidade:

Taxas de saída forçada devido a causas transitórias e persistentes, taxas de saídas programadas, duração de saída forçada devido a causas persistentes, duração de saída forçada devido a causas transitórias, duração de saída programada e tempos de manobra.

Os valores de duração de saída e de tempos de manobra são satisfatoriamente representados pelos seus valores médios.

Posteriormente, define o que se entende por componente para um estudo de confiabilidade da transmissão e distribuição.

De acordo com esta definição, os componentes serão aqueles blocos fundamentais nos sistemas de transmissão e de distri -

buição tais como, linhas, barramentos, transformadores, etc.

O artigo fica dividido em duas partes principais: linhas de transmissão e componentes de subestações.

A análise das linhas, foi feita por diagramas de espaçamento onde foram plotados quilômetros de exposição versus número de desligamentos e foram determinadas as relações entre as variáveis pela análise de regressão. Foi assumido um modelo linear para este caso.

Foi verificado para as linhas de 138 e 69kV, que as distribuições de tempo entre saídas forçadas devido a causas transitórias e entre saídas programadas, obedeciam a distribuição exponencial.

Também exponencial foi a distribuição da duração de saída forçada devido a causas persistentes. A distribuição da duração de saída programada comportou-se como normal.

A análise dos demais componentes englobou o estudo de todo tipo de desligamentos atribuídos aos seguintes componentes:

- Transformador de subestações: qualquer parte do próprio transformador, conexões ou outros dispositivos da proteção diferencial.
- Disjuntor: qualquer parte do próprio disjuntor ou relés associados ou transformadores de instrumentos.
- Chaves seccionadoras: qualquer parte da chave.
- Barramentos: barras, estruturas, pára-raios, proteção diferencial da barra.
- Regulador de barra de distribuição: o próprio regulador, conexões, pára-raios ou outros acessórios.

Os parâmetros que precisam ser estimados são os mesmos

para as linhas de transmissão.

A distribuição do período de tempo entre desligamentos só foi observada para os desligamentos programados dos transformadores de distribuição, mostrando uma forma exponencial.

A distribuição das durações de desligamentos forçados por causa persistente também indicou uma distribuição com características exponenciais. Estas observações confirmam as hipóteses dos artigos anteriores.

Os trabalhos posteriores vieram corroborar o enfoque da confiabilidade do sistema de transmissão por meio de parâmetros dos componentes, tais como taxas e durações dos desligamentos.

No que tange a trabalhos internos a nível de empresa ou de grupos inter-empresas, uma série de procedimentos e metodologias merecem ser enfocados e comentados, tanto no plano nacional como internacional.

O tratamento estatístico dos dados de ocorrências na área de operação, que primeiro se introduziu em muitas empresas de energia elétrica foi primordialmente voltado para o sistema de proteção, apresentando índices globais de funcionamento destes dispositivos.

O crescimento e evolução dos sistemas exigiram que as técnicas de abordagem do tratamento estatístico se modificassem; tal fato implicou que novos critérios fossem criados, de modo que mais componentes do sistema elétrico ficassem sob supervisão.

Obviamente, novos índices representativos de seus comportamentos foram estabelecidos, com a finalidade de fornecer uma visão mais específica dos problemas.

Neste particular, cabe aqui um parêntese para relatar a experiência da CEMIG (Centrais Elétricas de Minas Gerais), que em termos de tratamento estatístico operacional se situa entre as mais antigas no emprego deste procedimento: (41)

"Em 1967 instituiu o primeiro processo de levantamento do comportamento do sistema face a perturbações, usando computador para o tratamento dos dados.

No período 1967 a 1973, foram emitidos inúmeros relatórios, observando-se somente algumas modificações nos procedimentos utilizados, dos quais se destacam:

- em 1970, com a introdução do Sistema IBM, o processo sofreu reprogramação e foram introduzidas novas informações;
- foi estabelecida nova fonte de dados de elevada importância, com a instalação de instrumentação para controle de vários aspectos ligados à perturbações;
- a reorganização operativa, que tornou concreta a geração de dados que acompanham o comportamento do sistema de forma mais segura e real;
- o funcionamento do GCOI (Grupo Coordenador da Operação Interligada) que propiciou a troca de informações entre empresas.

De estudos realizados, concluiu-se em junho de 1973 que se fazia premente a criação de uma nova estrutura de controle do processo.

Foi então criado o PROGRAMA DE AVALIAÇÃO E CONTROLE DA CONFIABILIDADE DO SISTEMA. Ele foi definido e se posicionou de modo a atender aos seguintes objetivos:

- uniformizar e ordenar os critérios de coleta, classificação e armazenamento de um conjunto histórico de dados sobre o comportamento do sistema;
- desenvolver técnicas de tratamento dos dados dentro de métodos e processos, visando proporcionar as informações para avaliação do desempenho;
- fornecer dados que possibilitam a análise comparativa entre sistemas, empresas ou regiões específicas, que detalhem fatores tais como diferenças de meio ambiente, projetos, métodos de manutenção e processos de operação e outros;
- definir a evolução do funcionamento do sistema para otimizar seu controle operativo, pela análise de contingência e riscos;
- fornecer valores históricos de confiabilidade para atendimento a consumidores atuais ou futuros;
- obter informações para a elaboração de política confiável de reservas;
- fornecer as informações de desempenho necessárias a estudos probabilísticos, abrangendo aspectos da variação de configuração, métodos de proteção, equipamento, esquemas e projetos, condições de fornecimento, que possibilitem subsídios às técnicas e planejamento de projeto, operação e manutenção com a diretiva de otimização dos investimentos."

As linhas retrodescritas exemplificam a evolução do tratamento estatístico a nível de empresa. A nível país, este tratamento é, principalmente, desenvolvido pelo GCOI, que congrega a quase totalidade das concessionárias de energia elétrica.

O GRUPO DE CONTROLE PARA OPERAÇÃO INTERLIGADA (GCOI), foi criado pela Lei 5899 de 05/07/73 e regulamentado pelo Decreto nº 73102 de 07/11/73. Ele é constituído por dois grupos coordenadores, incumbidos da coordenação operacional dos sistemas elétricos da Região Sudeste (GCOI-Sudeste) e da Região Sul (Região Sul).

Esta decisão federal foi transcendentemente importante para o sistema elétrico da Região Sul. A operação dos sistemas componentes desta região, que antes era feita isoladamente por cada estado, passou a ser planejada de forma integrada, visando o uso racional das instalações geradoras e de transmissão existentes, com benefícios para todas as concessionárias e estados.

Em termos de estatísticas operacionais, o GCOI começou seu controle por intermédio do desempenho da proteção, conforme se pode verificar pelos GRUPOS DE TRABALHO DE PROTEÇÃO (GTP's). Em 1979 implantou a "SISTEMÁTICA PARA LEVANTAMENTO DAS ATUAÇÕES DAS PROTEÇÕES E ABERTURAS AUTOMÁTICAS DE LINHAS" (25), no mesmo ano, criou um grupo de trabalho constituído por sete empresas (ELETROBRÁS, ELETROSUL, FURNAS, CEMIG, LIGHT, CESP e CHESF), com a finalidade de desenvolver um sistema estatístico que permitisse avaliar o desempenho do sistema brasileiro, nas áreas de geração, transmissão e interligações.

Para isto foi desenvolvida uma metodologia que traduzisse o comportamento do sistema brasileiro na forma de índices estatísticos.

O objetivo foi alcançado e a partir de 1981 foi implantado o "SISTEMA DE AVALIAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO" (26), em todas as empresas que fazem parte do GCOI, tanto SUL como SU - DESTE.

Já o tratamento estatístico a nível internacional e que primeiro se desenvolveu na América do Sul, foi o do CIER (COMISSÃO DE INTEGRAÇÃO ELÉTRICA REGIONAL).

O CIER foi idealizado pela Administração Geral de Usinas Elétricas e de Telefones do Estado, UTE (hoje Administração Nacional de Usinas e Transmissões Elétricas). Ente autônomo estatal, tem por lei o monopólio da distribuição de energia elétrica a terceiros na República Oriental do Uruguai. A UTE estimou que havia chegado o tempo de se levar em conta as possibilidades de intercambiar energia com países vizinhos.

Por esta razão, idealizou o primeiro congresso do CIER, no ano de 1964, em Montevideo.

Na atualidade, excetuando o SURINAME e as GUIANAS, todos os demais países da América do Sul se filiaram ao CIER.

Ele é constituído de uma série de subcomitês, cabendo ressaltar o SUBCOMITÊ DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (SOMSE). Subordinado a este subcomitê, encontra-se a COMISSÃO DE ATENDIMENTO A ESTATÍSTICA DO CIER (CAEC), cuja finalidade principal era de desenvolver um sistema estatístico que atendesse as necessidades no âmbito CIER.

Ao longo dos anos, foi estruturado um sistema estatístico e este seguiu as diretrizes de dois grandes sistemas de informações, que são:

- Relatório Nacional de Falhas e Interrupções

(National Fault and Interruption Reporting Scheme) (12)

- Relatório do Grupo Tarefa de Disponibilidade de Equipamentos

(A Report of the Equipment Availability Task Force)⁽¹³⁾

Este sistema abrange as duas áreas precípua da rede de potência, geração e transmissão, conforme pode-se verificar pela referência ⁽²⁷⁾.

No biênio 79/80 a CAEC desenvolveu um programa computacional chamado de SEC (SISTEMA ESTATÍSTICO DO CIER), que permite processar os dados do sistema estatístico a nível empresa, a nível país e a nível CIER.

Este programa foi implantado em dezembro de 1980, no GCOI, constituindo um marco importante, pois implicará futuramente na uniformização da terminologia operacional no consenso nacional.

Finalizando o acêrvo de metodologias para levantamentos estatísticos, cabe acrescentar o relatório realizado pelo comitê formado em 62-63 pela EDSON ELETRIC INSTITUTE (EEI) e pelo ELECTRICAL AND ELETRONICS ENGINEERS (IEEE)⁽¹⁴⁾, que fornece importantes diretrizes para coleta de informações em desligamentos de linhas.

C A P Í T U L O 3

METODOLOGIA PARA FORMAÇÃO DE UM BANCO DE DADOS DE OCORRÊNCIAS OPERACIONAIS EM UM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

3.1- Introdução - Objetivo

A metodologia apresentada neste capítulo visa a montagem de um banco de ocorrências operacionais. Ele consistirá no armazenamento de um conjunto histórico de todas as informações que se possa obter sobre ocorrências envolvendo a operação de um sistema elétrico de potência.

Deste modo, obtêm-se um conjunto de dados estatísticos, possibilitando calcular uma infinidade de índices que exprimirão o comportamento do sistema.

As diretrizes que norteiam a formação do banco em epígrafe são apresentadas nos itens que se seguem.

3.2- Terminologia Empregada

A definição dos termos empregados deve ser bem explicitada, no sentido de dirimir quaisquer dúvidas que venham a existir, evitando-se multiplicidades de interpretações que provocariam desvios no registro das ocorrências. A terminologia empregada neste trabalho encontra-se no Apêndice I.

3.3- Estrutura da Informação

A estrutura de informação referida neste trabalho, pode ser definida como o conjunto de etapas pelas quais passarão os dados até atingir o estágio final de arquivamento.

A definição desta sistemática é um atributo básico que possibilitará a formação do banco de dados referido no item 3.1, pois um fluxo bem definido de informações propiciará a agilização das estatísticas que nortearão o gerenciamento do sistema.

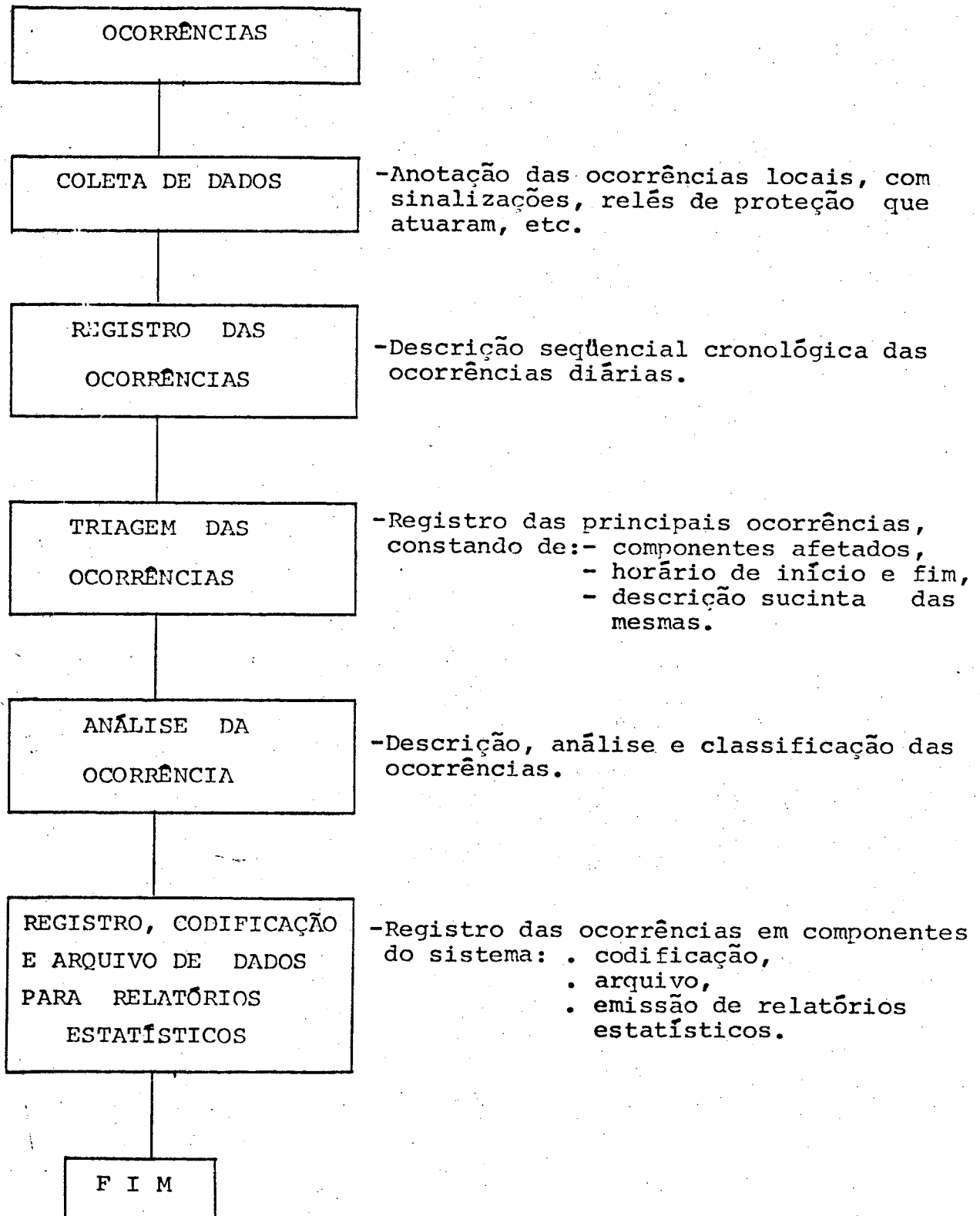
A seguir, apresenta-se a título de ilustração, uma seqüência de procedimentos correspondentes a uma estrutura, que poderá servir de modelo a uma empresa de energia elétrica.

- 1º) Os dados primários usados para análise e registro das ocorrências são coletados pelos operadores das estações, pois devido a sua posição especial de estar junto ao local dos eventos, lhes é facultada a condição de inspecionar e acompanhar todo o desenrolar de uma ocorrência, registrando as observações necessárias dentro de critérios determinados pelos procedimentos operativos.
- 2º) Após os registros, os operadores transmitem os dados primários das ocorrências ao Centro Coordenador da Operação do Sistema, onde deve se processar uma ordenação inicial, quando os dados são transpostos, cronologicamente, para formulários próprios.
- 3º) A seguir, os dados são selecionados e as principais ocorrências transcritas para relatórios que devem ser distribuídos para os órgãos de interesse da empresa.

- 4º) No caso de ocorrência com atuação da proteção, deve ser feito pelo setor que analisa o comportamento da proteção, um sumário onde conste a análise das mesmas, bem como sua classificação segundo a causa da ocorrência, com o desempenho da atuação da proteção.
- 5º) Após este procedimento, as informações devem ser centralizadas num órgão onde sejam elaboradas as estatísticas de operação da empresa, para que as ocorrências sejam registradas, codificadas e guardadas em arquivos adequados.

O diagrama de blocos, que se encontra na folha seguinte, representa a seqüência dos passos retrodescritos.

- DIAGRAMA DE BLOCOS -



3.4- Procedimentos Estatísticos para Registro das Ocorrências

3.4.1- Introdução

O ponto fundamental para qualquer trabalho estatístico, é saber como os dados são obtidos e se estes dados foram coletados a partir de premissas idênticas, principalmente quando provenientes de mais de uma fonte. Dentro desta idéia, o presente item apresenta as diretrizes necessárias à obtenção de dados de forma homogênea, evitando-se distorções que poriam em risco os resultados estatísticos em causa.

3.4.2- Ocorrências Consideradas

As ocorrências consideradas variam segundo as necessidades das estatísticas estabelecidas.

No caso específico deste trabalho, devem-se registrar todas as ocorrências voluntárias e involuntárias em componentes do sistema, que tenham ou não causado interrupção de fornecimento, qualquer que seja a origem deles.

Não serão consideradas as ocorrências em instalações próprias dos consumidores, nas quais se inclui sua rede. Quando, no entanto, uma falha interna a um consumidor provocar ocorrências no sistema, essas ocorrências devem ser levadas em conta.

3.4.3- Classe de Informações Inerentes ao Registro de Ocorrências

Objetivando o atendimento das necessidades estatísticas, torna-se imperioso definir conjuntos específicos de dados, definidos como classes de informações. A gama destes conjuntos varia conforme os alvos a se atingir. No caso de um banco de ocorrências operacionais, deve-se programar 2 blocos distintos de informações, a saber:

- Dados dos componentes
- Dados das ocorrências

No primeiro conjunto, prepara-se um levantamento de todos os componentes do sistema que farão parte do tratamento estatístico, bem como suas características próprias, tais como nível de tensão, tipo de construção, tipo de blindagem, etc.

No segundo caso, deve-se estabelecer os dados que serão coletados e arquivados, diariamente, para cada ocorrência do sistema. Como ilustração, selecionou-se um conjunto de informações, que se julgou serem as mais abrangentes possíveis, de tal forma permitir com uma única coleta, o registro das ocorrências que farão parte do conjunto histórico, bem como se apresenta no apêndice II, exemplos de classificação destas informações.

Cabe ressaltar que para o conjunto de dados selecionados, torna-se necessário separar os concernentes aos diversos tipos de ocorrências. Isto se consegue com a preparação de um manual de instruções para seus registros em formulários próprios, contendo as diretrizes adequadas para atendimento das prerrogativas do sistema.

- Dados Estatísticos

- a. Início da ocorrência (hora, minuto, dia, mês e ano).
- b. Fim da ocorrência (hora, minuto, dia, mês e ano).
- c. Componente afetado - unidade
Identifica a estação onde está instalado o componente afetado.
- d. Componente afetado - circuito
Identifica o componente afetado propriamente dito.
- e. Tensão afetada
Indica a tensão nominal do componente afetado.
- f. Megawatt interrompido ou reduzido
No caso de redes - indica o MW de carregamento interrompido pelo circuito afetado
No caso de geração - indica o MW reduzido pelo grupo gerador.
- g. Tipo de desligamento
Caracteriza o tipo de desligamento, se involuntário ou voluntário.
- h. Estado do componente afetado
Caracteriza o estado de disponibilidade ou indisponibilidade do componente afetado após a ocorrência.
- i. Condições atmosféricas
Indica as condições de tempo quando do acontecimento da ocorrência.
- j. Origem da causa
Indica o sistema ou subsistema onde se originou a ocorrência.
- l. Causa da ocorrência

m. Natureza elétrica

Este dado é aplicado para caracterizar os diversos tipos de curto circuito, oscilações e variações de carga-freqüência.

n. Equipamento origem

Este dado é aplicado para caracterizar o equipamento do sistema, onde se originou a ocorrência, independente da causa.

o. Conseqüência advinda da ocorrência

Caracteriza as conseqüências que se repercutiram no sistema após a ocorrência.

p. Consumidor afetado

Este dado é empregado para caracterizar o consumidor afetado pela interrupção de fornecimento.

q. Tipo de recomposição

Caracteriza a forma de restabelecimento do componente afetado.

r. Número de tentativas para restabelecer o componente

s. Relé de religamento

Este dado acompanha o desempenho do relé de religamento.

t. Esquema de teleproteção

Fornece o tipo de teleproteção da linha.

u. Atuação da proteção

Este dado é aplicado para caracterizar o desempenho da proteção.

v. Relés que atuaram.

x. Fases afetadas.

3.4.4- Critérios de Distinção dos Tipos de Ocorrências

Devido a enorme diversificação dos tipos de ocorrências, é necessário se estabelecer critérios para uma adequada distinção e posterior classificação das ocorrências.

A seguir são exemplificados 3 critérios que ajudam a visualizar a problemática:

- 1º) Quando uma ocorrência involuntária provocar desligamento em mais de um componente, será registrada uma causa só para a ocorrência, referente ao componente que primeiro desligou. Para os desligamentos subsequentes, a causa será baseada na atuação da proteção.
- 2º) Vários desligamentos, resultantes de tentativas de religamento sem êxito devido a persistência de uma falta, serão considerados incluídos na mesma ocorrência caracterizada pelo desligamento inicial.
- 3º) Para as linhas de transmissão, quando ocorrer a abertura de apenas um dos terminais, deve-se considerar como um desligamento da mesma.

3.5- Conclusões

O estabelecimento de diretrizes, como a proposta neste capítulo, permite uma manipulação racional de dados de ocorrências relativas a operação de um sistema elétrico. Além disto, permite o estabelecimento de uma filosofia orientativa de trabalhos

de engenharia, planejamento e manutenção, fazendo ressaltar a importância da qualidade e formação de dados para processamento estatístico.

