

JOSÉ ALMEIDA DO NASCIMENTO

ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA
EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA PELO
CRITÉRIO DE IGUALDADE DE ÁREAS ESTENDIDO

Dissertação apresentada à Coordenação dos Cursos de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Paraíba, como parte dos requisitos necessários para obtenção de grau de Mestre em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Processamento de Energia

Orientador: WELLINGTON SANTOS MOTA - Ph.D

CAMPINA GRANDE - PB
Outubro - 1995



N244a Nascimento, José Almeida do.
Análise de estabilidade transitória em sistemas de energia elétrica pelo critério de igualdade de áreas estendido / José Almeida do Nascimento. - Campina Grande, 1995.
89 f.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal da Paraíba, Centro de Ciências e Tecnologia, 1995.

Referências.
"Orientação : Prof. Dr. Wellington Santos Mota".

1. Processamento de Energia. 2. Análise de Estabilidade. 3. Energia Elétrica. 4. Dissertação - Engenharia Elétrica. I. Mota, Wellington Santos. II. Universidade Federal da Paraíba - Campina Grande (PB). III. Título

CDU 621.311(043)

**ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA EM SISTEMAS
DE ENERGIA ELÉTRICA, PELO CRITÉRIO DE
IGUALDADE DE ÁREAS ESTENDIDO**

JOSÉ ALMEIDA DO NASCIMENTO

Dissertação Aprovada em 31.10.1995


WELLINGTON SANTOS MOTA, Ph.D., UFPB
Orientador


BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.Sc., UFPB
Componente da Banca


FERNANDO LUIZ MARCELO ANTUNES, Ph.D., UFC
Componente da Banca

CAMPINA GRANDE - PB
Outubro - 1995

DEDICATÓRIA

À Antonia,
Nilma,
Izêlda e
Priscila.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Wellington Santos Mota pela orientação valiosa, competente e amiga no desenvolvimento desse trabalho.

Ao professor Benemar Alencar de Sousa por aceitar participar da banca examinadora dessa dissertação.

À colega Laurinda Lucia Nogueira dos Reis pelas brilhantes contribuições, eficiente colaboração, permanente estímulo e amizade ímpar.

Aos colegas Fernando Luiz Marcelo Antunes, Ruth Pastora Saraiva Leão, Gilvan Diogenes de Sousa, Ricardo Silva Thé Pontes, Tomaz Nunes Cavalcante Neto, Alexandre Rocha Filgueiras, Jose Carlos Teles Campos e Antônio Nunes de Miranda, pelo constante incentivo.

À Universidade Federal do Ceará, através da Pró-Reitoria de Pesquisa e Pós-Graduação e do Departamento de Engenharia Elétrica, pela oportunidade oferecida para a realização do curso de mestrado.

À CAPES/PICD, pela ajuda financeira.

À minha mulher e minha filha pelos momentos de convivência que, compulsoriamente, lhes foram subtraídos.

À todos aqueles que, embora não citados especificamente, contribuíram para a realização deste trabalho.

A análise da estabilidade transitória é um estudo essencial ao planejamento e a operação dos sistemas de energia elétrica, consistindo no exame do comportamento dinâmico das máquinas síncronas após a ocorrência de uma grande perturbação. No critério de igualdade de áreas, a determinação do limite de estabilidade transitória é obtido através de procedimentos puramente algébricos, conseguindo resultados de boa precisão e com tempo de cálculo bastante inferior ao tradicional método da integração numérica, mas só pode ser aplicado para o caso de duas máquinas ou de uma máquina e um barramento infinito. Este trabalho apresenta a extensão desse critério ao caso de sistemas multi-máquinas. No Critério de Igualdade de Áreas Estendido - CIAE, o sistema multi-máquinas é separado em uma ou várias máquinas potencialmente críticas e as máquinas restantes são agregadas em um equivalente obtido com o uso do conceito de centro de ângulo. Este sistema de duas máquinas equivalentes é ainda transformado em um equivalente máquina-barra infinita e, então, aplicado o critério da igualdade de áreas. São descritos a modelagem matemática, a implementação computacional, a aplicação ao sistema de energia do nordeste do Brasil e a comparação dos resultados obtidos com a análise feita pelo método tradicional.