Uma boa gerência do desempenho do sistema de potência é possível somente quando existem infraestruturas como a mostrada, que fornecem base sólida para: tomadas de decisões, ações corretivas e preventivas, bem como o estabelecimento de critérios mais reais para projetos.

Dados históricos coletados e lançados no decorrer do tempo, como foi proposto, são de importância igual ou superior aos próprios programas computacionais.

Programas podem ser elaborados a qualquer hora, enquanto que uma estrutura de dados não pode ser alterada freqüente e substancialmente.

C A P Í T U L O 4

CONFIABILIDADE DE LINHAS DE TRANSMISSÃO4.1- Introdução

A análise da confiabilidade correntemente empregada para sistemas de transmissão pode-se enquadrar em dois grandes blocos: métodos de simulação e métodos analíticos.

Os métodos de simulação (Monte-Carlo) procuram simular a operação real futura do sistema, mediante geração aleatória de eventos a partir de determinadas funções conhecidas. Necessitam de elevado tempo para computação para que se chegue a resultados confiáveis e são inadequados para cálculos manuais, mesmo para pequenas redes ou sistemas. (22)

Os métodos analíticos, por seu turno, dividem-se em métodos de redes e métodos no espaço de estados.

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

Já os métodos no espaço de estado permitem calcular a probabilidade de ocupação dos diversos estados por que passa o sistema em estudo ao longo do tempo. Podem modelar adequadamente as dependências entre eventos. Entre os métodos no espaço de estado, convem mencionar três deles. Markov, decomposição de estados e processos de renovação independente.

Os métodos markovianos são teoricamente os mais corretos para modelar as dependências entre os eventos de falha e reparo, bem como os efeitos de operação de chaveamento. A medida que o sistema cresce, no entanto, o número de estados cresce drasticamente, tornando-o impraticável para análise de sistemas maiores.

O método de decomposição de estados procura determinar quais estados entre 2^n possíveis são aceitáveis e em seguida, calculam-se suas probabilidades de ocorrência e os seus fluxos correspondentes.

Os processos de renovação independentes são processos estocásticos de contagem, para os quais os tempos entre eventos sucessivos são independentes e identicamente distribuídos.

Por outro lado, qualquer que seja a metodologia, as análises da confiabilidade para os sistemas de transmissão requerem que os valores das taxas de desligamentos e as durações dos desligamentos sejam conhecidos.

Sob esta ótica, este trabalho descreverá como os índices das linhas podem ser estimados a partir dos dados de campo, bem como os métodos de determinação dos limites de confiança dos índices estimados.

4.2- Dados Gerais Necessários para Estudos de Confiabilidade das Linhas de Transmissão

Conforme foi mencionado no item anterior, dois tipos de dados são necessários para cálculo da confiabilidade das linhas de transmissão. Estes dados são a taxa e duração dos desligamentos.

Entende-se por taxa de desligamento a frequência com que ele ocorre no período estatístico considerado. Quanto a duração, pode ser entendida como sendo o período compreendido desde o início do desligamento até que o componente esteja novamente disponível para a sua função requerida.

As informações adicionais exigidas para um estudo específico de confiabilidade dependem de sua natureza e objetivo, mas de um modo geral, os seguintes índices são empregados:

- a) Taxa de desligamento forçado por causa persistente.
- b) Taxa de desligamento forçado por causa transitória.
- c) Taxa de desligamento voluntário programado.
- d) Duração dos desligamentos forçados por causa persistente.
- e) Duração dos desligamentos forçados por causa transitória.
- f) Duração dos desligamentos voluntários programados.

A obtenção destes índices, pelo emprego das técnicas de estimação, adotadas neste trabalho, exige que seja levantado um conjunto específico de dados de campo, a saber:

- a) Tensão, tipo de construção, tipo de blindagem, localização geográfica, nível cerâmico e outras características próprias de cada linha.
- b) Quilômetros totais de exposição de cada linha, por ano.
- c) Número total de desligamentos por cada tipo, por linha, por ano.
- d) Durações dos desligamentos, por cada tipo, por linha.

O tratamento estatístico dispendido a estas informações, objetivando estimativas dos índices anteriormente mencionados, será visto na seção seguinte.

4.3- Estimativas dos Índices das Linhas a Partir dos Dados de Campo

4.3.1- Estimativa das taxas de desligamento

Propõe-se a seguinte metodologia para obtenção das taxas em epígrafe.

1º Passo: Agrupar as linhas de transmissão em blocos homogêneos de acordo com as características que se acredita influenciar nas taxas de desligamentos.

2º Passo: Plotar o número de desligamentos de um dado tipo, em cada ano, versus quilômetros de exposição de cada linha pertencente aos grupos homogêneos.

3º Passo: Determinar a função que relaciona quilômetros de exposição e desligamentos por ano. Isto pode ser feito usando uma técnica estatística chamada análise de regressão.

A técnica de regressão num espaço a 2 dimensões, consiste em fazer passar por conjuntos de pontos referidos a um sistema de eixos, curvas representativas das tendências das distribuições desses pontos.

4.3.2- Considerações sobre o método diagrama de espalhamento - análise de regressão (18)

Este método de estimativa de futuras taxas de desligamentos para linhas de transmissão tem importantes vantagens sobre o método comumente usado de se estimar taxa de desligamento pela divisão do número de desligamentos observados durante um período pela quilometragem da linha naquele período. As seguintes vantagens do método podem ser enumeradas:

- a) O diagrama de espalhamento fornece um fácil "check" visual na homogeneidade de desempenho das linhas.
- b) O método de regressão não assume que o número de desligamentos seja diretamente proporcional a quilometragem da linha exposta.
- c) Mais importante, o método de regressão fornece um meio para se fazer prerrogativas sobre a confiança das taxas de desligamentos das linhas.

A taxa de desligamentos, lida de uma curva de regressão, pode ser vista como uma estimativa da futura média das taxas de desligamentos anuais. Portanto, deve-se definir um intervalo de confiança de tal maneira, que entre seus limites inferior e superior, esteja contido o verdadeiro valor, porém desconhecido da taxa média de desligamentos dentro de uma porcentagem de confiança estabelecida.

4.3.3- Estimativa das durações médias dos desligamentos

A duração de cada condição de desligamento corresponde, em geral, ao período compreendido desde o seu início até que o componente esteja, novamente, disponível para sua função específica. Para condições forçadas inclui o tempo de espera, o tempo de reparo das falhas (manutenção corretiva) e/ou o tempo de reposição do componente.

A duração da condição de desligamento por causa transitória pode variar desde um religamento automático ou manual rápido até o tempo necessário para o patrulhamento de uma linha e sua posterior religação, ao não se encontrar a falha. Outras situações se apresentam e o tempo a ser anotado para as linhas é o tempo real de seu restabelecimento.

Usa-se, normalmente, de maneira satisfatória, representar a distribuição das durações dos diversos tipos de desligamentos pela sua duração média anual. Este valor pode ser obtido pela orientação abaixo:

1º Passo: Separar os desligamentos em grupos, de acordo com os fatores que influenciam nas durações dos desligamentos.

2º Passo: Calcular a duração média dos desligamentos (\bar{r}) para um tipo de desligamento e grupo de linhas pela seguinte estimativa:

$$\bar{r} = \sum_{i=1}^n t_i/n$$

onde t_i é a duração do i -ésimo desligamento e

n é o número total de um tipo de desligamento.

É importante neste passo fazer o tratamento dos desligamentos considerados anormais. São desligamentos com durações ou frequências usualmente altas ou baixas em relação aos demais dados da amostra, causando distorções do valor médio. A maneira mais fácil de tratá-los é ignorando-os ou então definir dois ou mais tipos de desligamentos dos enumerados no 1º Passo.

Quanto a definição dos intervalos de confiança, deve-se fazer idêntico tratamento dispendido para as taxas de desligamentos. Consiste em estabelecer limites que contenham o verdadeiro valor de tempo médio, dentro de porcentagem de confiança estabelecida.

4.3.4- Considerações sobre a distribuição das durações dos desligamentos

Conforme indicado na revisão bibliográfica^{(16), (17)} e⁽¹⁸⁾, os autores adotam nos seus modelos as seguintes premissas, corroboradas por trabalho de campo:

- os tempos de duração das falhas, os tempos entre falhas, os tempos de reparo e os tempos entre desligamentos programados são exponencialmente distribuídos;
- os tempos de duração para desligamentos programados são normalmente distribuídos.

Isto se justifica pela simplicidade em que se transforma o tratamento matemático do problema, permitindo o uso de processos markovianos (cadeias de Markov).

A não adoção do modelo exponencial acarreta o emprego

de técnicas mais sofisticadas, como o método do desenvolvimento em estágios⁽²⁰⁾, tornando bastante complicados os procedimentos analíticos.

Logicamente, os modelos acima referidos correspondem a sistemas americanos, o que não implica em verdade para sistemas brasileiros. Devem os pesquisadores nacionais, por meio de seus próprios levantamentos de dados, encontrar os modelos mais adequados a nossa realidade.

4.4- Conclusões

Os métodos apresentados anteriormente, foram feitos para se estimar taxas de desligamentos e durações médias dos desligamentos, para as linhas de transmissão, a partir de dados de campo.

Os índices obtidos pelas técnicas de estimação serão os subsídios básicos para cálculo da confiabilidade do sistema de transmissão.

C A P Í T U L O 5

APLICAÇÃO DAS TÉCNICAS DE ESTIMAÇÃO AO SISTEMA
DE TRANSMISSÃO DA ELETROSUL

5.1- Introdução

A metodologia proposta no capítulo anterior tem como primeiro passo o agrupamento das linhas de transmissão em blocos homogêneos quanto a características comuns.

A justificativa e a determinação desses blocamentos fica sobremaneira simplificada, se for feita uma revisão das etapas do desenvolvimento do sistema de transmissão da ELETROSUL, objeto de aplicação deste trabalho .

Em dezembro de 1968, ela foi criada por decreto presidencial, de cujos objetivos estatutários destacam-se a construção e operação de usinas e a transmissão de grandes blocos de energia para as concessionárias estaduais da Região Sul do país.

Ampliando seu sistema elétrico, a ELETROSUL absorveu a Termoelétrica de Charqueadas (TERMOCHAR) em setembro de 1970 e a Termoelétrica de Alegrete (TERMOALE) em maio de 1971. A primeira, com potência de 72MW, está localizada junto as minas de carvão nas proximidades de Porto Alegre. A segunda, de 66MW, possuía um sistema de transmissão em 69kV ligando 14 subestações e era responsável pelo suprimento de energia elétrica à todo extremo-oeste do Rio Grande do Sul. Mais tarde, em fins de 1974, este sistema

foi transferido para a Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE (RGS). Ambas as Usinas operavam em 50Hz.

Em setembro de 1971 a ELETROSUL incorporou a Termoelétrica da SOTELCA ao seu sistema. Essa Usina, localizada na cidade de Tubarão em Santa Catarina, possuía 100MW instalados e 132 MW em instalação; sua integração ao sistema era em 138kV, composto de linhas de transmissão e 5 subestações, interligando ainda, embora precariamente, os sistemas do Paraná e do nordeste do Rio Grande do Sul.

Nesta fase, a ELETROSUL possuía 3 sistemas isolados : SOTELCA, CHARQUEADAS e ALEGRETE.

No ano de 1973, verificou-se substancial expansão do sistema da ELETROSUL. A entrada em operação das duas novas unidades geradoras de Passo Fundo, de 110MW cada, e a energização do respectivo sistema de transmissão, composto de 780km de linhas de 230kV, assim como a entrada em operação do grupo IV de SOTELCA (JLA) de 66MW, correspondeu a duplicação do parque gerador e do sistema de transmissão.

No ano de 1974, entraram em operação o grupo III de 66MW de SOTELCA (JLA) e a linha Tubarão-Joinville em 230kV, melhorando bastante as condições de estabilidade do sistema da Região Sul.

O fato de maior repercussão no Sistema de Geração da Companhia em 1975, foi a entrada em operação das unidades I e II da Usina de Salto Osório. O sistema de transmissão vinculado a esta Usina composto de 1560km de linhas em 230kV, teve apenas concluído 580km do seu trecho, nesta época.

No ano de 1976, entraram em serviço os grupos III e IV

da Usina de Salto Osório, atingindo o parque gerador da empresa uma capacidade instalada de 1317MW. Foi completado o sistema de transmissão concernente a esta etapa de expansão de Salto Osório, previsto em 1560km de linhas de 230kV. Deste modo, a ELETROSUL ficou possibilitada de operar o sistema com um grande anel em 230kV, com circuitos duplos em diversos trechos.

O ano de 1977 representou importante marco na evolução do sistema, sendo concluída a primeira etapa do Sistema Interligado da Região Sul, que abrange as Usinas de Passo Fundo, Salto Osório e Jorge Lacerda II, bem como suas interligações, através de anel de 230kV, aos sistemas de transmissão dos estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. No período foram energizados 478km de novas linhas, ampliando de 3305 para 3783km o comprimento das linhas do sistema.

No ano de 1978, o sistema praticamente não se expandiu, tendo apenas a ressaltar a entrada em operação da LT que une Tubarão a Siderópolis em 230kV.

Em 1979, ampliou-se 1164km de linha de 230kV, melhorando a capacidade de transmissão do anel de 230kV.

Merece especial destaque a entrada em operação das primeiras linhas na tensão de 500kV em 1980, colocando a ELETROSUL dentre as Empresas detentoras de tecnologia para transmissão em extra alta tensão.

Conforme pode-se verificar pelo acompanhamento da evolução do sistema de potência da ELETROSUL, três fases distintas se destacam: a primeira foi a absorção do Sistema SOTELCA de 138kV; a segunda com a entrada em operação do Sistema Passo Fundo e a terceira com os sistemas Salto Osório - Salto Santiago. Os siste-

mas de transmissão vinculados a cada etapa apresentada , possuem características diferentes uns dos outros, tanto em termos de regiões geográficas e climáticas que atravessam, como em relação as suas estruturas e entrada em operação.

Estes fatores, adicionados aos dados operacionais do sistema, balizaram a separação dos grupos homogêneos de linhas , proposta no capítulo 4. Desta forma, foram selecionados dois blocamentos, a saber: linhas do sistema de transmissão em 138 kV da Sotelca (JLA) e linhas do sistema de transmissão em 230kV de Passo Fundo. O sistema de Salto Osório - Santiago não foi considerado, devido ao levantamento de dados das ocorrências apresentar escassos números de desligamentos, em consequência da sua entrada relativamente recente em operação.

A seguir são apresentados os dados coletados e orientados pelos critérios propostos pelo banco de dados, bem como são estimados pelos processos retrodescritos os valores das taxas e durações dos desligamentos.

5.2- Dados de Campo

Os dados de campo constituem-se em um conjunto de tabelas, gráficos e quadros assim enumerados:

Quadro 1 : Mapa da evolução do sistema de transmissão da ELETROSUL.

Tabela 1 : Evolução do número de linhas.

Tabela 2 : Dados das linhas - Características próprias.

Tabela 3 : Desligamentos forçados por causa transitória das linhas de 138kV.

- Tabela 4 : Desligamentos forçados por causa persistente das linhas de 138kV.
- Tabela 5 : Desligamentos programados para manutenção das linhas de 138kV.
- Tabela 6 : Desligamentos forçados por causa transitória das linhas de 230kV-Sistema Passo Fundo.
- Tabela 7 : Desligamentos forçados por causa persistente das linhas de 230kV-Sistema Passo Fundo.
- Tabela 8 : Desligamentos programados para manutenção das linhas de 230kV - Sistema Passo Fundo.
- Gráfico 1 : Valores das resistências de pé de torre do Sistema de Jorge Lacerda de 138kV (medições realizadas em 1977).

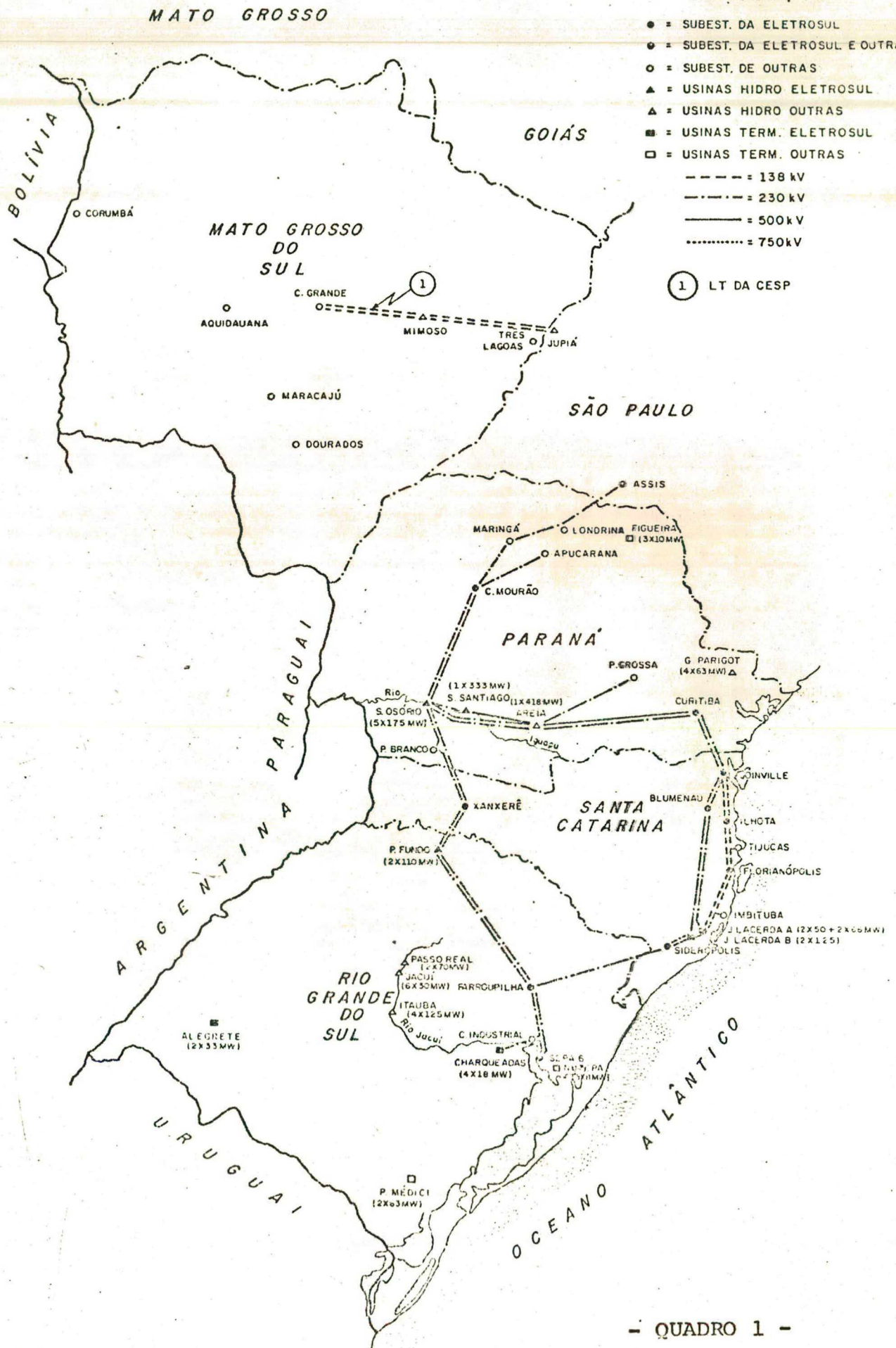
A seguir são apresentados os dados de campo acima mencionados.