ABSTRACT

Transient stability analysis is an useful analytical approach applied to the planning and operation of power systems, which concerns the dynamic behavior of the synchronous machines following major disturbances. The transient stability analysis based on the equal area criterion is obtained by a pure algebraic procedure, with appropriate precision in the results and a computing time lower than the traditional method by numerical integration. However the equal area criterion is suitable to examine the stability either of a two-machine system or of a one-machine connected to an infinite bus system. This work presents an improved equal area based criterion which considers a multi-machine system. In the Extended Equal Area Criterion - EEAC, the multi-machine system is divided into two groups of machines: the potential critical machines and the non-critical machines. An equivalent machine based a partial center of angles approach is obtained for the non-critical machines. The system with two equivalent machines is further changed to one-machine-infinite bus system and then analyzed by the equal area criterion. The work presents also the mathematical modeling, the computational implementation, the application to the electrical system of the Northeast of Brazil and a comparison of the results for the proposed and traditional methods.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	1
1.1 - Considerações iniciais	1
1.2 - Análise da estabilidade transitória	2
1.3 - Revisão bibliográfica	3
1.4 - Justificativa da pesquisa	7
1.5 - Contribuições da pesquisa	8
1.6 - Organização do trabalho	9
CAPÍTULO 2 - MODELAGEM MATEMÁTICA	11
2.1 - Considerações iniciais	11
2.2 - Equação de oscilação	13
2.3 - Equação das potências	17
2.4 - Critério de igualdade de áreas	21
2.5 - Critério de igualdade de áreas estendido	27
2.6 - Formulação matemática do CIAE	28
CAPÍTULO 3 - IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL	32
3.1 - Descrição do programa CIAE	32
3.2 - Estrutura do programa	34
3.3 - Formato da entrada de dados	35
CAPÍTULO 4 - APLICAÇÃO DO MÉTODO	48
4.1.- Sistemas analisados com o CIAE	37
4.2 - Sistema didático (Anderson, 1977)	37

4.3 - Sistema de energia elétrica do nordeste do Brasil	40
4.3.1 - Dados do sistema CHESF	41
4.3.2 - Sistema CHESF equivalente	45
4.3.2 - Resultados da aplicação ao sistema CHESF	49
CAPÍTULO 5 - CONCLUSÕES	52
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	55
APÊNDICE A - Manual do programa CIAE	60
APÊNDICE B - Listagens do relatório de saída do programa	75
ANEXO - Diagramas unifilares do sistema CHESF	80

LISTA DAS FIGURAS

Figura 2.2.1	Torques no gerador síncrono	14
Figura 2.2.2	Referências angulares do rotor	14
Figura 2.3.1	Representação da máquina síncrona	17
Figura 2.3.2	Rede de transmissão aumentada	18
Figura 2.4.1	Critério de igualdade de áreas	23
Figura 2.4.2	CIA para curto-circuito franco	24
Figura 2.4.3	CIA para curto-circuito com reatância	26
Figura 2.4.4	Equivalência de áreas	27
Figura 4.2.1	Diagrama de impedâncias de Anderson	49
Figura 4.3.1	Mapa do sistema CHESF	52
Figura 4.3.2	Diagrama unifilar do sistema	57

LISTA DAS TABELAS

Tabela 4.2.1	Dados dos rotores do geradores	49
Tabela 4.3.1	Balanço das potências	53
Tabela 4.3.2	Capacidade de geração instalada	53
Tabela 4.3.3	Suprimento fornecido as concessionárias	54
Tabela 4.3.4	Fornecimento direto às indústrias	55
Tabela 4.3.5	Balanço da demanda	55
Tabela 4.3.6	Demanda máxima em dia útil	56
Tabela 4.3.7	Dados de linhas e transformadores	57
Tabela 4.3.8	Dados das Barras	58
Tabela 4.3.9	Dados dos rotores dos geradores	59

SIMBOLOGIA

P_m	potência mecânica fornecida pela turbina
P_e	potência elétrica fornecida à carga
ω_{sm}	velocidade síncrona mecânica constante
f	freqüência elétrica
δ	ângulo de carga
ΔP_e	variação instantânea na potência de saída da máquina
$\Delta\delta$	oscilações no ângulo de carga da máquina
T_a	torque de aceleração
J	momento de inércia do rotor
α	aceleração angular
θ_m	deslocamento angular do rotor com referência a um eixo estacionário
T_m	torque mecânico líquido suprido pela máquina primária
T_e	torque elétrico do gerador
ω_{sm}	velocidade síncrona do gerador em radianos mecânicos
δ_m	deslocamento angular do rotor em radianos mecânicos em relação a um eixo de referência que gira em

ω_s	velocidade síncrona
ω_m	velocidade angular do rotor
P_a	potência de aceleração do gerador
P_m	potência mecânica suprida pela turbina
P_e	potência elétrica do gerador
M	constante de inércia da máquina
H	constante fornecida pelo fabricante da máquina
S	potência de base
E'	tensão interna
X_d'	reatância transitória
Y_L	admitâncias constantes
$P_L - jQ_L$	conjugado da potência de carga
$ V_L ^2$	quadrado do módulo da tensão no barramento
Y_B	matriz de barra
P_g	potência elétrica fornecida por cada gerador
UMBI	uma máquina e um barramento infinito
δ_0	ângulo rotórico inicial
A_{acc}	área da aceleração
A_{dec}	área desaceleração
δ_c	ângulo crítico de extinção da falta
t_c	tempo crítico de extinção da falta

INTRODUÇÃO

1.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A energia elétrica é utilizada na maioria das atividades da sociedade moderna, representando bem-estar nos lares, produtividade no comércio e força motriz na indústria, sendo ainda imprescindível na medicina, nas telecomunicações, bem como na informática.

Para que isso seja possível foi criado o sistema de energia elétrica (SEE), que é um conjunto de instalações e equipamentos que objetivam gerar energia elétrica em quantidade suficiente e nos locais mais apropriados, transmiti-la em grandes quantidades aos centros de consumo e distribuí-la aos consumidores individuais, em qualidade e quantidade apropriadas.

No Brasil temos dois sistemas de energia elétrica independentes, o Norte/Nordeste e o Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Ambos, têm características semelhantes, pois são em grande parte radiais, com geração predominantemente hidrelétrica normalmente longe dos principais centros de consu-

mo. Isto torna estes sistemas bastante complexos exigindo a utilização de sofisticados estudos para seu funcionamento adequado.

O planejamento, a operação e o controle dos SEE têm como objetivo suprir a demanda de energia sem interrupções, com tensão e frequência constantes, e com os menores custos sociais, ecológicos e econômicos possíveis.

As ferramentas utilizadas nos estudos elétricos são técnicas analíticas fundamentadas matematicamente e implementadas computacionalmente para simular o funcionamento dos SEE. Destacam-se entre essas o fluxo de carga, os estudos de faltas e a análise de estabilidade.

1.2 - ANÁLISE DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

O principal critério para a estabilidade de um sistema de energia elétrica é que as máquinas síncronas permanecem em sincronismo durante a transição de uma condição operativa em regime permanente para outra, causada por uma perturbação de qualquer natureza (ELETROBRÁS, 1994). Conforme a perturbação, a estabilidade pode ser dividida em transitória, dinâmica e de regime permanente.

A estabilidade transitória de um SEE está relacionada com as grandes perturbações, como os curtos-circuitos em alta tensão e/ou chaveamentos com perdas de gerador, de

linha ou de carga total ou parcial. Considerando-se que os SEE estão freqüentemente sujeitos a grandes perturbações é indispensável o seu estudo.

A análise da estabilidade transitória de um sistema de energia elétrica tem como objetivo básico a determinação das respostas das máquinas síncronas desse sistema a uma grande perturbação.