CONVENÇÕES

- = SUBEST. DA ELETROSUL
- = SUBEST. DA ELETROSUL E OUTRAS
- = SUBEST. DE OUTRAS
- ▲ = USINAS HIDRO ELETROSUL
- ▲ = USINAS HIDRO OUTRAS
- = USINAS TERM. ELETROSUL
- = USINAS TERM. OUTRAS
- = 138 kV
- - - = 230 kV
- = 500 kV
- = 750 kV

① LT DA CESP



- QUADRO 1 -

TENSÃO (KV)	NÚMERO OPERACIONAL	CIRCUITO	ENTRADA EM OPERAÇÃO (SIST. ESUL)	E X T E N S Ã O E M K M														
				1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979						
230	7110	JOI - BLU II	04/79															68,0
230	7140	JLB - BLU II	06/79															196,6
230	7320	JLA - JLB	07/79															0,8
230	7350	ARE - CBA II	07/79															236,0
230	7360	USO - SSA	08/79															52,0
230	7130	JLA - BLU I	09/79															194,0
230	7020	BLU - JOI I	09/79															67,5
230	7220	USO - PTO	12/79															85,9
230	7370	PTO - XAN II	12/79															79,6
138	6070	JLA - FLO I	09/71	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7
138	6080	JLA - FLO II	09/71	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	126,8
138	6140	FLO - ITA I	09/71	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3
138	6150	FLO - ITA II	09/71	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3
138	6160	ITA - JOI I	09/71	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8
138	6170	ITA - JOI II	09/71	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8
69	-	USO - SSA	12/76															52,0
69	-	USO - SSA	08/79															49,0
QUILOMETRAGEM INCORPORADA NO ANO				-	99,6	721,6	297,2	536,9	810,2	576,5	48,6	1224,9						
QUILOMETRAGEM ACUMULADA				803,8	903,4	1625,0	1922,2	2459,1	3269,3	3845,8	3894,4	4665,3						

- TABELA 1 -

NÚMERO OPER.	BLINDAGEM				ESTRUTURA			VÃO		DISTÂNCIAS		DISP. DAS FASES	CABO CONDUTOR				ÂNGULO MÁXIMO DA PROTEÇÃO	
	PÁRA-RAIO		CONTRA PESO		CADEIA DE ISOL. Nº	TIPO DE TORRE	MAT (*)	Nº DE CIRC.	VÃO MÉDIO (m)	VÃO MÁXIMO (m)	ENTRE FASES (m)		MÍNIMA DO COND AO SOLO A 60°C	SEÇÃO MCM	FORM.	CÓDIGO		Nº POR FASE
	Nº DE CABOS	MAT (*)	Nº	MAT (*)														
					Nº	MAT (*)	Nº	MAT (*)	FORM.	CÓDIGO	Nº POR FASE							
7200	2	AÇO		AÇO		16	S	AÇO	1		8,0	8,0	374,8	26,7	GROSEAK	1		
7080	2	AÇO		AÇO		16	S	AÇO	1		8,0	8,0	374,8	26,7	GROSEAK	1		
7010	2	AÇO		AÇO		16	S	AÇO	1		8,0	8,0	374,8	26,7	GROSEAK	1		
7040	2	AÇO	2/4	AÇO		16	S	AÇO	1	450,0	1012,0	8,0	8,0	374,8	26,7	GROSEAK	1	
7060	2	AÇO	2/4	AÇO		16	S/T	AÇO	1e2			8,0	8,0	374,8	26,7	GROSEAK	1	
7050	2	AÇO	2/4	AÇO		16	S/T	AÇO	1e2	367,7		8,0	8,0	374,8	26,7	GROSEAK	1	
7100	2	AÇO	2/4	AÇO		16	S/T	AÇO	2	321,0		8,0	8,0	374,8	26,7	GROSEAK	1	
7030	2	AÇO	2/4	AÇO		16	S	AÇO	1	450,0	1012,0	8,0	8,0	374,8	26,7	GROSEAK	1	
7150	2	AÇO	4	AÇO		16	S/T	AÇO	1	325,0	613,4	8,0	8,0	374,8	26,7	GROSEAK	1	
7210	2	AÇO	4	AÇO	8,0	16	S3	AÇO	1	443,8	1110,0	8,0	8,0	374,8	26,7	GROSEAK	1	30°
7180	2	AÇO	4	AÇO		16	S3	AÇO	1	471,4	1200,0	8,0	8,0	374,8	26,7	GROSEAK	1	30°
7270	2	AÇO	4	AÇO	4,0	16	S3	AÇO	1	459,8	950,0	8,0	8,0	374,8	26,7	GROSEAK	1	30°
7230	2	AÇO	4	AÇO	4,0	16	S3	AÇO	1	457,0	1160,0	8,0	8,0	374,8	26,7	GROSEAK	1	30°
7280	2	AÇO	4	AÇO	5,0	16	S3	AÇO	1	429,5	700,0	8,0	8,0	374,8	26,7	GROSEAK	1	30°
7240	2	Alu	4	AÇO	6,0	16	S3	AÇO	1	463,5	1155,0	8,0	8,0	374,8	26,7	GROSEAK	1	30°
7250	2	AÇO	4	AÇO	5,0	16	S3	AÇO	1	439,9	1530,0	8,0	8,0	374,7	26,7	GROSEAK	1	30°
7290	2	AÇO	4	AÇO	10,9	16	S3	AÇO	1	458,6	1260,0	8,0	8,0	374,7	26,7	GROSEAK	1	30°
7260	2	AÇO	4	AÇO	5,0	16	S3	AÇO	1	439,9	1530,0	8,0	8,0	374,7	26,7	GROSEAK	1	30°
7300	2	Alu	4	AÇO	7,5	16	S3	AÇO	1	441,6	1250,0	8,0	8,0	374,7	26,7	GROSEAK	1	30°
7070	2	AÇO	4	AÇO		16	S3R	AÇO	1	411,1	926,7	8,0	8,0	374,7	26,7	GROSEAK	1	30°
7190	2	AÇO	4	AÇO		16	S3R	AÇO	1	471,4	1310,0	8,0	8,0	374,7	26,7	GROSEAK	1	30°

7120	2	AÇO	4	AÇO	16	S3R	AÇO	1	467,3	949,0	8,0	8,0	Hor.	374,7	26,7	GROSEAK	1	30°
7330	2	AÇO	4	AÇO	16	S3R	AÇO	1	420,9	895,0	8,0	8,0	Hor.	374,7	26,7	GROSEAK	1	30°
7110	2	AÇO	4	AÇO	16	S3R	AÇO	1	433,1	940,0	8,0	8,0	Hor.	374,7	26,7	GROSEAK	1	30°
7140	2	AÇO	4	AÇO	16	S3R	AÇO	1	435,0	1211,0	8,0	8,0	Hor.	374,7	26,7	GROSEAK	1	30°
7320	2	AÇO	4	AÇO	16	D	AÇO	1			8,0	8,0	Hor.	374,7	26,7	GROSEAK	1	30°
7350	2	AÇO	4	AÇO	16	S5	AÇO	1	453,8	1250,0	11,0	10,0	Hor.	374,7	26,7	GROSEAK	4	30°
7130	2	Alu	4	AÇO	16	S3	AÇO	1	456,5	1150,0	8,0	8,0	Hor.	374,7	26,7	GROSEAK	1	30°
7020	2	Alu	4	AÇO	16	S3	AÇO	1	429,9	945,0	8,0	8,0	Hor.	374,7	26,7	GROSEAK	1	30°
7220	2	AÇO	4	AÇO	16	S3R	AÇO	1	405,1	835,0	8,0	8,0	Hor.	374,7	26,7	GROSEAK	1	30°
7370	2	AÇO	4	AÇO	16	S3R	AÇO	1	449,7	1095,0	8,0	8,0	Hor.	374,7	26,7	GROSEAK	1	30°
7360	2	AÇO	4	AÇO	16	S3R	AÇO	1	445,6	988,9	8,0	8,0	Hor.	374,7	26,7	GROSEAK	1	30°
6070	1	AÇO		AÇO	9	A	AÇO	2	318,6	574,0	6,60	7,0	Ver.	241,7	26,7	HAWK	1	
6080	1	AÇO		AÇO	9	A	AÇO	2	318,6	574,0	6,60	7,0	Ver.	241,7	26,7	HAWK	1	
6140	1	AÇO		AÇO	9	A	AÇO	2	365,0	656,5	6,60	7,0	Ver.	241,7	26,7	HAWK	1	
6150	1	AÇO		AÇO	9	A	AÇO	2	365,0	656,5	6,60	7,0	Ver.	241,7	26,7	HAWK	1	
6160	1	AÇO		AÇO	9	A	AÇO	2	347,8	699,6	6,60	7,0	Ver.	241,7	26,7	HAWK	1	
6170	1	AÇO		AÇO	9	A	AÇO	2	347,8	698,6	6,60	7,0	Ver.	241,7	26,7	HAWK	1	

- TABELA 2 -

OBSERVAÇÕES: (*) AÇO = aço galvanizado
Alu = alumoweld

Os espaços deixados em branco correspondem as informações não constantes nos arquivos.

DADOS DOS DESLIGAMENTOS FORCADOS POR
CAUSA TRANSITÓRIA DAS LINHAS DE 138kV

- TABELA 3 -

. NÚMERO DE DESLIGAMENTOS

LT ANO	73	74	75	76	77	78	79	TOTAL
6070	02 (02)	09 (08)	05 (04)	01 (01)	07 (05)	08 (08)	04 (04)	36 (32)
6080	02 (02)	07 (07)	04 (03)	02 (02)	05 (04)	08 (07)	04 (04)	32 (29)
6140	00 (00)	02 (02)	03 (02)	07 (07)	05 (04)	07 (06)	06 (05)	30 (26)
6150	01 (01)	02 (02)	04 (04)	05 (05)	05 (04)	07 (06)	04 (04)	28 (26)
6160	06 (04)	06 (03)	03 (03)	15 (14)	02 (01)	09 (09)	04 (04)	45 (38)
6170	05 (04)	10 (04)	03 (03)	13 (12)	03 (03)	11 (11)	04 (04)	49 (41)
TOTAL	16 (13)	36 (26)	22 (19)	43 (41)	27 (21)	50 (47)	26 (25)	220 (192)

(*) Os valores entre parênteses são os atribuídos a descarga atmosférica.

. DURAÇÃO DOS DESLIGAMENTOS EM MINUTOS P/LINHA

- 6070 - 3,2,I,2,1,3,1,3,6,4,I,I,I,2,I,4,3,2,2,5,I,2,I,I,I,I,4,
3,2,I,I,I,I,I,I,6 TOTAL = 36 deslig.
- 6080 - 1,2,4,7,6,I,3,6,2,1,2,4,2,1,2,2,3,9,2,I,3,4,I,3,I,2,I,
1,I,I,I,I,5 TOTAL = 32 deslig.
- 6140 - 9,4,2,3,1,4,6,I,I,I,3,3,2,2,4,I,I,2,I,I,I,7,5,I,6,2,1,
2,4,I TOTAL = 30 deslig.
- 6150 - 3,8,3,2,I,I,I,I,6,I,3,3,2,2,4,I,I,I,I,I,I,7,5,I,1,3,1,
5 TOTAL = 28 deslig.
- 6160 - 10,I,I,I,3,1,5,2,4,2,4,5,3,I,I,I,I,I,I,I,1,4,1,I,I,3,1,
I,3,2,5,4,1,2,5,1,I,1,5,3,I,I,I,I,I TOTAL = 45 deslig.
- 6170 - 12,I,I,I,4,6,1,2,1,1,F.M.,1,1,I,5,4,1,I,I,I,I,I,I,1,4,
1,1,4,1,I,I,3,I,4,I,I,5,2,2,5,I,I,I,5,I,I,2,I,I,
TOTAL = 49 deslig.

*OBS.: I são desligamentos instantâneos, F.M.são desligamentos com duração de frações de minuto; ambos foram computados com duração igual a zero.

DADOS DOS DESLIGAMENTOS FORÇADOS POR
CAUSA PERSISTENTE DAS LINHAS DE 138kV

- TABELA 4 -

. NÚMERO DE DESLIGAMENTOS

LT \ ANO	73	74	75	76	77	78	79	TOTAL
6070	00	01	00	01	02	00	00	04
6080	00	00	00	00	01	01	00	02
6140	00	00	00	00	00	00	00	00
6150	00	00	00	00	00	00	01	01
6160	01	00	00	01	00	00	00	02
6170	00	00	00	00	00	00	00	00
TOTAL	01	01	00	02	03	01	01	09

. DURAÇÃO DOS DESLIGAMENTOS EM HORAS P/LINHA

6070 - 02:16, 02:33, 03:04, 01:44

6080 - 03:12, 04:24

6150 - 14:50

6160 - 09:54, 35:46

DADOS DOS DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS PARA
MANUTENÇÃO DAS LINHAS DE 138kV

- TABELA 5 -

. NÚMERO DE DESLIGAMENTOS

LT ANO	73	74	75	76	77	78	79	TOTAL
6070	10	05	00	01	00	03	01	20
6080	05	04	01	00	00	07	02	19
6140	06	04	02	00	00	00	00	12
6150	01	03	00	00	00	01	01	06
6160	04	00	01	00	00	01	01	07
6170	03	01	01	01	00	00	01	07
TOTAL	29	17	05	02	00	12	06	71

. DURAÇÃO DOS DESLIGAMENTOS EM HORAS P/LINHA

6070 - 11:10,11:27,10:59,11:05,09:23,12:24,11:11,12:23,11:12,
02:09,09:00,11:59,15:15,12:03,10:51,07:59,11:16,11:43,
10:20,02:13

6080 - 11:07,11:11,11:23,11:03,01:20,12:22,09:01,02:26,17:01,
09:24,11:19,10:06,12:23,10:55,08:04,11:22,04:15,01:22,
01:07

6140 - 02:53,11:45,09:52,10:40,11:13,10:34,10:36,11:21,10:34,
02:09,11:16,11:26

6150 - 11:21,10:32,11:14,09:02,13:11,06:52

6160 - 02:42,02:45,11:15,11:17,05:37,02:09,08:19

6170 - 03:11,10:52,11:34,03:54,02:21,02:30,03:57

DADOS DOS DESLIGAMENTOS FORÇADOS POR
CAUSA TRANSITÓRIA DAS LINHAS DE 230kV

- TABELA 6 -

. NÚMERO DE DESLIGAMENTOS

LT ANO	74	75	76	77	78	79	TOTAL	km
7040	07(02)	01(01)	05(04)	04(03)	02(02)	03(03)	22(15)	242,3
7050	01(00)	00(00)	01(01)	06(05)	00(00)	00(00)	08(06)	108,8
7060	02(00)	03(03)	02(00)	01(01)	04(02)	00(00)	12(06)	93,0
7150	00(00)	00(00)	00(00)	01(00)	04(01)	01(00)	06(01)	46,2
TOTAL	10(02)	04(04)	08(05)	12(09)	10(05)	04(03)	48(28)	

(*)Os valores entre parênteses são os atribuídos a descarga atmosférica.

. DURAÇÃO DOS DESLIGAMENTOS EM MINUTOS P/LINHA

7040 - 2,1,1,4,10,2,5,4,6,1,F.M.,1,2,1,4,2,2,1,4,3,5,3

7050 - 5,14,1,1,1,2,10,1

7060 - 6,8,3,3,7,10,3,1,5,3,2,1

7150 - 1,5,13,6,2,5

DADOS DOS DESLIGAMENTOS FORÇADOS POR

CAUSA PERSISTENTE DAS LINHAS DE 230kV

- TABELA 7 -

. NÚMERO DE DESLIGAMENTOS

LT ANO	74	75	76	77	78	79	TOTAL	km
7040	00	00	00	00	00	00	00	242,3
7050	03	00	00	00	00	00	03	108,8
7060	00	00	00	00	00	00	00	93,0
7150	00	00	00	00	01	00	01	46,2
TOTAL	03	00	00	00	01	00	04	

. DURAÇÃO DOS DESLIGAMENTOS EM HORAS P/LINHA

7050 - 11:29, 13:33, 11:59

7150 - 06:39

DADOS DOS DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS PARA
MANUTENÇÃO DAS LINHAS DE 230kV

- TABELA 8 -

. NÚMERO DE DESLIGAMENTOS

LT ANO	74	75	76	77	78	79	TOTAL	km
7040	00	02	03	03	00	01	09	242,3
7050	01	01	03	01	00	00	06	108,8
7060	00	03	05	00	00	00	08	93,0
7150	00	01	00	00	01	00	02	46,2
TOTAL	01	07	11	04	01	01	25	

. DURAÇÃO DOS DESLIGAMENTOS EM HORA P/LINHA

7040 - 08:01,11:17,09:05,15:31,12:00,08:18,11:25,09:45,03:45

7050 - 11:59,10:55,12:12,07:05,03:43,10:13

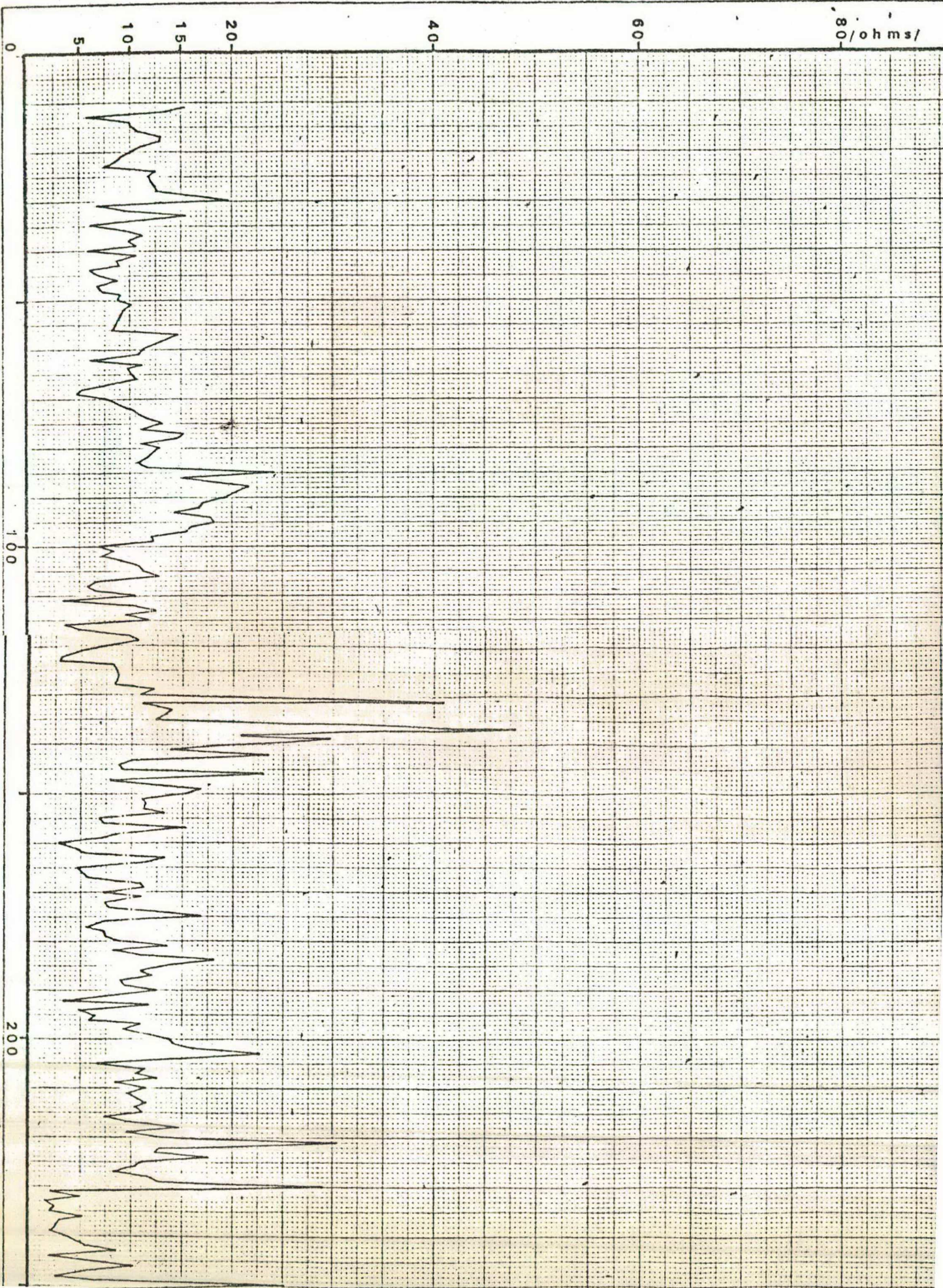
7060 - 07:30,03:10,07:21,04:47,05:10,08:04,04:10,06:20

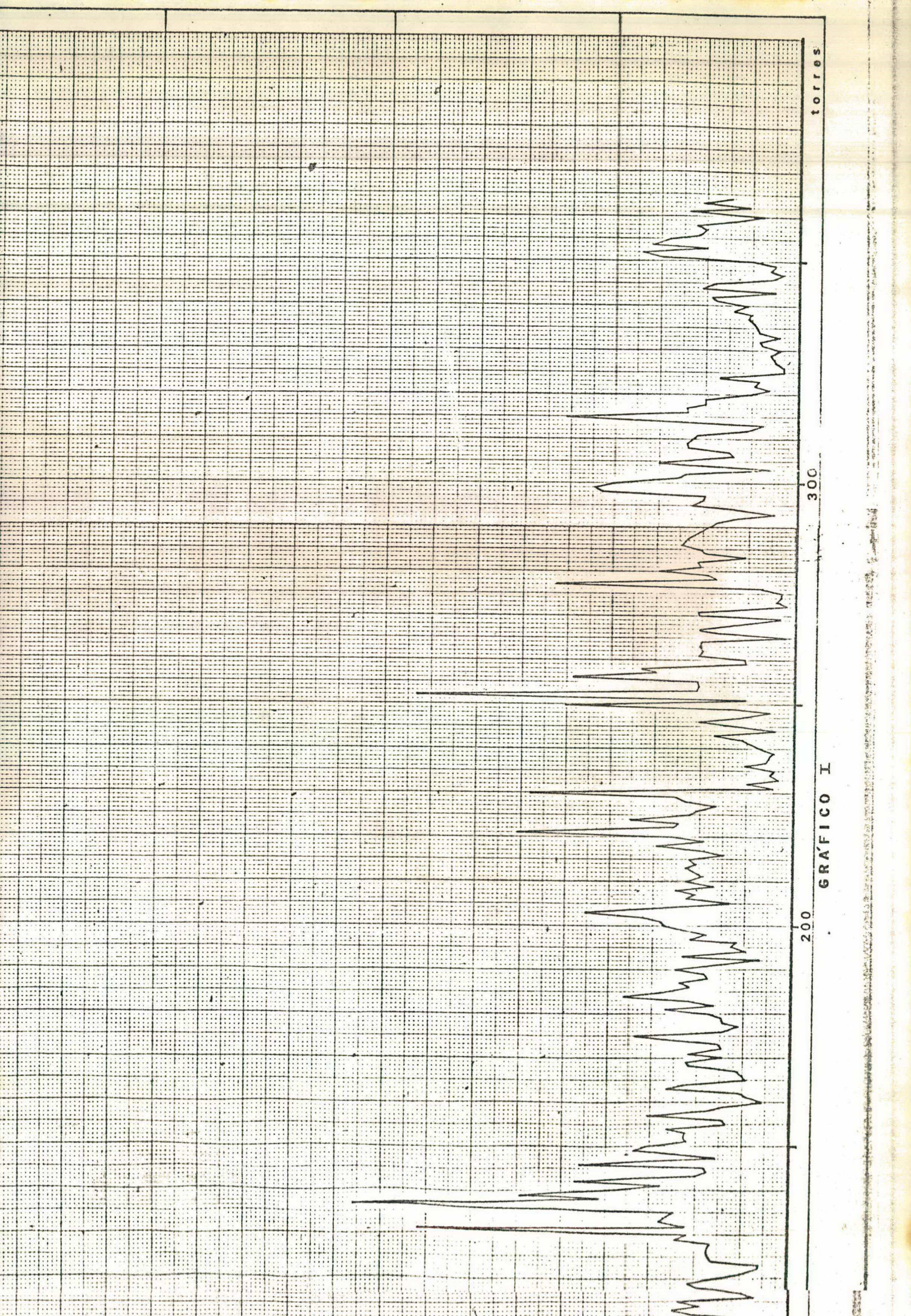
7150 - 09:47,08:39

Memorial - Fomate M.

LINHAS DE JLA. FLO (6070 e 6080)

GRÁFICO I





torres

300

200

GRÁFICO I

/ohms/

80-

60-

40-

20-

15-

10-

5-

365

400

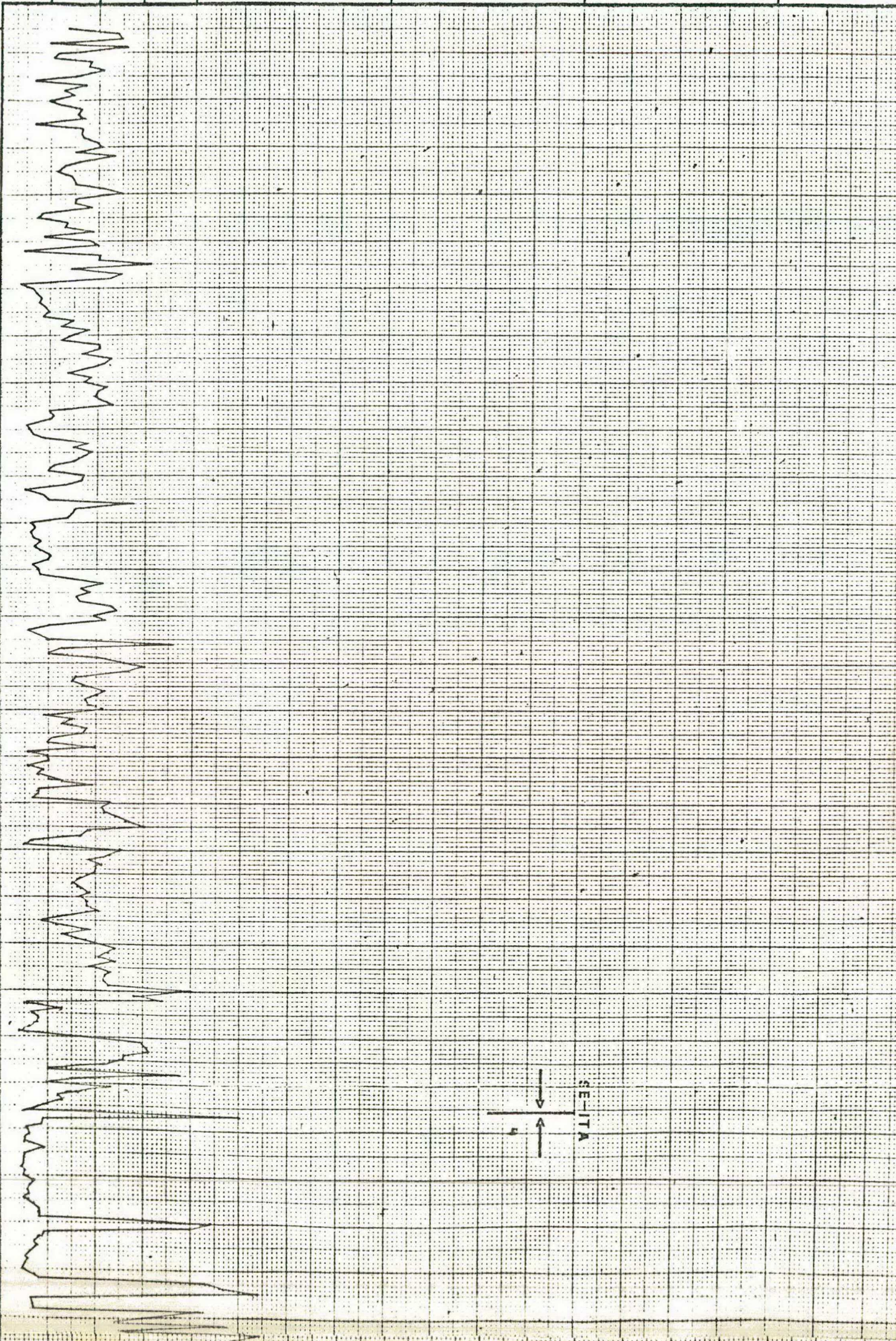
500

600

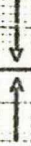
Formato A4.

LINHAS DE FLO. ITA (6140 e 6150)

GRÁFICO I



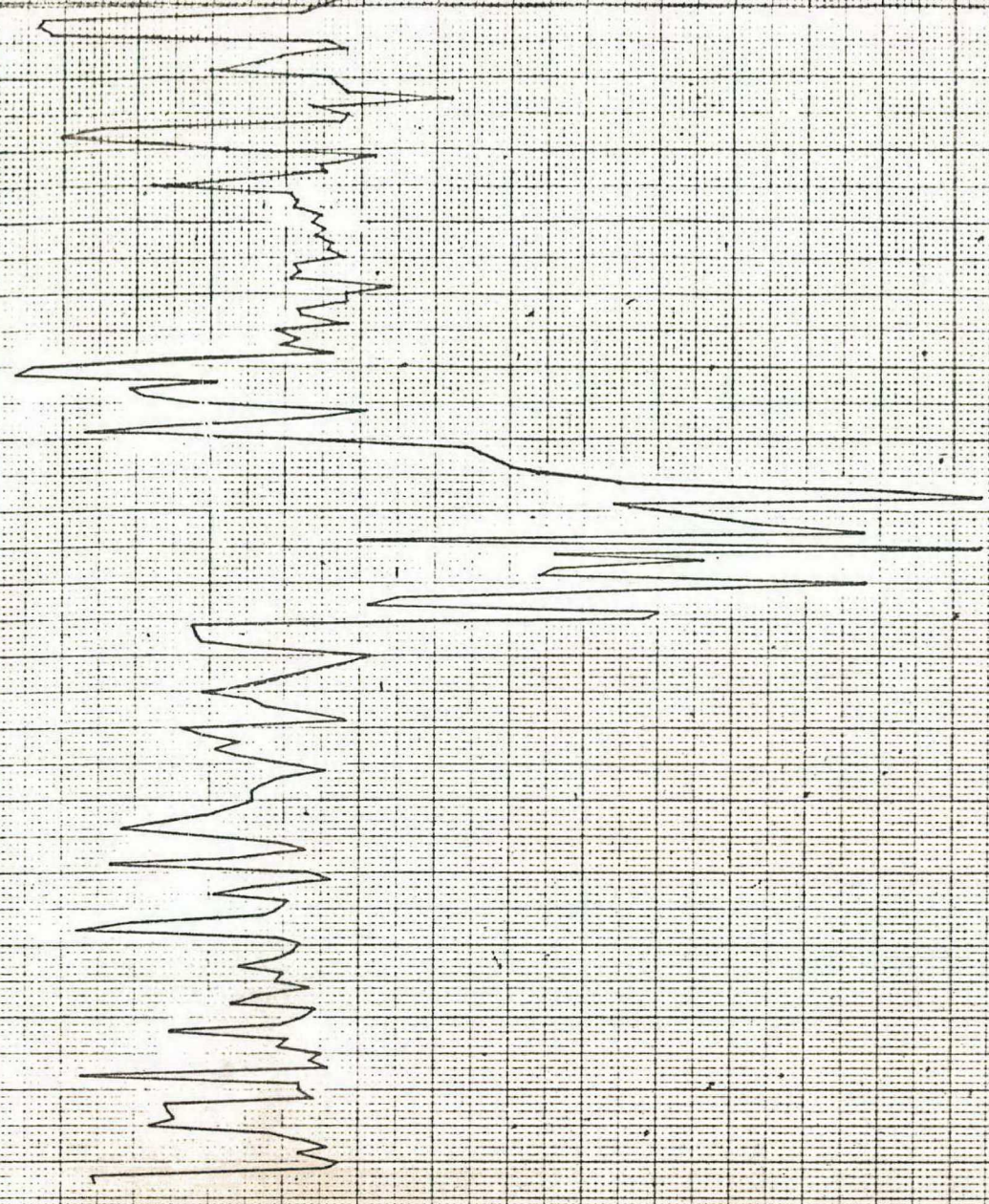
SE-ITA



700

800

10195



5.3- Estimativa das Taxas de Desligamentos

A metodologia empregada na estimação das taxas de desligamentos segue as diretrizes propostas no capítulo anterior, adaptadas a realidade da ELETROSUL. O conjunto de procedimentos compreenderam os seguintes passos:

19) Observando-se a taxa de desligamentos de cada linha, pesquisada ao longo dos anos, constata-se um comportamento bastante irregular. Optou-se então pelo emprego das médias móveis de 3ª ordem, para eliminar as variações cíclicas, sazonais e outras irregularidades, conservando-se dessa forma apenas o movimento de tendência das frequências de desligamentos.

20) Ao conjunto das tendências representativas das taxas de desligamentos das linhas foi aplicada a técnica de regressão. Para atender a esta necessidade, foi empregado o programa computacional chamado de "AJUSTE DE CURVAS" (32).

Este programa adota o critério dos mínimos quadrados para analisar as curvas representativas das distribuições dos pontos, em um determinado plano e referidos a um sistema de eixos cartesianos. Ele está dimensionado para testar a aderência do seguinte bloco de curvas a um conjunto de pontos dados:

- exponencial - E $Y_i = A + B \cdot E^{C \cdot X_i}$
- logarítimo neperiano $Y_i = A + B \cdot \text{Log}_E(X_i)$
- potência $Y_i = A + B X_i^C$

- exponencial - C.... $Y_i = A + B.C^{X_i}$
- hipérbole $Y_i = A + 1/(B+C.X_i)$
- polinômio $Y_i = K_0 + K_1 X_i + K_2 X_i^2 + \dots + K_m X_i^m (m \leq 5)$

O programa, além de fornecer a equação da curva que se quer ajustar, calcula também o fator de correlação e plota os pontos ajustados.

Fundamentado nas investigações das curvas, selecionou-se aquelas que possuíam a melhor aderência aos pontos, traduzindo desta forma as taxas médias de desligamentos.

Obteve-se, então polinômio do 1º grau para as estimativas das taxas de desligamentos forçados transitórios e programados para manutenção nas tensões de 138 e 230kV.

Devido a escassez de dados referentes aos desligamentos forçados permanentes, tornou-se impraticável o emprego do programa computacional e estimou-se a taxa de desligamentos pela divisão do número total de desligamentos encontrados nos sete anos pelo número de quilômetros-ano no período estatístico observado.

- 3º) A seguir foram calculados os erros médios quadráticos (desvios padrões) em relação as curvas que representam as taxas de desligamentos. Isto foi feito com a finalidade de se estabelecer níveis de confiança que representam, para os conjuntos de pontos pesquisados, os limites percentuais de erro das

taxas obtidas.

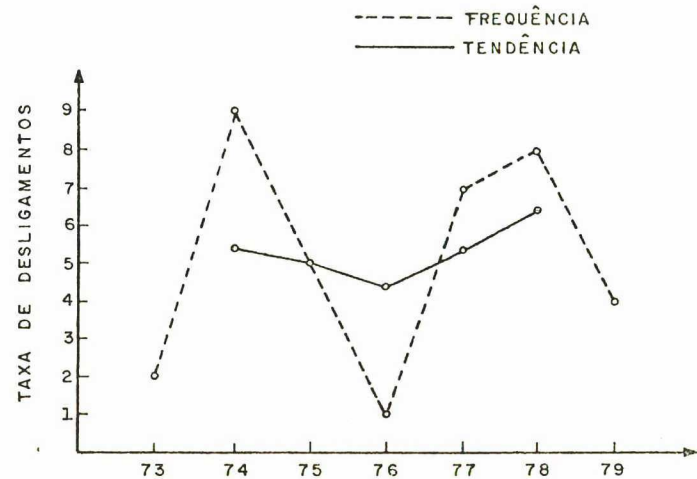
Os valores obtidos em cada etapa desenvolvida neste item encontram-se em anexo, sendo constituído pelos seguintes conjuntos de dados:

- Quadro 2 : Variações das taxas dos desligamentos forçados transitórios das linhas de 138kV.
- Quadro 3 : Variações das taxas dos desligamentos programados para manutenção das linhas de 138kV.
- Quadro 4 : Variações das taxas dos desligamentos forçados transitórios das linhas do Sistema Passo Fundo de 210kV.
- Quadro 5 : Variações das taxas dos desligamentos programados para manutenção das linhas do Sistema Passo Fundo de 230kV.
- Curva 1 : Curva representativa das taxas de desligamentos forçados transitórios das linhas de 138kV.
- Curva 2 : Curva representativa das taxas de desligamentos programados para manutenção das linhas de 138kV.
- Curva 3 : Curva representativa das taxas de desligamentos forçados transitórios das linhas do Sistema Passo Fundo de 230kV.
- Curva 4 : Curva representativa das taxas de desligamentos programados para manutenção das linhas do Sistema Passo Fundo de 230kV.
- Quadro 6 : Desvio padrão e níveis de confiança das taxas de desligamentos das linhas de 138 e 230kV.

- QUADRO 2 -

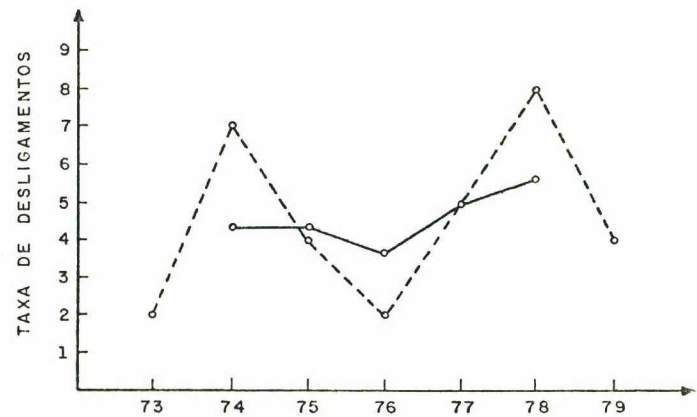
. LINHA 6070

ANO	FREQUÊNCIA	TENDÊNCIA
73	02	-
74	09	5.33
75	05	5.00
76	01	4.33
77	07	5.33
78	08	6.33
79	04	-



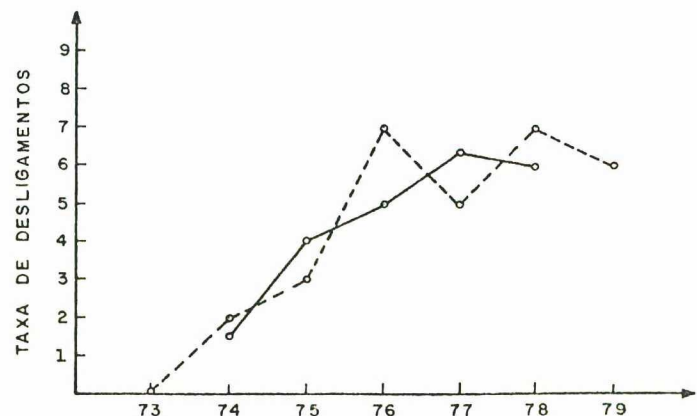
. LINHA 6080

ANO	FREQUÊNCIA	TENDÊNCIA
73	02	-
74	07	4.33
75	04	4.33
76	02	3.66
77	05	5.00
78	08	5.66
79	04	-



. LINHA 6140

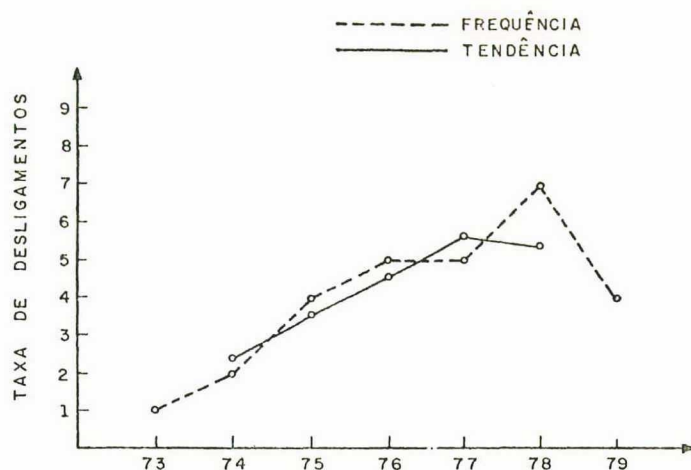
ANO	FREQUÊNCIA	TENDÊNCIA
73	00	-
74	02	1.66
75	03	4.00
76	07	5.00
77	05	6.33
78	07	6.00
79	06	-



(continuação)

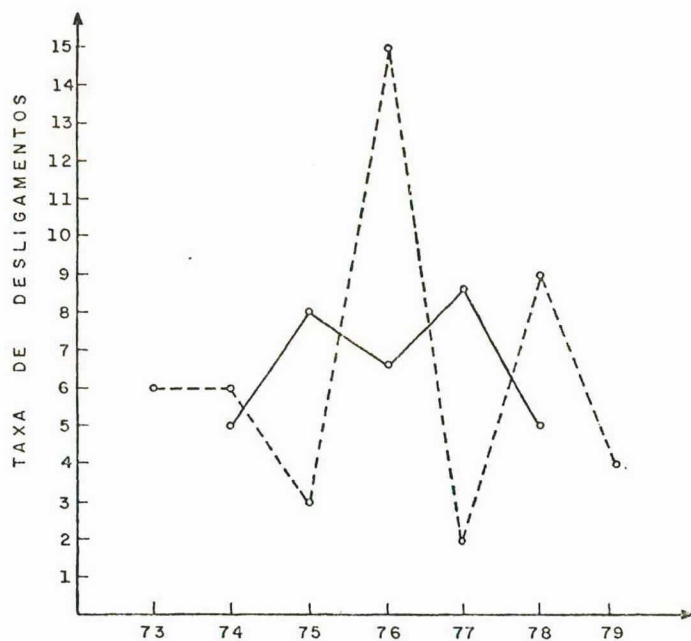
. LINHA 6150

ANO	FREQUÊNCIA	TENDÊNCIA
73	01	-
74	02	2.33
75	04	3.66
76	05	4.66
77	05	5.66
78	07	5.33
79	04	-



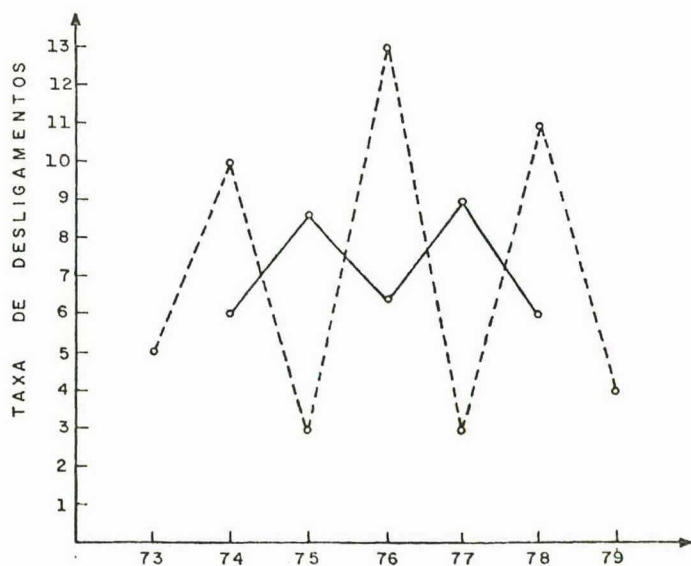
. LINHA 6160

ANO	FREQUÊNCIA	TENDÊNCIA
73	06	-
74	06	5.00
75	03	8.00
76	15	6.66
77	02	8.66
78	09	5.00
79	04	-



. LINHA 6170

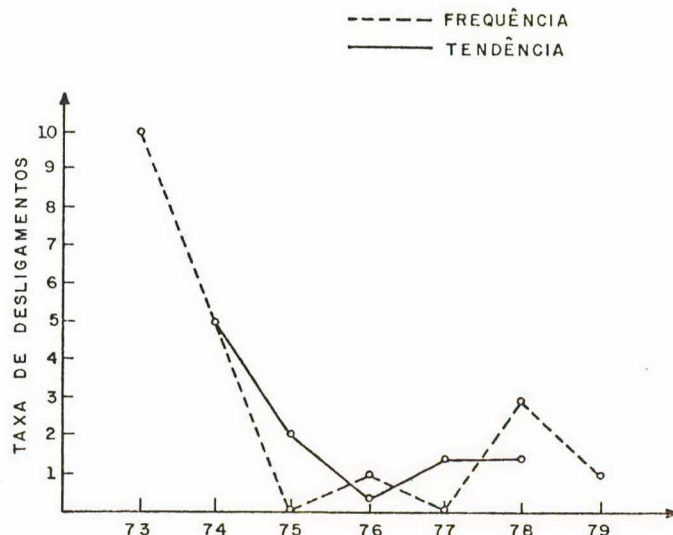
ANO	FREQUÊNCIA	TENDÊNCIA
73	05	-
74	10	6.00
75	03	8.66
76	13	6.33
77	03	9.00
78	11	6.00
79	04	-