A modelagem matemática do problema da estabilidade transitória é feita por um conjunto complexo de equações diferenciais e algébricas não lineares que descrevem as características dinâmicas dos equipamentos do sistema.

1.3 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A análise da estabilidade transitória tem sido objeto de estudo de vários pesquisadores desde 1924.

Kimbark (1948, 1950 e 1956) apresentou a fundamentação teórica para a determinação da estabilidade transitória de maneira indireta através da integração numérica das equações do sistema. Stagg & El-Abiad (1968) descrevem sua implementação computacional e Anderson (1977) seus aperfeiçoamentos.

O método indireto da Simulação Computacional por Integração Numérica consiste na solução das equações do sistema através da integração passo-a-passo, no intervalo

de tempo entre o distúrbio e atuação da proteção, usando metodologias clássicas como Euler e Runge-Kutta. Os resultados obtidos são plotados na forma de curvas de evolução da posição angular do rotor de cada gerador. A análise visual destas curvas permite a verificação da estabilidade. Este método é caracterizado pela: capacidade de usar os mais diferentes tipos de modelagem dos geradores; necessidade de elevado esforço computacional e subjetividade da análise visual.

Os problemas deste método levaram diversos pesquisadores a propor técnicas de determinação da estabilidade transitória por métodos diretos que utilizam conceitos da teoria de controle. A determinação do limite de estabilidade é feita de maneira numérica, dispensando análise de resultados na forma de curvas, que é sempre sujeita a interpretações subjetivas.

Kimbark (1948) desenvolveu o Critério de Igualdade de Áreas onde a determinação do limite de estabilidade transitória é obtido através de procedimentos puramente algébricos, conseguindo resultados confiáveis, com boa precisão e com tempo de cálculo bastante inferior ao da simulação. Entretanto, só pode ser aplicado para o caso de duas máquinas ou de uma máquina e um barramento infinito.

Gless (1966), Athay et alii (1979), Fouad & Stanton (1981) apresentaram o método da Função de Energia Total que utiliza funções de Lyapunov baseadas em funções de energia

e no cálculo dos pontos de equilíbrio instável pós-distúrbio para determinação dos domínios de estabilidade. A verificação é feita comparando-se o valor da energia total, adquirida durante a permanência, com o valor da energia potencial do ponto de equilíbrio instável pós-distúrbio. Caso a primeira seja maior que a segunda, o sistema será considerado instável. A incerteza da convergência é sua principal desvantagem.

Kakimoto & Hayashi (1981), Pai(1981), Demaree et alii (1982) e Fonseca & Decker (1984 e 1985) desenvolveram o método da Superfície Limite de Energia Potencial, definida como o conjunto dos pontos correspondentes aos zeros da derivada direcional da energia potencial, que primeiro são alcançados quando se percorre uma direção radial a partir do ponto de equilíbrio estável pré-distúrbio. A estabilidade é detectada identificando-se as trajetórias sob distúrbio ou pós-distúrbio que cruzam ou não a superfície definida.

Michel et alii (1983) desenvolveram a Função de Energia Individual que consiste em definir para cada gerador do sistema uma função de energia individual, onde a parcela de energia potencial depende dos ângulos de todas as máquinas do sistema. A estabilidade de cada máquina é avaliada pela capacidade de converter toda sua energia transitória individual, no instante em que cessa a perturbação, em energia potencial no período pós-falta. A deter-

minação precisa da energia potencial individual é o problema deste método.

Xue, Van Cutsem & Ribbens-Pavella (1986,1987 e 1989) apresentaram o Critério de Igualdade de Áreas Estendido (CIAE) aplicável a sistema multi-máquinas. A idéia básica deste método consiste em separar uma ou mais máquinas potencialmente críticas e as restantes do sistema em um modelo de duas máquinas equivalentes, que é reduzido a um equivalente máquina-barra infinita. O ângulo crítico de estabilidade é obtido numericamente pela aplicação do conhecido critério de igualdade de áreas. O tempo crítico é determinado analiticamente pela expansão em série de Taylor do ângulo crítico.