- QUADRO 3 -

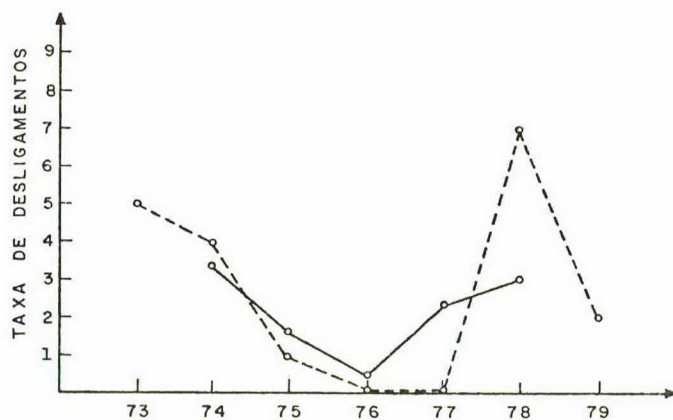
. LINHA 6070

ANO	FREQÜÊNCIA	TENDÊNCIA
73	10	-
74	05	5
75	00	2
76	01	0.33
77	00	1.33
78	03	1.33
79	01	-



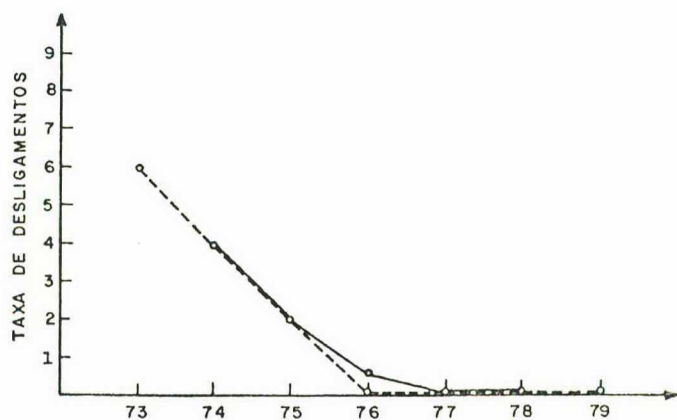
. LINHA 6080

ANO	FREQÜÊNCIA	TENDÊNCIA
73	05	-
74	04	3.33
75	01	1.66
76	00	0.33
77	00	2.33
78	07	3.00
79	02	-



. LINHA 6140

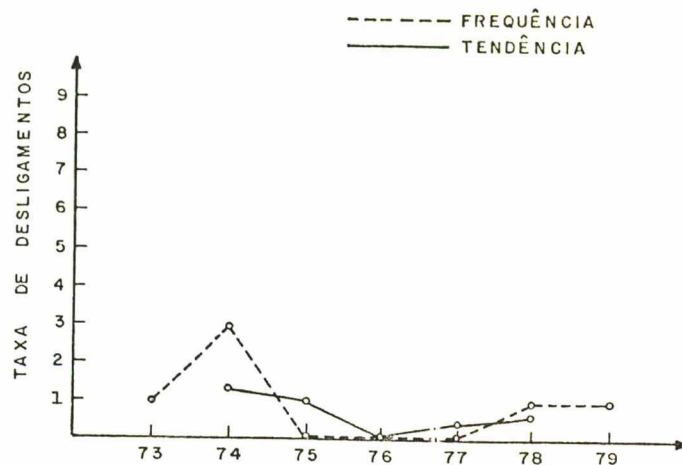
ANO	FREQÜÊNCIA	TENDÊNCIA
73	06	-
74	04	4.00
75	02	2.00
76	00	0.66
77	00	0.00
78	00	0.00
79	00	-



(continuação)

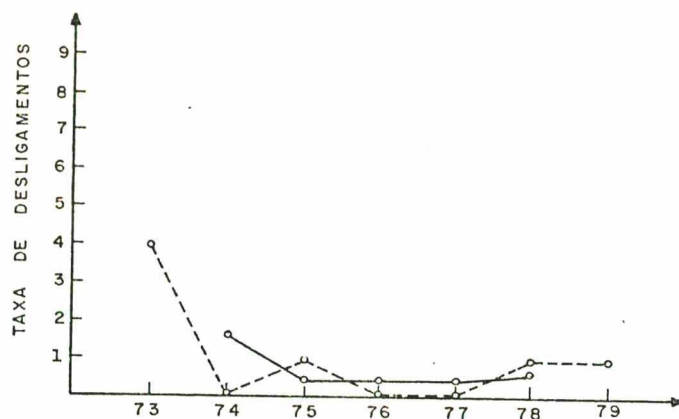
. LINHA 6150

ANO	FREQÜÊNCIA	TENDÊNCIA
73	01	-
74	03	1.33
75	00	1.00
76	00	0.00
77	00	0.33
78	01	0.66
79	01	-



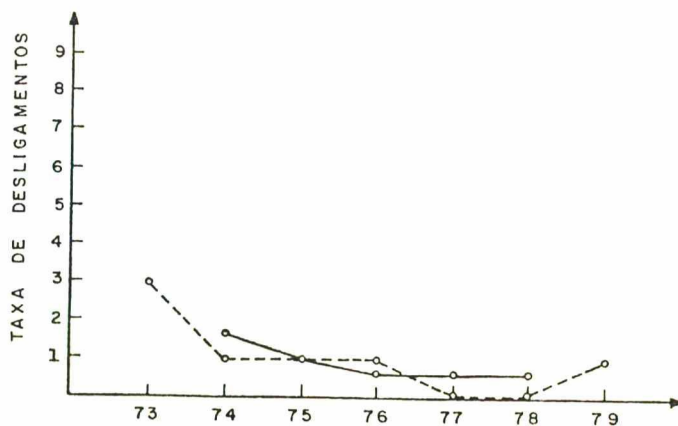
. LINHA 6160

ANO	FREQÜÊNCIA	TENDÊNCIA
73	04	-
74	00	1.66
75	01	0.33
76	00	0.33
77	00	0.33
78	01	0.66
79	01	-



. LINHA 6170

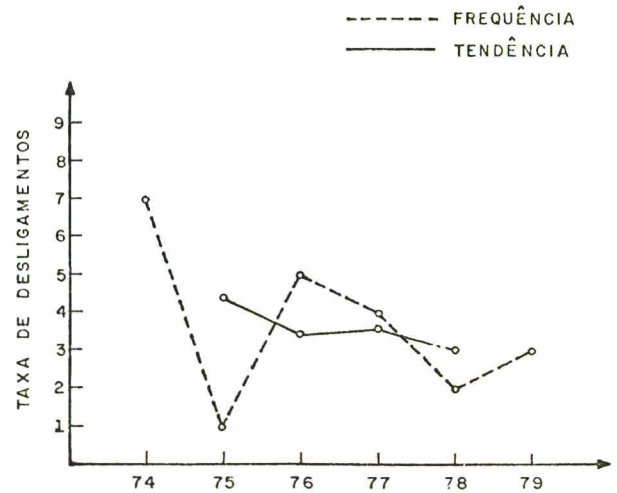
ANO	FREQÜÊNCIA	TENDÊNCIA
73	03	-
74	01	1.66
75	01	1.00
76	01	0.66
77	00	0.33
78	00	0.33
79	01	-



- QUADRO 4 -

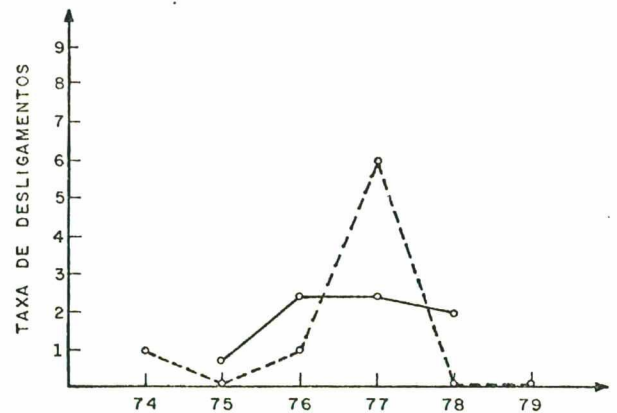
. LINHA 7040

ANO	FREQÜÊNCIA	TENDÊNCIA
74	07	-
75	01	4.33
76	05	3.33
77	04	3.66
78	02	3.00
79	03	-



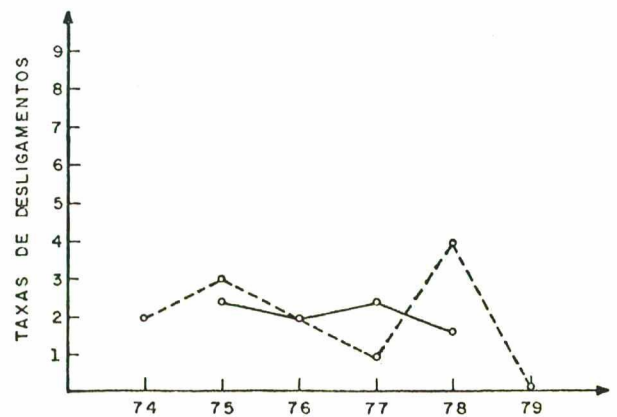
. LINHA 7050

ANO	FREQÜÊNCIA	TENDÊNCIA
74	01	-
75	00	0.66
76	01	2.33
77	06	2.33
78	00	2.00
79	00	-



. LINHA 7060

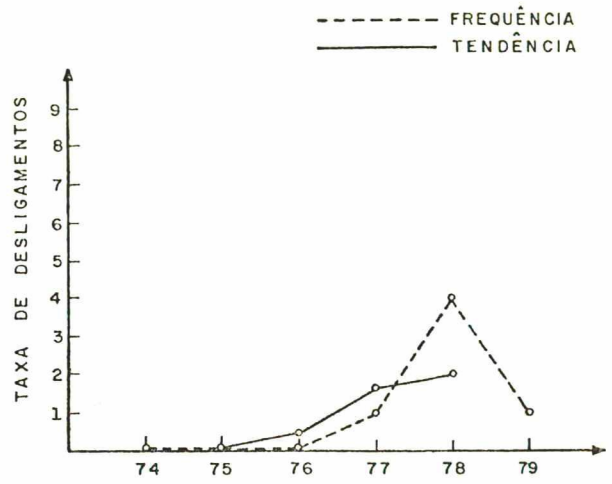
ANO	FREQÜÊNCIA	TENDÊNCIA
74	02	-
75	03	2.33
76	02	2.00
77	01	2.33
78	04	1.66
79	00	-



(continuação)

. LINHA 7150

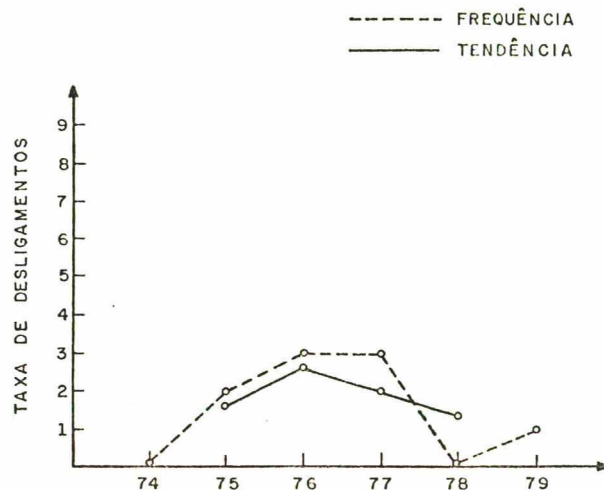
ANO	FREQUÊNCIA	TENDÊNCIA
74	00	-
75	00	0.00
76	00	0.33
77	01	1.66
78	04	2.00
79	01	-



- QUADRO 5 -

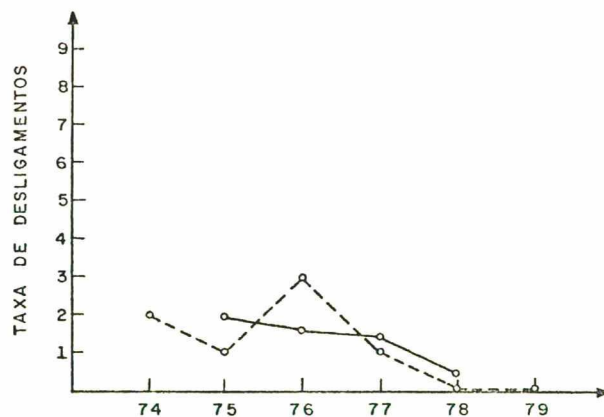
. LINHA 7040

ANO	FREQUÊNCIA	TENDÊNCIA
74	00	-
75	02	1.66
76	03	2.66
77	03	2.00
78	00	1.33
79	01	-



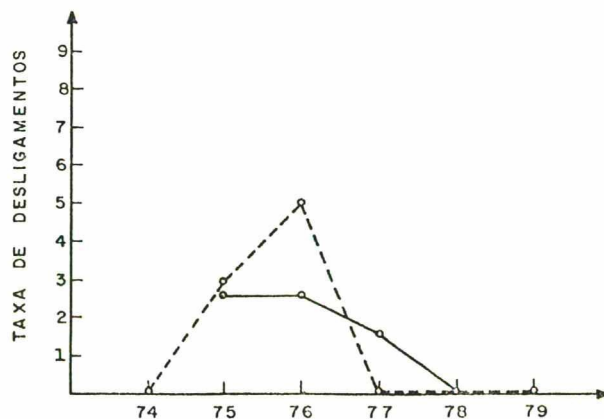
. LINHA 7050

ANO	FREQUÊNCIA	TENDÊNCIA
74	02	-
75	01	2.00
76	03	1.66
77	01	1.33
78	00	0.33
79	00	-



. LINHA 7060

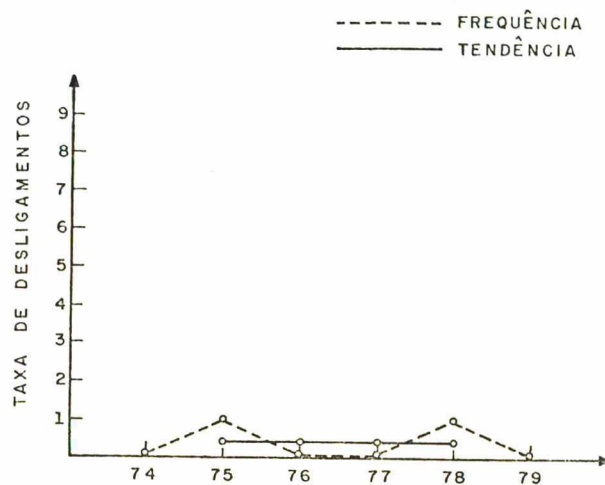
ANO	FREQUÊNCIA	TENDÊNCIA
74	00	-
75	03	2.66
76	05	2.66
77	00	1.66
78	00	0.00
79	00	-



(continuação)

. LINHA 7150

ANO	FREQUÊNCIA	TENDÊNCIA
74	00	-
75	01	0.33
76	00	0.33
77	00	0.33
78	01	0.33
79	00	-



DESLOCAMENTOS TRANSITORIOS DAS LINHAS DE 138 KV (N.I.TERM.)

IHC242I FRXPI REAL*4 BASE=0.0. INTEGER EXPONENT= 0, LE 0

TRACEEACK ROUTINE CALLED FROM ISN REG. 14 REG. 15 REG. 0 REG. 1

FRXPI#	0033	623B1B50	003C7EC8	00000004	00381790
DPNOMIO	0000	423B0ECC	003B1320	00000001	003B04E4
MAIN		0000F378	C03B0000	00000180	0042F748

ENTRY PGINT= C03B0000

STANCARC FIXUP TAKEN , EXECUTICN CONTINUING

CURVA AJUSTADA - POLINOMIO DO 1.* GRAU Y = A0 + A1*X

CCEF. DE CORR.= 0.336291

A (0) = 8.430

A (1) = -0.033

(AS) 1 R A I Z (E S) DO P O L I N O M I O

X (1) = 259.321

(C O N T I N U A N A P A G I N A S E G U I N T E)

DACCS DO POLINOMIO DO 1.º GRAU

QUILOMETRAGEM DE LINHA EXPOSTA
NUMERO DE DESLIGAMENTOS AO ANO

COORDENADAS DOS PONTOS FORNECIDOS X Y MEDIDO Y AJUSTADO X Y MEDIDO Y AJUSTADO FOLHA 1

115.7000	5.3300	4.6687	84.3000	2.3300	5.6895
115.7000	5.0000	4.6687	84.3000	3.6600	5.6895
115.7000	4.3300	4.6687	84.3000	4.6600	5.6895
115.7000	5.3300	4.6687	84.3000	5.6600	5.6895
115.7000	6.3300	4.6687	84.3000	5.3300	5.6895
115.7000	4.3300	4.6687	75.8000	5.0000	5.9658
115.7000	4.3300	4.6687	75.8000	8.0000	5.9658
115.7000	3.6600	4.6687	75.8000	6.6600	5.9658
115.7000	5.0000	4.6687	75.8000	8.6600	5.9658
115.7000	5.6600	4.6687	75.8000	5.0000	5.9658
84.3000	1.6600	5.6895	75.8000	6.0000	5.9658
84.3000	4.0000	5.6895	75.8000	8.6600	5.9658
84.3000	5.0000	5.6895	75.8000	6.3300	5.9658
84.3000	5.3300	5.6895	75.8000	9.0000	5.9658
84.3000	6.0000	5.6895	75.8000	6.0000	5.9658

COORDENADAS DOS PONTOS INTERPOLADOS E/OU EXTRAPOLADOS X Y X Y

0.0	8.4298	0.0	8.4298
0.0	8.4298	0.0	8.4298

DESLIG.PROGRUP/ MANUT. DAS LINHAS DE 138 KV (N.I.TERM.)

IHC242I FRXPI REAL*4 BASE=0.0, INTEGER EXPONENT= 0, LE 0

TRACEBACK	ROUTINE	CALLED FROM	ISN	REG. 14	REG. 15	REG. 0	REG. 1
FRXPI#	0033	624B1B50	004C7E08	00000004	004B1790		
DPNOMIO	0000	424B0ECC	004B1320	00000001	004B04E4		
MAIN		0000F378	004B000C	00000180	0052F748		

ENTRY PCINT= 004B0000

STANDARD FIXUP TAKEN , EXECUTICN CONTINUING

CURVA AJUSTADA - POLINOMIO DO 1.* GRAU Y = AO + AI*X

CGEF. DE CORR.= 0.471732

A (0) = -1.825

A (1) = 0.034

(AS) I R A I Z I E S) DO P O L I N O M I O

X (1) = 54.317

(C O N T I N U A N A P A G I N A S E G U I N T E)

QUILOMETRAGEM DE LINHA EXPOSTA
NUMERO DE DESLIGAMENTOS AO ANO

COORDENADAS DOS PONTOS FORNECIDOS X Y MEDIDO Y AJUSTADO X Y MEDIDO Y AJUSTADO

115.7000	5.0000	2.0621	84.3000	1.3300	1.0072
115.7000	2.0000	2.0621	84.3000	0.0	1.0072
115.7000	0.3300	2.0621	84.3000	1.0000	1.0072
115.7000	1.3300	2.0621	84.3000	0.3300	1.0072
115.7000	1.3300	2.0621	84.3000	0.6600	1.0072
115.7000	3.3300	2.0621	75.8000	1.6600	0.7217
115.7000	1.6600	2.0621	75.8000	0.3300	0.7217
115.7000	0.3300	2.0621	75.8000	0.3300	0.7217
115.7000	2.3300	2.0621	75.8000	0.3300	0.7217
115.7000	3.0000	2.0621	75.8000	0.6600	0.7217
84.3000	4.0000	1.0072	75.8000	1.6600	0.7217
84.3000	2.0000	1.0072	75.8000	1.0000	0.7217
84.3000	0.6600	1.0072	75.8000	0.6600	0.7217
84.3000	0.0	1.0072	75.8000	0.3300	0.7217
84.3000	0.0	1.0072	75.8000	0.3300	0.7217

COORDENADAS DOS PONTOS INTERPOLADOS OU EXTRAPOLADOS X Y X Y

0.0	-1.8247	0.0	-1.8247	0.0	-1.8247
-----	---------	-----	---------	-----	---------

DESIG. PROGR. P/ MANUT. DAS LINHAS DE 138 KV (N.I. TERM.)

QUILOMETRAGEM DE LINHA EXPOSTA NUMERO DE DESLIGAMENTOS AO ANO

Y	A	QUILOMETRAGEM DE LINHA EXPOSTA	NUMERO DE DESLIGAMENTOS AO ANO
4.9555981	I		0
4.7214384	I		
4.4428797	I		
4.1643209	I		
3.8897613	I		0
3.6072025	I		
3.3286428	I		
3.0500841	I		0
2.7715254	I		0
2.4929657	I		
2.2144070	I		0
1.9358482	I		0
1.6572886	I		0
1.3787298	I		0
1.1001701	I		0
0.8216114	I		0
0.5430527	I		0
0.2644930	I		0
0.0140657	I		0
0.2926245	I		0
0.5711842	I		
0.8497426	I		
1.1283016	I		
1.4066604	I		
1.6854191	I		

Y	A	QUILOMETRAGEM DE LINHA EXPOSTA	NUMERO DE DESLIGAMENTOS AO ANO
8.750	I		
18.473	I		
28.196	I		
37.918	I		
47.641	I		
57.364	I		
67.087	I		
76.809	I		
86.532	I		
96.255	I		
105.977	I		
115.700	I		

'0' -> PONTOS CONHECIDOS '+' -> PONTOS AJUSTADOS

DESLIG.TRANS. DO SIST. PFU DE 230 KV (N.I.TERM.)

IHO242I FRXPI REAL#4 BASE=0.0, INTEGER EXPONENT= 0, LE 0

TRACEBACK ROUTINE CALLED FROM ISN REG. 14 REG. 15 REG. 0 REG. 1

FRXPI# 0033 624B1B50 004C7E08 00000004 004B1790

DPNOMIO 0000 424B0E0C 004B1320 00000001 004B04E4

MAIN 0000F378 C0480000 00000130 0052F748

ENTRY POINT= C04B0000

STANDARD FIXUP TAKEN , EXECUTICN CONTINUING

CURVA AJUSTADA - POLINOMIO DO 1.* GRAU Y = A0 + A1*X

COEF. DE CORR.= 0.816178

A (0) = 0.588

A (1) = 0.013

(AS) I R A I Z (E S) DO P O L I N O M I O

X (1) = -46.976

(C O N T I N U A NA P A G I N A S E G U I N T E)

QUILOMETRAGEM DE LINHA EXPOSTA
 NUMERO DE DESLIGAMENTOS AO ANO

COORDENADAS DOS PONTOS FORNECIDOS		Y AJUSTADO		X		Y MEDIDO		Y AJUSTADO	
X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y
93.0000	2.3300	1.7518	108.8000	0.6600	1.9495	93.0000	2.3300	108.8000	1.9495
93.0000	2.3300	1.7518	108.8000	2.3300	1.9495	93.0000	2.3300	108.8000	1.9495
93.0000	1.6600	1.7518	108.8000	2.0000	1.9495	93.0000	1.6600	108.8000	1.9495
46.2000	0.0	1.1661	242.3000	4.3300	3.6202	46.2000	0.0	242.3000	3.6202
46.2000	0.3300	1.1661	242.3000	3.3300	3.6202	46.2000	0.3300	242.3000	3.6202
46.2000	1.6600	1.1661	242.3000	3.6600	3.6202	46.2000	1.6600	242.3000	3.6202
46.2000	2.0000	1.1661	242.3000	3.0000	3.6202	46.2000	2.0000	242.3000	3.6202

COORDENADAS DOS PONTOS INTERPOLADOS E/OU EXTRAPOLADOS		X		Y	
X	Y	X	Y	X	Y
0.0	0.5879	0.0	0.5879	0.0	0.5879

DESLEG. TRANS. DO SIST. PFU DE 230 KV (N.I.TEPM.)

QUILOMETRAGEM DE LINHA EXPOSTA NUMERO DE DESLIGAMENTOS AO ANO

Y	A	QUILOMETRAGEM DE LINHA EXPOSTA	NUMERO DE DESLIGAMENTOS AO ANO
4.3259990	I		
4.1532650	I		
3.9765301	I		
3.7957552	I		
3.6230602	I		
3.4463263	I		
3.2655913	I		
3.0928564	I		
2.9161215	I		
2.7353875	I		
2.5626526	I		
2.3859177	I		
2.2051827	I		
2.0324488	I		
1.8557138	I		
1.6789789	I		
1.5022440	I		
1.3255100	I		
1.1487751	I		
0.9720408	I		
0.7953061	I		
0.6185714+	I		
0.4418367	I		
0.2651020	I		
0.0883673	I		
18.325	I	38.687	59.048
	I	99.771	120.132
	I	140.493	160.855
	I	181.216	201.577
	I	221.939	242.300

DESLIG.PROG./MANUT DO SISTEMA PFU (N.I.TERM.)

IHC242I FRXPI REAL*4 BASE=0.0. INTEGER EXPONENT= 0, LE 0
 TRACEBACK ROUTINE CALLED FROM ISN REG. 14 REG. 15 REG. 0 REG. 1
 FRXPI# 0033 623B1B50 003C7E08 00000004 003B1790
 DPNOMIO 0000 423B0E0C 003B1320 00000001 003B04E4
 MAIN 0000F378 003B0000 00000180 0042F748

ENTRY PCINT= 003B0000

STANDARD FIXUP TAKEN . EXECUTICN CONTINUING

CURVA AJUSTADA = POLINOMIO DO 1.* GRAU Y = A0 + A1*X

CGEF. DE CORR.= 0.503737

A (0) = 0.557

A (1) = 0.006

(AS) I R A I Z (E S) DO P O L I N O M I O

X (1) = -88.305

(C O N T I N U A N A P A G I N A S E G U I N T E)

DADOS DO POLINOMIO DO 1.º GRAU

QUILOMETRAGEM DE LINHA EXPOSTA
NUMERO DE DESLIGAMENTOS AO ANO

FOLHA 1

COORDENADAS DOS PONTOS FORNECIDOS		COORDENADAS DOS PONTOS INTERPOLADOS E/OU EXTRAPOLADOS	
X	Y MEDIDO	Y AJUSTADO	X
242.3000	1.6600	2.6841	93.0000
242.3000	2.6600	2.6841	93.0000
242.3000	2.0000	2.6841	93.0000
242.3000	1.3300	2.6841	93.0000
108.8000	2.0000	1.2425	46.2000
108.8000	1.6600	1.2425	46.2000
108.8000	1.3300	1.2425	46.2000
108.8000	0.3300	1.2425	46.2000

COORDENADAS DOS PONTOS INTERPOLADOS E/OU EXTRAPOLADOS		COORDENADAS DOS PONTOS INTERPOLADOS E/OU EXTRAPOLADOS	
X	Y	X	Y
0.0	0.5567	0.0	0.5567
0.0	0.5567	0.0	0.5567

COORDENADAS DOS PONTOS FORNECIDOS		COORDENADAS DOS PONTOS INTERPOLADOS E/OU EXTRAPOLADOS	
X	Y MEDIDO	Y AJUSTADO	X
242.3000	1.1429	0.8479	93.0000
242.3000	1.1429	0.8479	93.0000
242.3000	1.1429	0.8479	93.0000
242.3000	1.1429	0.8479	93.0000
108.8000	0.8479	0.3300	46.2000
108.8000	0.8479	0.3300	46.2000
108.8000	0.8479	0.3300	46.2000
108.8000	0.8479	0.3300	46.2000

DESIG. PROG./MANUT DO SISTEMA PFU (N.I.TERM.)

QUILOMETRAGEM DE LINHA EXPOSTA

NUMERO DE DESLIGAMENTOS AO ANO

Y	A	0	+	0	+	0
2.6555589	I	0				0
2.5514278	I					
2.4428568	I					
2.3342848	I					
2.2257137	I					
2.1171417	I					
2.0085707	I	0				+
1.8955596	I					0
1.7914276	I					
1.6828566	I	0		0		0
1.5742855	I					
1.4657135	I					
1.3571424	I	0		0		0
1.2485704	I					
1.1399994	I		+			
1.0314283	I					
0.9228570	I					
0.8142856	I					
0.7057142	I					
0.5971428	I					
0.4885713	I					
0.3799999	I					
0.2714285	I	0		0		
0.1628571	I					
0.0542857	I					

0

0'	-> PONTOS CNHECIDOS	++	-> PONTOS AJUSTADOS	0	181.216	201.577	221.939	242.300
18.325	38.687	59.048	79.409	99.771	120.132	140.493	160.855	181.216

- QUADRO 6 -

- DESLIGAMENTOS TRANSITÓRIOS DE 138kV

. Taxas e desvio padrão

km	Taxas de deslig. ao ano	Desvio Padrão (S)
115.7	4.66	± 3.16
84.3	5.68	
75.8	5.96	

. Níveis de Confiança:

Nível 1:	$S=\pm 3.16$	Limite de 69,04%
Nível 2:	$2S=\pm 6.33$	Limite de 95,23%
Nível 3:	$3S=\pm 9.48$	Limite de 100,00%

- DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS P/MANUTENÇÃO DE 138kV

. Taxas e desvio padrão

km	Taxas de deslig. ao ano	Desvio Padrão (S)
115.7	2.06	± 2.15
84.3	1.00	
75.8	0.72	

. Níveis de Confiança:

Nível 1:	$S=\pm 2.15$	Limite de 80,95%
Nível 2:	$2S=\pm 4.30$	Limite de 92,85%
Nível 3:	$3S=\pm 6.45$	Limite de 97,61%

(continuação)

- DESLIGAMENTOS TRANSITÓRIOS DE 230kV

. Taxas e desvio padrão

km	Taxas de deslig. ao ano	Desvio Padrão (S)
242.3	3.62	± 1.63
108.8	1.94	
93.0	1.75	
46.2	1.16	

. Níveis de Confiança:

Nível 1: $S=± 1.63$ Limite de 62,50%Nível 2: $2S=± 3.26$ Limite de 95,83%Nível 3: $3S=± 4.86$ Limite de 100,00%

- DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS P/MANUTENÇÃO DE 230kV

. Taxas e desvio padrão

km	Taxas de deslig. ao ano	Desvio Padrão (S)
242.3	2.08	± 1.86
108.8	1.24	
93.0	1.14	
46.2	0.84	

. Níveis de Confiança:

Nível 1: $S=± 1.86$ Limite de 87,50%Nível 2: $2S=± 3.72$ Limite de 95,83%Nível 3: $3S=± 5.58$ Limite de 100,00%

5.4- Estimativa das Durações dos Desligamentos

Conforme as diretrizes indicadas no Capítulo 4, foram obtidos os valores de durações médias dos desligamentos (\bar{r}) constantes na tabela abaixo:

DESLIGAMENTO	TENSÃO (kV)	
	138	230
Transitórios	1,86min	3,20min
Permanentes	519,11min	648,50min
Programados p/Manutenção	535,77min	504,44min

A seguir são calculados os desvios padrões destas durações médias e estabelecidos os níveis de confiança, operacionais destes valores:

- Desligamentos forçados transitórios de 138kV

$$\bar{r} = 1.86\text{min} , \quad s = \pm 2.25$$

Níveis de confiança:

$$\text{Nível 1 : } s = \pm 2.25 , \quad \text{limite de } 86,36\%$$

$$\text{Nível 2 : } 2s = \pm 4.50 , \quad \text{limite de } 96,36\%$$

$$\text{Nível 3 : } 3s = \pm 6.75 , \quad \text{limite de } 98,18\%$$

- Desligamentos programados para manutenção de 138kV

$$\bar{r} = 535,77\text{min} , \quad s = \pm 236,43$$

Níveis de confiança:

$$\text{Nível 1 : } s = \pm 236,43 , \quad \text{limite de } 71,08\%$$

Nível 2 : $2S = \pm 472,86$, limite de 98,95%

Nível 3 : $3S = \pm 709,29$, limite de 100,00%

- . Desligamentos forçados transitórios do Sistema Passo Fundo de 230kV

$\bar{r} = 3.20\text{min}$, $S = \pm 3.26$

Níveis de confiança:

Nível 1 : $S = \pm 3,26$, limite de 85,41%

Nível 2 : $2S = \pm 6,52$, limite de 95,83%

Nível 3 : $3S = \pm 9,78$, limite de 97,91%

- . Desligamentos programados para manutenção do Sistema Passo Fundo de 230kV

$\bar{r} = 504.44\text{min}$, $S = \pm 190,79$

Níveis de confiança:

Nível 1 : $S = \pm 190,79$, limite de 60,00%

Nível 2 : $2S = \pm 381,59$, limite de 95,00%

Nível 3 : $3S = \pm 572,37$, limite de 100,00%

5.5- Considerações sobre as Distribuições das Durações

As distribuições das durações dos desligamentos encontram-se apresentadas nas tabelas e gráficos do anexo deste item.

Adicionalmente, foram testados com o emprego da técnica de aderência do X^2 (qui-quadrado), se as distribuições das durações dos desligamentos no Sistema da ELETROSUL corroboram as observações referenciadas no Capítulo 4.

Para tornar possível os testes acima citados, foi necessário obter os valores dos parâmetros das distribuições exponenci

al e normal, conforme critérios apresentados a seguir:

1º) Distribuição exponencial:

FUNÇÃO	MÉDIA	VARIÂNCIA	DESVIO PADRÃO
$f(t) = \mu e^{-\mu t}$	$1/\mu$	$1/\mu^2$	$1/\mu$

A distribuição exponencial por ser de natureza mono-paramétrica, fica perfeitamente definida se μ for obtido.

$$F(t) = P(T < t) = \int_0^t \mu \cdot e^{-\mu t} \cdot dt = 1 - e^{-\mu t}, \quad t > 0; \leq 0 \text{ para outros quaisquer valores}$$

$$F(t) = \int_0^{\infty} f(t) \cdot dt = 1$$

- Desligamentos transitórios de 138kV

$$\bar{r} = 1.86 \text{min} \quad \therefore \quad 1/\mu = 1.86 \quad \therefore \quad \mu = 0.537$$

- Desligamentos transitórios de 230kV

$$\bar{r} = 3.20 \text{min} \quad \therefore \quad 1/\mu = 3.20 \quad \therefore \quad \mu = 0.312$$

2º) Distribuição normal:

As distribuições normais são biparamétricas. Exigem para sua definição os valores da média e do desvio padrão. Estes valores encontram-se apresentados no item anterior deste capítulo.

No caso do teste de aderência da distribuição normal, os intervalos de tempo definidos nas tabelas 16 e 17 foram obtidos dividindo-se a área da normal em 10 partes iguais.

Com estas considerações, obteve-se os seguintes resultados:

- desligamentos transitórios de 138kV

Pela tabela 14, $\chi^2 = 22,59$ e $v = 10$ graus de liberdade. Obteve-se um nível de aderência da ordem de

1,0%. Tal resultado implica em rejeitar a hipótese de distribuição exponencial.

- desligamentos transitórios de 230kV

Pela tabela 15, $\chi^2 = 3,861$ e $v = 5$ graus de liberdade. Obteve-se um nível de aderência da ordem de 60%. Este resultado indica uma tendência para distribuição exponencial.

- desligamentos programados para manutenção de 138kV

Pela tabela 16, $\chi^2 = 72,77$ e $v = 7$ graus de liberdade. Obteve-se um nível de aderência menor que 0,5%. Este valor indica uma rejeição de distribuição normal.

- desligamentos programados para manutenção de 230kV

Pela tabela 17, $\chi^2 = 5,80$ e $v = 7$ graus de liberdade. O nível de aderência ficou em 50%. Este valor indica que a hipótese de distribuição normal ainda não deve ser aceita, podendo futuramente, caso a amostragem a ficar mais substancial, se aceitar a possibilidade de uma normal.

Obs.: os níveis de aderência foram tirados da tabela pertencente a referência nº 2.

Fazem parte do anexo deste item o seguinte conjunto de tabelas e gráficos:

Tabela 10 : Freqüências relativas dos desligamentos forçados transitórios das linhas de 138kV.

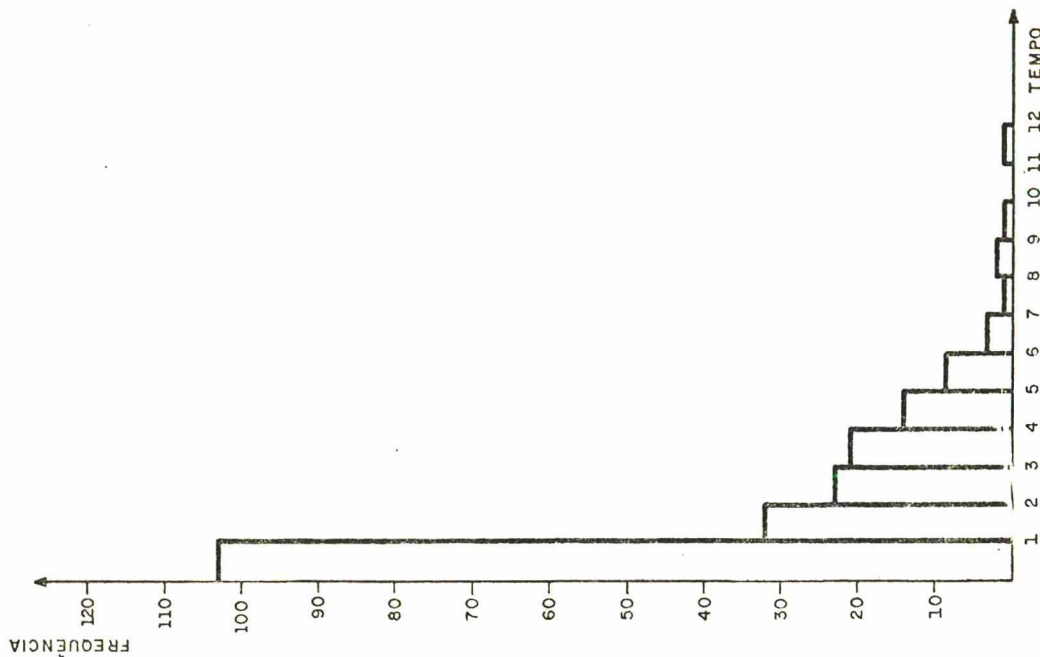
Gráfico 2 : Gráfico das durações dos desligamentos forçados transitórios das linhas de 138kV.

- Tabela 11 : Freqüências relativas dos desligamentos programados para manutenção das linhas de 138kV.
- Gráfico 3 : Gráfico das durações dos desligamentos programados para manutenção das linhas de 138kV.
- Tabela 12 : Freqüências relativas dos desligamentos forçados transitórios do Sistema Passo Fundo de 230kV.
- Gráfico 4 : Gráfico das durações dos desligamentos forçados transitórios do Sistema Passo Fundo de 230kV.
- Tabela 13 : Freqüências relativas dos desligamentos programados para manutenção do Sistema Passo Fundo de 230kV.
- Gráfico 5 : Gráfico das durações dos desligamentos programados para manutenção do Sistema Passo Fundo de 230kV.
- Tabela 14 : Teste de aderência da exponencial para os desligamentos transitórios de 138kV.
- Tabela 15 : Teste de aderência da exponencial para os desligamentos transitórios de 230kV.
- Tabela 16 : Teste de aderência da normal para os desligamentos programados para manutenção de 138kV.
- Tabela 17 : Teste de aderência da normal para os desligamentos programados para manutenção de 230kV.

. DESLIGAMENTOS DE 138KV

- Transitórios

INTERVALO DE TEMPO (minutos)	FREQÜÊNCIA OBSERVADA	FREQÜÊNCIA RELATIVA	FREQ. REL. ACUMUL. (t_k)
0 < t ≤ 1	113	0.515	0.515
1 < t ≤ 2	32	0.146	0.661
2 < t ≤ 3	23	0.105	0.766
3 < t ≤ 4	21	0.095	0.861
4 < t ≤ 5	14	0.063	0.924
5 < t ≤ 6	8	0.036	0.960
6 < t ≤ 7	3	0.013	0.973
7 < t ≤ 8	1	0.004	0.977
8 < t ≤ 9	2	0.009	0.986
9 < t ≤ 10	1	0.004	0.990
10 < t ≤ 11	0	0.000	0.990
11 < t ≤ 12	1	0.004	1.000



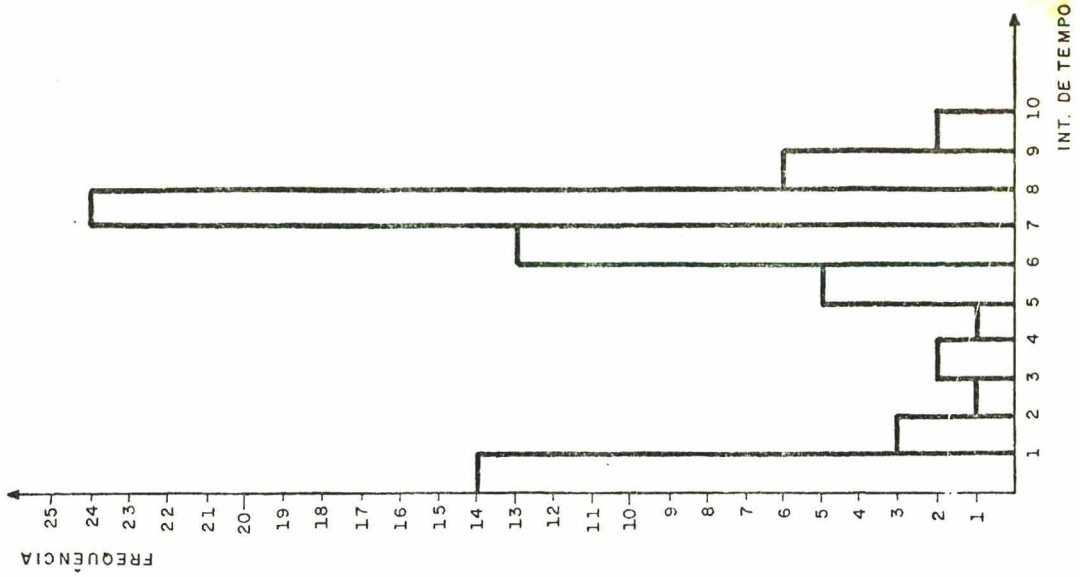
- TABELA 10 -

- GRÁFICO 2 -

- Programados

INTERVALO DE TEMPO (minutos)	FREQÜENCIA OBSERVADA	FREQÜENCIA RELATIVA	FREQ. REL. ACUMUL. (\sum)
0 < t ≤ 230,74	14	0.197	0.197
230,74 < t ≤ 334,46	3	0.042	0.239
334,46 < t ≤ 410,46	1	0.014	0.253
410,46 < t ≤ 474,29	2	0.028	0.281
474,29 < t ≤ 535,77	1	0.014	0.295
535,77 < t ≤ 579,24	5	0.070	0.365
579,24 < t ≤ 661,07	13	0.183	0.548
661,07 < t ≤ 736,73	24	0.338	0.886
736,73 < t ≤ 840,76	6	0.084	0.970
840,76 < t ≤ 1457,84	2	0.028	1.000

- TABELA 11 -

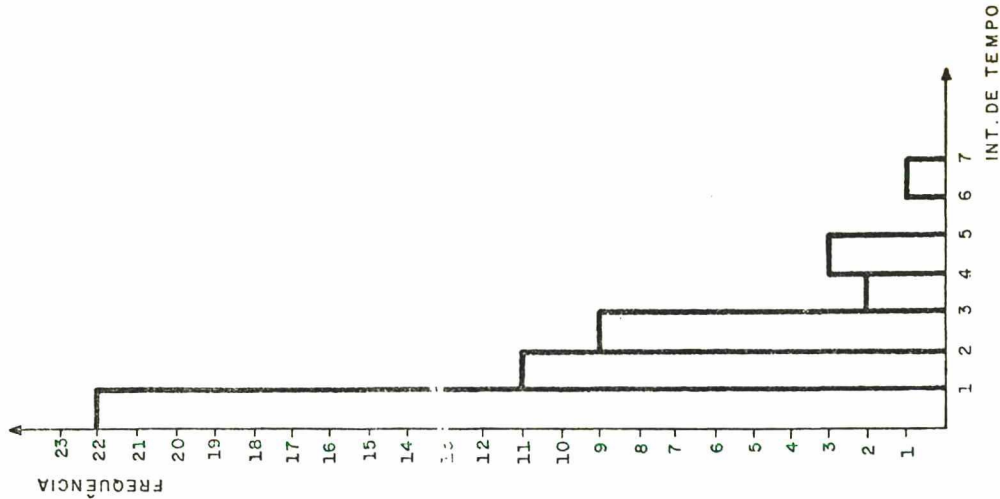


• DESLIGAMENTOS DE 230kV

- Transitórios

INTERVALO DE TEMPO (minutos)	FREQÜÊNCIA OBSERVADA	FREQÜÊNCIA RELATIVA	FREQ. REL. ACUMUL. ($t \leq$)
$0 < t \leq 2$	22	0.458	0.458
$2 < t \leq 4$	11	0.229	0.687
$4 < t \leq 6$	9	0.187	0.874
$6 < t \leq 8$	2	0.041	0.915
$8 < t \leq 10$	3	0.062	0.977
$10 < t \leq 12$	0	0.000	0.977
$12 < t \leq 14$	1	0.020	1.000

- TABELA 12 -

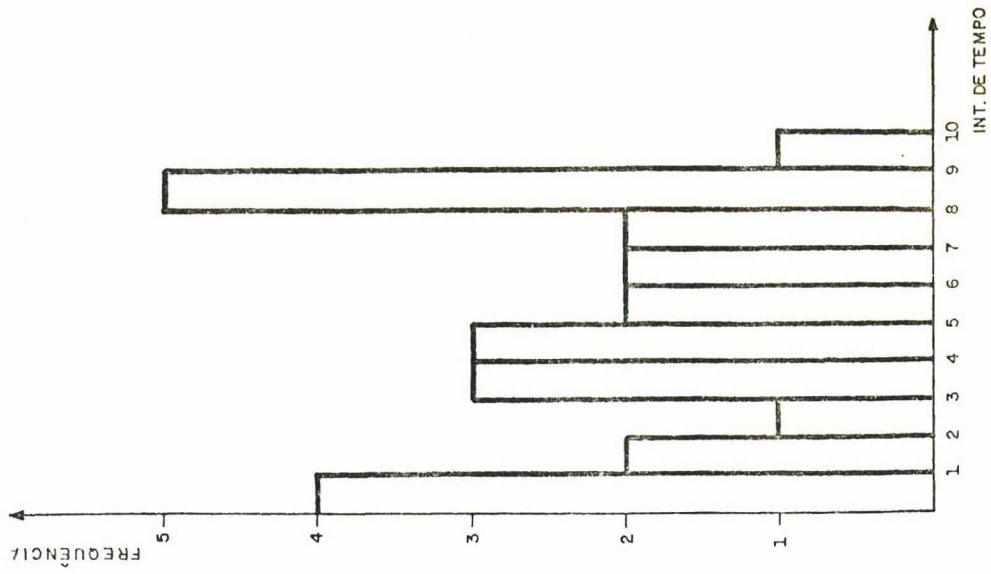


- GRÁFICO 4 -

- Programados

INTERVALO DE TEMPO (minutos)	FREQÜÊNCIA OBSERVADA	FREQÜÊNCIA RELATIVA	FREQ. REL. ACUMUL. ($t \leq$)
0 < t ≤ 258,32	4	0.160	0.160
258,32 < t ≤ 342,26	2	0.080	0.240
342,26 < t ≤ 403,32	1	0.040	0.280
403,32 < t ≤ 454,83	3	0.120	0.400
454,83 < t ≤ 504,44	3	0.120	0.520
504,44 < t ≤ 554,04	2	0.080	0.600
554,04 < t ≤ 605,55	2	0.080	0.680
605,55 < t ≤ 666,61	2	0.080	0.760
666,61 < t ≤ 750,55	5	0.200	0.960
750,55 < t ≤ 1248,52	1	0.040	1.000

- TABELA 13 -



- GRÁFICO 5 -

• DESLIGAMENTOS TRANSITÓRIOS DE 138KV

TESTE DO QUI-QUADRADO

INTERVALO DE TEMPO	FREQ. OBS. (O_k)	ÁREA DE $O+t$ $1-e^{-\mu t}$	ÁREA DE CADA CLASSE	FREQ. ESP. (e_k)	$(O_k - e_k)$	$(O_k - e_k)^2$	$\frac{(O_k - e_k)^2}{e_k}$
$0 < t \leq 1$	113	0.415	0.415	90.88	22.12	489.29	5.38
$1 < t \leq 2$	32	0.658	0.243	53.21	-21.21	449.86	8.45
$2 < t \leq 3$	23	0.800	0.142	31.09	-8.09	65.44	2.10
$3 < t \leq 4$	21	0.883	0.083	18.17	-2.83	8.00	0.44
$4 < t \leq 5$	14	0.931	0.048	10.51	-3.49	12.18	1.15
$5 < t \leq 6$	8	0.960	0.029	6.35	1.65	2.72	0.42
$6 < t \leq 7$	3	0.976	0.016	3.50	-0.50	0.25	0.07
$7 < t \leq 8$	1	0.986	0.010	2.19	-1.19	1.41	0.64
$8 < t \leq 9$	2	0.992	0.006	1.31	0.69	0.47	0.36
$9 < t \leq 10$	1	0.995	0.003	0.65	0.35	0.12	0.18
$10 < t \leq 11$	0	0.997	0.002	0.43	-0.43	0.18	0.43
$11 < t \leq 12$	1	0.998	0.001	0.21	0.79	0.62	2.97
TOTAL	219					$\chi^2 = 22,59$	

- TABELA 14 -

. DESLIGAMENTOS TRANSITÓRIOS DE 230KV

INTERVALO DE TEMPO	FREQ. OBS. (O_k)	ÁREA DE $O+t$ $1-e^{-\mu t}$	ÁREA DE CADA CLASSE (e_k)	FREQ. ESP. (e_k)	$(O_k - e_k)$	$(O_k - e_k)^2$	$\frac{(O_k - e_k)^2}{e_k}$
$0 < t \leq 2$	22	0.464	0.464	22.272	-0.272	0.073	0.003
$2 < t \leq 4$	11	0.712	0.248	11.904	-0.904	0.817	0.068
$4 < t \leq 6$	9	0.846	0.134	6.432	2.568	6.594	1.025
$6 < t \leq 8$	2	0.917	0.071	3.408	-1.408	1.982	0.581
$8 < t \leq 10$	3	0.955	0.038	1.824	1.176	1.382	0.757
$10 < t \leq 12$	0	0.976	0.021	1.008	-1.008	1.016	1.007
$12 < t \leq 14$	1	0.987	0.011	0.528	0.472	0.222	0.420
TOTAL	48					$\chi^2 = 3.861$	

- TABELA 15 -

• DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS P/MANUTENÇÃO DE 138KV

INTERVALO DE TEMPO (minutos)	FREQ. OBS. (O_k)	z P/LIMITES DE CLASSE	ÁREAS ENTRE 0 → z	ÁREA DE CADA CLASSE	FREQ. ESP. (e_k)	($O_k - e_k$)	($O_k - e_k$) ²	$\frac{(O_k - e_k)^2}{e_k}$
0,00 < t ≤ 230,74	14	-3,90	0.50	0,1	7,1	6.90	47.61	6.70
230,74 < t ≤ 334,46	3	-1.29	0.40	0,1	7,1	-4.10	16.81	2.36
334,46 < t ≤ 410,46	1	-0.85	0.30	0,1	7,1	-6.10	37.21	5.24
410,46 < t ≤ 474,29	2	-0.53	0.20	0,1	7,1	-5.10	26.01	3.66
474,29 < t ≤ 535,77	1	-0.26	0.10	0,1	7,1	-6.10	37.21	5.24
535,77 < t ≤ 579,24	5	0.26	0.10	0,1	7,1	-2.10	4.41	0.62
579,24 < t ≤ 661,07	13	0.53	0.20	0,1	7,1	5.90	34.81	4.90
661,07 < t ≤ 736,73	24	0.85	0.30	0,1	7,1	16.90	285.61	40.22
736,73 < t ≤ 840,76	6	1.29	0.40	0,1	7,1	-1.10	1.21	0.17
840,76 < t ≤ 1457,84	2	3.90	0.50	0,1	7,1	-5.10	26.01	3.66
$\Sigma f = 71 = N$						$\chi^2 = 72.77$		

- TABELA 16 -

• DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS P/MANUTENÇÃO DE 230kV

INTERVALO DE TEMPO (minutos)	FREQ. OBS. (O_k)	z P/LIMITES DE CLASSE	ÁREAS ENTRE 0 → z	ÁREA DE CADA CLASSE	FREQ. ESP. (e_k)	($O_k - e_k$)	($O_k - e_k$) ²	$\frac{(O_k - e_k)^2}{e_k}$
0,00 < t ≤ 258,32	4	-3.90	0.50	0,1	2,5	1.5	2.25	0.90
258,32 < t ≤ 342,26	2	-1.29	0.40	0,1	2,5	-0.5	0.25	0.10
342,26 < t ≤ 403,32	1	-0.85	0.30	0,1	2,5	-1.5	2.25	0.90
403,32 < t ≤ 454,83	3	-0.53	0.20	0,1	2,5	0.5	0.25	0.10
454,83 < t ≤ 504,44	3	-0.26	0.10	0,1	2,5	0.5	0.25	0.10
504,44 < t ≤ 554,04	2	0.26	0.10	0,1	2,5	-0.5	0.25	0.10
554,04 < t ≤ 605,55	2	0.53	0.20	0,1	2,5	-0.5	0.25	0.10
605,55 < t ≤ 666,61	2	0.83	0.30	0,1	2,5	-0.5	0.25	0.10
666,61 < t ≤ 750,55	5	1.29	0.40	0,1	2,5	2.5	6.25	2.50
750,55 < t ≤ 1248,52	1	3.90	0.50	0,1	2,5	-1.5	2.25	0.90
Σ = 25						X ² = 5.80		

- TABELA 17 -

C A P Í T U L O 6

CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS6.1- Conclusões

Baseados nas análises efetuadas sobre as tabelas, quadros e gráficos anteriormente apresentadas, bem como em consultas feitas aos arquivos técnicos de diversos setores da empresa, as seguintes conclusões podem ser enunciadas:

- . As taxas de desligamentos das linhas apresentaram comportamento irregular, com bastante variações sazonais ao longo dos anos observados. Ficou explícito, que era necessário pesquisar o movimento de tendência das frequências de desligamentos. Isto foi possível com o emprego de médias móveis, que tem a propriedade de amortecer estas flutuações indesejáveis.
- . Nas linhas de 138kV, a análise de regressão mostrou um comportamento não linear da relação quilômetros de exposição de linhas versus desligamento ao ano, tanto para os transitórios como programados para manutenção. No entanto, a adoção de um modelo não linear levou a ajustes de curvas de polinômio da ordem de 4º grau, com fatores de correlação elevados mas com interpretações físicas irreais, com obtenção de taxas de desligamentos negativas.

Nestes termos, optou-se pelo emprego do modelo linear,

mesmo com baixo coeficiente de correlação, conforme apresentado no capítulo anterior.

Para os desligamentos transitórios, a taxa de desligamentos pode ser calculada pela expressão $\lambda = 8,43 - 0,033X$ desligamentos ao ano, onde X é a quilometragem de linha; como os comprimentos das linhas oscilam em torno de 100 quilômetros, λ pode ser estimado igual a 5d/ano/100km. Este valor anormalmente alto para taxa de desligamentos pode ser explicado pelas grandes distorções das resistências de pé de torre em relação aos dados de projeto, conforme se pode verificar pela análise do gráfico 1 e tabela 2, mostrados no capítulo 5.

Acredita-se que com certos cuidados adicionais na manutenção destas linhas, este número de desligamentos ao ano se reduza sobremaneira, enquadrando-se em valores mais adequados à sua operação.

- As linhas de 230kV do Sistema Passo Fundo apresentam uma acentuada correlação linear para os desligamentos transitórios, enquanto que o comportamento dos programados para manutenção não teve idêntico resultado.

O critério básico utilizado para seleção dos blocamentos das linhas foi a homogeneidade de características; contudo, o Sistema de Passo Fundo atravessa regiões com diferentes geografias e climas. Neste caso, se os fatores naturais fossem rigidamente obedecidos, não se conseguiria número de linhas suficiente para análise

se. Optou-se, neste caso, somente pela consideração das características de construção e entrada em operação, apesar de se ter pequenos trechos em circuito duplo.

- . Pela interpretação do gráfico da duração dos desligamentos transitórios das linhas de 138kV, e alicerçada pelos testes de aderência empregando o método do qui-quadrado (χ^2), mostrou que o modelo exponencial de distribuição das durações dos desligamentos não é adaptável as linhas de 138kV do Sistema da ELETROSUL. Como os processos markovianos baseiam-se na existência de uma distribuição exponencial, com evidentes vantagens de simplificação nos cálculos dos índices de confiabilidade, a constatação de tempos de reparo não exponencialmente distribuídos leva à necessidade de técnicas mais sofisticadas para análise destes índices, como por exemplo, o método de desenvolvimento em estágios⁽²⁰⁾ ou o processo de simulação (Monte Carlo).
- . A conclusão anterior não se verifica para o sistema de 230kV de Passo Fundo, onde se registrou 60% de aderência, indicando uma tendência para as distribuições exponenciais. Nestes termos, a adoção dos processos markovianos se justificam, principalmente caso se trabalhe com amostras mais representativas.
- . As distribuições das durações dos desligamentos programados não aderiram as distribuições normais, conforme testes efetuados no capítulo anterior.

Cabe observar que no caso dos desligamentos programados das linhas do Sistema Passo Fundo, o nível de aderência do teste de qui-quadrado foi de 50% para a amostra de 25 desligamentos, podendo indicar que no caso da amostra venha a ter um tamanho significativo, a adoção da normal se justifique.

- . Devido a escassez de dados, o número e durações dos desligamentos forçados persistentes não permitiram a aplicação da metodologia utilizada para os demais tipos de desligamentos, exigindo um período maior de coleta de dados.
- . Observa-se bastante divergência entre os resultados verificados no sistema de transmissão de 138 kV da ELETROSUL e sumarizados na tabela 18, em anexo, com os sistemas apresentados na literatura.

As diferenças fundamentais podem ser explicadas pela diversidade dos procedimentos de manutenção e/ou condições operativas encontradas entre os sistemas da ELETROSUL e estrangeiros.

Logicamente, os resultados de sistemas americanos e/ou europeus não necessariamente devem servir de parâmetros para sistemas brasileiros. Nossos técnicos deverão realizar seus próprios levantamentos e encontrar os valores que realmente correspondem a realidade nacional.

6.2- Sugestões para Futuros Trabalhos

Baseado nas observações das amostras do sistema e nas conclusões inferidas no item anterior, pode-se apresentar as seguintes sugestões, que poderão servir de tema para futuros trabalhos:

- . A metodologia de estimação empregada para cálculos das taxas e durações dos desligamentos das linhas, deve ser estendida para os demais componentes do sistema. Estes índices servirão para balizar uma operação do sistema sob forma mais segura.
- . Deve-se pesquisar qual a verdadeira distribuição das durações dos desligamentos de 138kV verificados na ELETROSUL.
Tal procedimento adicionado ao levantamento das linhas de 230kV, permitirão traçar diretrizes que orientarão os engenheiros na seleção do melhor modelo para análise de confiabilidade do sistema de transmissão.
- . Os procedimentos retrodescritos deverão ser estendidos para as redes das concessionárias estaduais, com a finalidade de se fazer o levantamento do desempenho do sistema como um todo, ou seja, transmissão e distribuição.

ESTIMATIVAS DAS TAXAS DE DESLIGAMENTOS E

DURAÇÕES MÉDIAS DOS DESLIGAMENTOS

• TAXAS DE DESLIGAMENTOS

- 138kV

	FORÇADOS TRANSIT.	FORÇADOS PERMANENTES	PROGRAM. P/MANUT.
TAXA	$\lambda = 8,43 - 0,033X$ ao ano	$\lambda = 0,214$ ao ano p/linha	$\lambda = -1,82 + 0,034X$ ao ano
DESvio PADRÃO(S)	$S = +3,16$	-	$S = +2,15$
NÍVEIS DE CONFIANÇA (%)	+ S - 69,04 +2S - 95,23 +3S - 100,00	-	80,95 92,85 97,61

- 230kV

	$\lambda = 0,58 + 0,013X$ ao ano	$\lambda = 0,166$ ao ano p/linha	$\lambda = 0,55 + 0,006X$ ao ano
TAXA			
DESvio PADRÃO(S)	$S = +1,63$	-	$S = +1,86$
NÍVEIS DE CONFIANÇA (%)	+ S - 62,50 +2S - 95,83 +3S - 100,00	-	87,50 95,83 100,00

OBS.: X - quilometragem da linha.

• DURAÇÕES MÉDIAS DOS DESLIGAMENTOS

- 138kV

	FORÇADOS TRANSIT.	FORÇADOS PERMANENTES	PROGRAM. P/MANUT.
DURAÇÃO MÉDIA (\bar{x})	$\bar{x} = 1,86$ min	$\bar{x} = 519,11$ min	$\bar{x} = 535,77$ min
DESvio PADRÃO(S)	$S = +2,25$	-	$S = +236,43$
NÍVEIS DE CONFIANÇA (%)	+ S - 86,36 +2S - 96,36 +3S - 98,18	-	71,08 98,25 100,00

- 230kV

	$\bar{x} = 3,20$ min	$\bar{x} = 648,50$ min	$\bar{x} = 504,44$ min
DURAÇÃO MÉDIA (\bar{x})			
DESvio PADRÃO(S)	$S = +3,26$	-	$S = +190,79$
NÍVEIS DE CONFIANÇA (%)	+ S - 85,41 +2S - 95,83 +3S - 97,91	-	60,00 95,00 100,00

A P Ê N D I C E I

- TERMINOLOGIA -

(Associada à desempenho e confiabilidade)

Os termos e definições constantes desta Terminologia , (27), (41) constituem essencialmente, um instrumento útil à uniformidade de coleta de dados para o levantamento estatístico das ocorrências verificadas nos componentes de um Sistema Elétrico de Potência.

1. Geral

Comissionamento (em recepção)

É o estado que corresponde ao período de ensaios que antecede à entrega do componente, mesmo com restrições, para operação, pela primeira vez.

Componente (equipamento)

É uma parte de um sistema que é vista como uma única entidade, para fins de relato e/ou análise, e que é essencial ao seu funcionamento.

Defeito

É toda alteração ou imperfeição de um componente, que pode ocasionar uma falha, mas não impede de desempenhar sua função requerida.

Desligamento

É o ato da retirada de serviço de um componente, manual ou automaticamente.

Desligamento Forçado

É o ato da retirada de um componente, prontamente de serviço, em condições não programadas. Um desligamento forçado geralmente resulta de condições de emergência, inerentes ao componente, necessitando que o mesmo seja desligado de imediato, automaticamente, ou tão logo operações de manobras sejam executadas. Os demais casos de desligamentos forçados decorrem de outras causas, como por exemplo, acidentes, quando a unidade é retirada de serviço, involuntária e/ou indevidamente. Em alguns casos de desligamentos forçados, há oportunidade de realizar simultaneamente reparos programados ou periódicos. Se estes reparos prolongam o período de desligamento além do requerido para a intervenção correspondente ao desligamento forçado, o excesso de tempo de desligamento será contado como tempo de desligamento programado (com fins de manutenção).

Desligamento Forçado por Causa Transitória (fugitiva)

É um desligamento forçado decorrente de uma causa fugitiva, isto é, em que o retorno do componente ao serviço pode ser feito automaticamente, ou tão logo operações de manobras sejam executadas, sem correção, reparo ou reposição de componentes.

Portanto, neste desligamento, a causa se auto-extingue, permitindo o retorno do componente afetado ao serviço.

Desligamento Forçado com Causa Permanente

É um desligamento forçado que resulta de uma causa permanente (ou persistente), isto é, quando for necessário o serviço de manutenção para reparo ou substituição do componente afetado.

Portanto, neste desligamento, a causa não é auto-eliminada, devendo ser corrigida suprimindo-se o agente ou reparando, ou substituindo o componente afetado antes que ele possa ser posto novamente em serviço.

Desligamento Programado

É o que resulta da retirada de serviço de um componente ou unidade, mediante um programa pré-estabelecido, associado ao componente ou unidade.

O desligamento programado é caracterizado pela possibilidade do mesmo ser levado a efeito após avaliação das conseqüências que este desligamento possa acarretar.

Desligamento para Manutenção Preventiva

Um desligamento para manutenção preventiva é a retirada de serviço de uma unidade para inspeção e/ou revisão parcial ou geral. Constituem portanto, as atividades executadas contínua ou periodicamente nos componentes, visando conservá-los dentro do período de vida útil, definido economicamente para cada um deles.

Desligamento para Manutenção Corretiva

É a retirada de serviço de equipamentos, componentes ou unidades, para cumprir as atividades ou serviços a serem efetuados nos mesmos, com a finalidade de corrigir ou controlar as causas e efeitos motivados por ocorrências constatadas, e que acarretaram ou podem acarretar sua indisponibilidade.

Duração de um Estado

É o período em que o componente permanece em um determinado estado.

Vida Útil

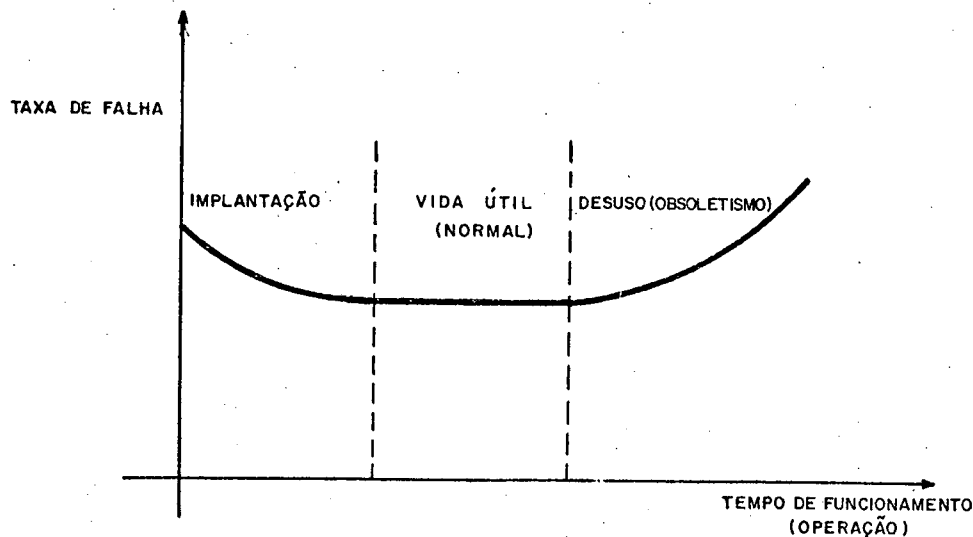
- . Implantação (gestação)
- . Normal
- . Desuso (velhice)

O período de vida denominado implantação, corresponde à fase pré-operacional do processo, em que se verificam os ajustes, acertos, correções devido à fabricação, projeto e montagem, considerando que os componentes são submetidos a testes de simulação e aos esforços iniciais em relação ao sistema onde passarão a desempenhar suas funções. A taxa de falhas decresce em função do tempo.

É importante salientar que a implantação não é prevista para detetar falhas inerentemente de fabricação, que devem ser identificadas nos estágios de produção e ensaios convenientes.

O período de vida útil, propriamente dito, ou vida normal de operação esta associado a uma taxa de falhas constante, quando se admite que as falhas ocorrem por acaso.

O período de desuso sucede ao da vida útil, e apresenta um acentuado aumento no tempo da taxa de falha, face a situação em que os componentes deixam progressivamente de possuir as condições necessárias para execução de suas funções.



Duração da Interrupção

É o período desde o início da interrupção a um ou mais usuários, até que o serviço possa ser integralmente restabelecido aos mesmos.

Estação

É a designação genérica de usinas e subestações.

Estados do Componente

. Disponível

Disponível é o estado de um componente que está em condições de ser operado, com ou sem limitação, esteja ou não em serviço.

. Disponível ligado

Corresponde ao componente estar em serviço, independente de poder operar ou não a plena carga.

. Disponível ligado em operação normal

É o estado em que o componente não possui nenhuma limitação para atender à solicitação de sua capacidade total.

- . Disponível ligado com limitação
É o estado em que o componente tem sua potência limitada ou reduzida, devido a um defeito, ou a outra condição restritiva específica.
- . Disponível desligado
Corresponde ao componente não estar em serviço, encontrando-se desligado, apesar de disponível para operação.
- . Disponível desligado em reserva
É o estado de um componente disponível desligado em reserva por conveniência de operação.
- . Disponível desligado por condições externas
É o estado de um componente que sucede ao seu desligamento por condições externas (ocorrências em outros componentes, em outros sistemas ou em consumidores).
- . Indisponível
É o estado ou condição em que um componente não se encontra disponível quer por algum trabalho de manutenção que se esteja efetuando, quer por qualquer outra condição adversa.
- . Indisponível por desligamento forçado
É o estado que se inicia com um desligamento forçado.
- . Indisponível por desligamento forçado por causa transitória (fugitiva)
É o estado de um componente que não está em operação, devido a um desligamento forçado por causa fugitiva, cujo retorno ao serviço pode ser feito automaticamente, ou tão logo operações de manobras sejam executadas.

das, sem correção, reparo ou reposição de componentes.

- . Indisponível por desligamento forçado por causa permanente.

É o estado de um componente que não está em condições de operar devido a um desligamento forçado por causa permanente, cujo restabelecimento ao serviço somente poderá ser feito após serviços de manutenção para reparo ou substituição do componente afetado.

- . Indisponível por desligamento programado

É o estado que se inicia por um desligamento programado. Compreende-se por desligamentos programados, os desligamentos para manutenção periódica, para manutenção para eliminação de defeito ou para outras aplicações.

- . Indisponível por desligamento programado para manutenção preventiva

É o estado seguinte a um desligamento para manutenção periódica.

- . Indisponível por desligamento programado para manutenção corretiva

É o estado seguinte a um desligamento para manutenção corretiva.

Falha

É o término da habilidade ou impossibilidade de um componente de desempenhar sua função requerida.

Falta

É toda ocorrência caracterizada pela perda do isolamento médio do sistema de potência, estando normalmente associada a uma condição de curto circuito.

Função requerida de um componente

Cumprir a finalidade para a qual foi projetado, operando quando solicitado, independente de haver ou não qualquer limitação.

Interligação

Ligação elétrica entre dois ou mais sistemas.

Interrupção

Corresponde à perda de fornecimento a um ou mais consumidores. Tem origem no desligamento de um ou mais componentes e sua classificação obedece ao tipo de desligamento que a produz.

Interrupção forçada

É a interrupção provocada por um desligamento forçado

Interrupção programada

É a interrupção provocada por um desligamento progra -

mado

Manutenção

É toda atividade que se realiza nos componentes, através de processos diretos ou indiretos, com a finalidade de assegurar o desempenho de suas funções, levando-se em consideração as condições operativas e econômicas.

Módulo (bay)

É um conjunto de componentes montados agrupadamente e assim considerados para fins de manutenção.

Ocorrência

É todo acontecimento que direta ou indiretamente modifica as condições operativas de um ou mais componentes ou mesmo de um sistema. Uma ocorrência pode ser um desligamento, um defeito, uma falta ou uma perturbação.

Perturbação

É toda ocorrência caracterizada pela modificação involuntária das condições pré-estabelecidas de operação do sistema, muitas vezes acompanhada por desligamentos de um ou mais de seus componentes.

Ponto de entrega

É o ponto de interligação onde a energia é medida para fins de faturamento.

Sistema

É um grupo de componentes conectados em uma determinada configuração, para desempenhar uma função específica.

Sistema interligado

É formado por sistemas elétricos de duas ou mais empresas, que tem possibilidade de intercâmbio de energia entre si.

Tempo adverso

É o conjunto de condições climáticas que torna mais provável a incidência de desligamentos forçados de componentes , durante o período em que perduram estas condições.

Os parâmetros do tempo adverso, para um sistema ou região em particular, podem ser estabelecidos, selecionando-se os valores apropriados em função das condições apuradas por um sistema de meteorologia, incluindo: informações de vento, temperatura, nível cerâmico, umidade, etc.

Tempo normal

É o conjunto de condições climáticas que não identifica com o conceito de adversidade.

Unidade geradora (grupo)

Conjunto formado por um gerador elétrico, motor primário e equipamentos auxiliares pertinentes.

Unidade - período (unidades-ano reportadas)

Para cada grupo de componentes de mesmas características, é somatória dos tempos expressos com fração de ano, em que cada componente esteve em operação, durante o período estatístico. Para o período de um ano, nunca será maior do que o número de componentes considerados.

2. Índices de Confiabilidade (conceitos principais)

Frequência de Falha (desligamento)

É definida como sendo o número esperado de falhas (desligamentos) no período considerado.

F = frequência de falha

Tempo Médio entre Falhas (desligamentos)

É definido como sendo o tempo médio entre o início (ou fim) de duas falhas (desligamentos) consecutivas, para componentes reparáveis.

E = tempo médio entre falhas

Taxa de Restabelecimento (taxa de reparo)

É a medida da capacidade de restabelecimento ou reparo, ou seja, o número de ações de restabelecimentos (reparos) completados na unidade de tempo (hora), ou ainda, a relação entre o número de restabelecimentos sobre o período em que esteve desligado.

μ = taxa de reparo (restabelecimento)

Tempo Médio para Restabelecimento (tempo médio p/reparo)

É definido pela relação entre o tempo total de restabelecimentos (reparos) em um dado intervalo sobre o número de restabelecimentos (reparos) no mesmo período (é igual ao tempo médio de interrupção)

$R = r$ = tempo médio de restabelecimento (reparo)

Taxa de Falhas

É definido como a relação entre o número de falhas sobre o tempo total de operação (funcionamento), na unidade de tempo considerada.

$$\lambda = \text{taxa de falhas}$$

Tempo Médio para Falhar (tempo médio p/operação)

É o intervalo de tempo médio esperado de operação entre falhas consecutivas, sendo calculado pela relação entre o tempo total de operação (horas) sobre o número de falhas durante este tempo.

$$M = m = \text{tempo médio para falhar}$$

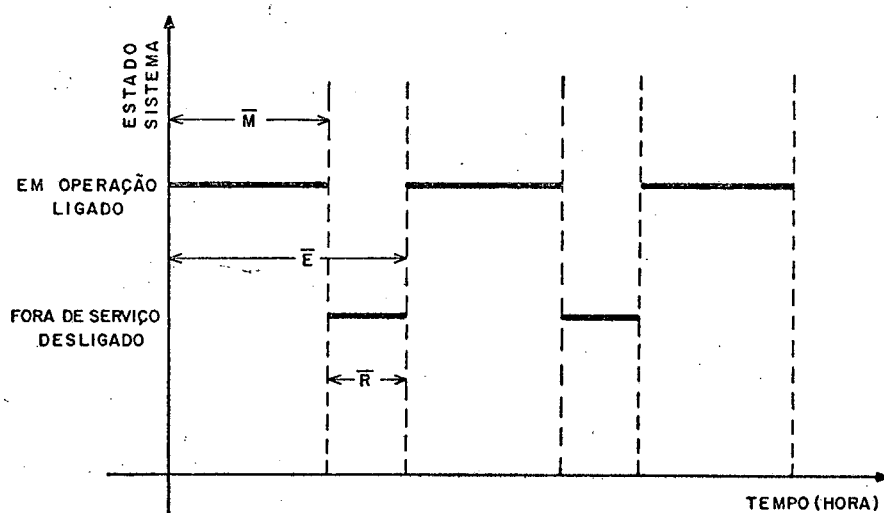


DIAGRAMA ESTADO - ESPAÇO

Confiabilidade

É a probabilidade de um componente ou sistema de desempenhar sua função adequadamente, sob condições operativas determinadas (que incluem o meio ambiente), por um período estabelecido.

Para um valor de taxa de falhas ($\lambda=L$) constante (vida útil ou normal), ela é expressa por: $C(t) = e^{-\lambda t}$

onde

t = período estabelecido

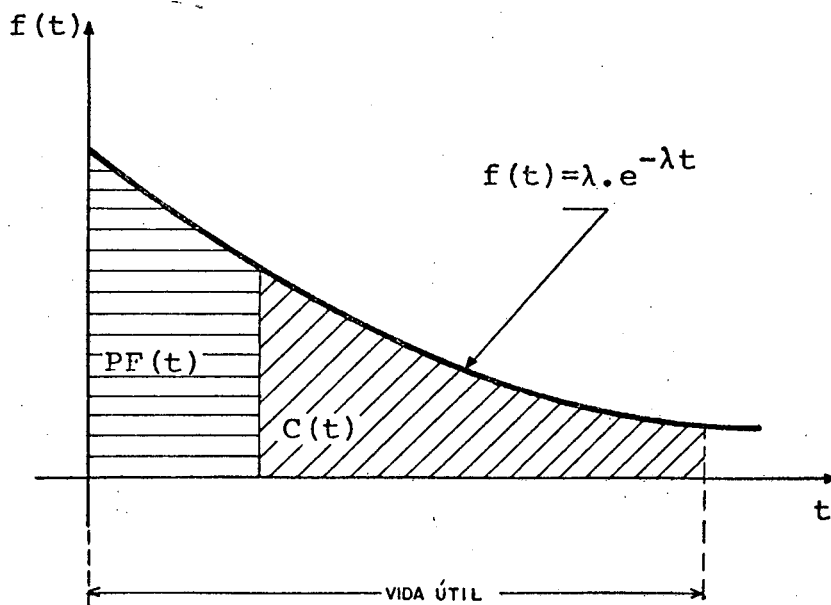
λ = taxa de falhas

$C(t)$ = confiabilidade

Probabilidade de Falha

É a probabilidade de um componente ou sistema de falhar, em um intervalo definido, no desempenho de sua função, sob condições operativas determinadas. Para o período de vida útil, a probabilidade de falha em um intervalo independente do tempo de operação anterior, sendo expressa por

$$PF(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$



A P Ê N D I C E I I

EXEMPLOS DE CLASSIFICAÇÕES DOS DADOS ESTATÍSTICOS

A. Informações Seleccionadas

1. Início da ocorrência
2. Fim da ocorrência
3. Unidade do componente afetado
4. Circuito do componente afetado
5. Tensão afetada
6. Megawatt (interrompido ou reduzido)
7. Tipo de desligamento
8. Estado do componente afetado
9. Condições atmosféricas
10. Origem da causa
11. Causa da ocorrência
12. Natureza elétrica
13. Equipamento origem da ocorrência
14. Conseqüência advinda da ocorrência
15. Consumidor afetado
16. Tipo de recomposição
17. Número de tentativas para restabelecer o componente
18. Relé de religamento
19. Esquema de teleproteção
20. Atuação da proteção
21. Relés que atuaram
22. Fases afetadas

B. Classificações (26), (27), (41)

Observação: Não se entrou em detalhes de nomenclatura para os dados nºs 1,2,3,4,5,6,15,17,21 e 22 por serem auto-explicativos.

7. Tipo de Desligamento

- forçado transitório
- forçado permanente
- voluntário programado
- voluntário para controle de operação

8. Estado do Componente Afetado

- disponível ligado em operação normal
- disponível ligado com potência reduzida
- disponível desligado em reserva
- disponível desligado por condições externas
- indisponível forçado transitório
- indisponível forçado persistente
- indisponível programado para manutenção
- indisponível programado para outras aplicações
- em recepção
- desativado

9. Condições Atmosféricas

- normal
- adversa

10. Origem da Causa

- sistema de geração
- sistema de transmissão
- sistema de subtransmissão
- consumidores, etc.

11. Causa da Ocorrência

- condições climáticas
- meio ambiente
- animais
- terceiros
- próprias da rede
- fabricação
- outros sistemas (obs.:maiores detalhamentos
- outras causas ver referência (27))

12. Natureza Elétrica

- curto monofásico
- curto bifásico
- curto trifásico
- curto bifásico-terra
- curto trifásico-terra
- oscilação de potência
- variação de carga
- outros

13. Equipamento Origem da Ocorrência

- linha de transmissão
- gerador/turbina

- transformador de força
- disjuntor
- seccionadora, etc.

Obs.: quando o equipamento origem for o próprio componente analisado, deve-se usar um sinal para possibilitar a diferenciação.

Para enriquecer a coleta de dados, pode-se subdividir os equipamentos em subitens.

Exemplo: Linha de transmissão

- torre
- cadeia de isoladores
- cabo condutor
- cabo pára-raios, etc.

14. Conseqüência Advinda da Ocorrência

- sem conseqüência no sistema
- abertura de outras linhas do sistema
- interrupção de intercâmbio com concessionária / rejeição de carga
- sobretensão no sistema, etc.

16. Tipo de Recomposição

- automática com sucesso
- manual após falha de religamento automático
- manual com sucesso
- manual definitivo após tentativas de religamento sem sucesso, etc.

18. Relé de Religamento

- relé 79 atuou, porém não houve religamento
- relé 79 existe, porém não atuou, etc.

19. Esquema da Teleproteção

- comparação direcional com bloqueio
- comparação direcional com desbloqueio
- comparação de fase, etc.

20. Atuação da Proteção

- correta
- incorreta, etc.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. CAMARGO, C. CELSO DE B.: Confiabilidade Aplicada a Sistemas Elétricos de Potência. 1979 - ELETROSUL
2. SPIEGEL, MURRAY R.: Estatística
Editora McGraw Hill do Brasil - 1975
3. WONNACOTT, THOMAS H - WONNACOTT, RONALD J.: Introductory Statistics for Business and Economics
John Wiley & Sons, Inc - 1979
4. MEYER, PAUL L.: Probabilidade - Aplicações à Estatística
Livros Técnicos e Científicos Editora - Edição 1978
5. KMENTA, JAN: Elements of Econometrics
Macmillan Publishing Co, Inc - Copyright 1971
6. MILLER, IRWIN - FREUND, JOHN E.: Probability and Statistics for Engineers
Prentice-Hall, Inc, Englewood Cliffs, New Jersey - 1965
7. BILLINTON, ROY: Power System Reliability Evaluation
Gordon and Breach, Science Publishers, Inc - New York 1970
8. ENDRENYI, J.: Reliability Modeling in Electric Power Systems
John Wiley & Sons-Chichester, New York-Brisbane-Toronto 1978
9. BILLINTON, ROY - RINGLEE, ROBERT J. - WOOD ALLEN J.: Power System Reliability Calculations
Mit - Press, 1973 - Cambridge - Massachusetts
10. CAMARGO, C. CELSO DE B.: A Confiabilidade como um Critério Adicional no Planejamento da Transmissão de Potência Elétrica - Tese de Mestrado - NOV/76.

11. CAMARGO, C. CELSO DE B. - CORSSSEN, CARLOS LARRAIN: Determinação da Confiabilidade de Arranjos de Barramentos em Subestações ELETROSUL - Julho de 1979
12. BRITISH ELECTRICITY BOARDS: National Fault and Interruption Reporting Scheme
March 1967
13. ESI PUBLICATION: Report on Equipment Availability for the Eleven Year Period 1960-1970
September 1971
14. IEEE-EEI COMINITEE REPORT: Extra High Voltage Line Outages
IEEE Transactions on Pas - Vol. PAS 86, n°5-May 1967 pp547/562
15. TODD, Z.G.: A Probability Method for Transmission and Distribution Outage Calculations
IEEE Transactions on PAS-Vol. 83, pp695-701 July 1964
16. GAVER, D.P.- MONTMEAT, F.E. - PATTON, A.D.: Power System Reliability: I - Measures of Reliability and Methods of Calculation
IEEE Transactions on PAS-Vol. 83, pp727-737 July 1964
17. MONTMEAT, F.E - PATTON A.D. - ZEMKOSKY, J. - CUMMING, D.J. :
Power System Reliability II - Applications and a Computer Program
IEEE, Vol. PAS - 95 n° 7 - July 1965, pp 636/643
18. PATTON, ALTON D.: Determination and Analysis of Data for Reliability Studies
IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-87, n° 1, January 1968
19. LALANDER, S. - GUSTAFSSON, J. - MATTSSON, G.: Seventeen Years Experience of Service Reliability in the Swedish 400kV Transmission System
CIGRÉ - 1970 session - 24 August-2September-section 31-02 pp1/13

20. SINGH, CHANAN - BILLINTON, ROY: Reliability Modeling in Systems with Non Exponential Down Time Distributions
IEEE PES summer Meeting, S. Francisco, Calif. July 9.14.1972,
Paper T 72 476.0, pp790/800
21. CAMARGO, C. CELSO DE B.: Cadeias de Markov Aplicadas a Confiabilidade da Transmissão de Potência Elétrica
IV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - Grupo VII - RJ/GPO/21-1977
22. CORSEN, CARLOS LARRAIN - CAMARGO, C. CELSO DE B. - CRUZ, CARLOS R. GUZZO: Determinação de Índices de Confiabilidade em Sistemas de Transmissão
Trabalho a ser apresentado no VI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - Grupo VII - Balneário de Camboriú/GPL - 1981
23. CAMARGO, C. CELSO DE B.: Métodos e Modelos de Confiabilidade da Transmissão usados no Planejamento da ELETROSUL
Comissão de Integração Elétrica Regional - CIER - DEZ/1980.
24. NERY, EDUARDO M.T. - MARTELETO, CARLOS E. - COSTA, ROBERTO L. :
Gerência do Desempenho de Linhas de Transmissão e de suas Proteções
IV Seminário Nacional de Produção e Transmissão - Grupo VII - RJ/GPO/18.
25. GCOI: Sistemática para Levantamento Estatístico das Atuações das Proteções e Aberturas Automáticas de Linhas do Sistema Sudeste
Relatório SCEL-GTP-07/79 - Abril de 1979
26. GCOI: Sistema de Controle Gerencial
Relatório SCEL-CENC-04/79

27. CIER: Manual de Estatísticas de Desligamentos em Sistemas Elétricos - Etapas de Geração e Redes - 1980
28. Relatórios Mensais da Operação do Sistema
Relatórios da ELETROSUL de 1973 a 1979
29. Relatórios Diários de Desligamentos e Interrupções do Sistema
Relatórios da ELETROSUL (RDI's de 1973 a 1979)
30. Relatórios Diários das Ocorrências do Sistema
Relatórios da ELETROSUL (RDOS de 1973 a 1979)
31. Análise das Ocorrências do Sistema
Análises da ELETROSUL (AOS de 1973 a 1979)
32. Manual do Sistema "Ajuste de Curvas"
ELETROSUL - Departamento de Informática
33. NUNES, RENATO - CURI, MÁRCIO: Confiabilidade de Sistemas de Potência - Curso de Especialização da FUPAI - 1979
34. Relatórios Anuais da Diretoria
Relatórios da ELETROSUL de 1971 a 1979
35. CCON, COMITE COORDENADOR DE OPERAÇÃO DO NORDESTE: I Ciclo de Palestras sobre Operação de Sistemas Elétricos
Palestra preparada pelo Engº Cesar de Barros Pinto, Chefe do Departamento de Operação da ELETROSUL
36. FORD, D.V.: The British Electricity Boards National Fault and Interruption Reporting Scheme - Objectives Development and Operating Experience
IEEE Power Engineering Society - Paper T 72 082.1-Nov/71 - PP 2179/2188
37. SELSETH, N.A.: Reliability of Circuit Breakers Outage Data Evaluation
CIGRÉ - 13-04 1972 session 28 August-6 September

38. WORKING GROUP ON PERFORMANCE RECORDS: List of Transmission and Distribution Components for use in Outage Reporting and Reliability Calculations
IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS 95, nº 4, July/August/76
pp1210/1215
39. DECHAMPS, C. - JAMOULLE, E. - BALERIAUX, H.: Procedure for the Treatment and Analysis of the Data Necessary for Simulating System Operating
CIGRÉ - 32-09 - 1972 session 28 August/6 September
40. TASK FORCE: Common Mode Forced Outages of Overhead Transmission Lines
IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS 95 nº 3, May/June 1976
41. Avaliação do Desempenho e Confiabilidade do Sistema de Potência
CEMIG - Diretoria de Produção e Transmissão
42. DE SIENO, C.F. - STINE, L.L.: A probability Method for Determining the Reliability of Electric Power Systems
IEEE Transactions on PAS, Vol. 83, pp 174/181 - February/64