Os equivalentes são obtidos com o uso do conceito de centro de ângulo, onde os ângulos dos rotores são somados e atualizados com a evolução do tempo, por um centro comum de trajetória angular. Na análise de uma contingência o número de equivalentes é igual ao número de máquinas potencialmente críticas, identificadas a partir dos seus valores de aceleração inicial, no instante da perturbação. O tempo crítico para uma contingência é tomado como sendo o menor tempo crítico de todos os equivalentes obtidos.

Xue et alii (1992) e Xue (1994) mostraram a aplicação do Critério de Igualdade de Áreas Estendido aos siste-

mas de energia elétrica da França e do Nordeste da China, respectivamente.

Belhomme et alii (1993) apresentaram a utilização de técnicas de redução do número de nós do sistemas de potência que diminuem o gasto de tempo computacional do Critério de Igualdade de Áreas Estendido, mas preservam a esparsidade e a conectividade do sistema.

1.4 - JUSTIFICATIVA DA PESQUISA

A determinação de estabilidade transitória pelo método da Simulação por Integração Numérica Computacional é a técnica mais utilizada pelas concessionárias de energia elétrica do Brasil, através do uso do programa TRANSDIR, desenvolvido por Furnas Centrais Elétricas a partir do programa "Power System Stability" (TRANSTAB) da "Philadelphia Electric Company" (PECO). O TRANSDIR é escrito em linguagem FORTRAN e implementado em computadores de grande porte.

Nesse método, o elevado esforço computacional, a necessidade de grandes blocos de memória e a análise subjetiva de resultados na forma de interpretação de curvas estimulam a procura de outras soluções para o problema da estabilidade transitória.

A análise dos trabalhos anteriormente citados aponta o método do Critério de Igualdade de Áreas Estendido para determinação direta de estabilidade transitória como uma técnica simples e com bons resultados obtidos em sistemas termelétricos (Xue, 1988) e nucleares (Xue, 1992).

Justificando-se assim a relevância dessa pesquisa para ampliação do Critério de Igualdade de Áreas Estendido para sistemas hidrelétricos de grande porte, como os existentes no Brasil.

1.5 - CONTRIBUIÇÕES DA PESQUISA:

Esta pesquisa objetiva contribuir com a determinação da estabilidade transitória de sistemas de energia elétrica, através do desenvolvimento de um método que possibilite maior precisão e menor esforço computacional, onde o ângulo crítico de funcionamento do rotor e o tempo crítico para eliminação de defeito são obtidos analiticamente de forma direta.

Pretende-se formular matematicamente o Critério de Igualdade de Áreas Estendido para sistemas hidrelétricos de grande porte, elaborar um programa computacional com este método, aplicá-lo ao sistema Norte/Nordeste do Brasil e comparar seus resultados em termos de precisão e rapidez

com o método clássico da simulação por integração numérica computacional atualmente em uso.

Elaborar um critério de Margem de Estabilidade Transitória através de um índice global, que relaciona o tempo crítico de um distúrbio com o tempo de atuação da proteção, que é de grande utilidade na operação e planejamento de SEE.

Modelar o método de forma a permitir a formulação de algoritmos automáticos de determinação de intercâmbios e suprimento de energia.

Dessa forma, obtém-se uma ferramenta computacional moderna e devidamente analisada.

1.6 - ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

No Capítulo 2 será desenvolvida a formulação matemática do Critério de Igualdade de Áreas Estendido para sistemas hidrelétricos de grande porte.

No Capítulo 3 será descrita a implementação computacional do método desenvolvido no capítulo anterior.

No capítulo 4 serão apresentados os resultados da aplicação do programa computacional elaborado ao Sistema de Energia Elétrica do Norte/Nordeste do Brasil e feita uma

comparação com resultados obtidos pelo método clássico da simulação computacional por integração numérica.

No capítulo 5 serão apresentadas as conclusões desse trabalho.

MODELAGEM MATEMÁTICA

2.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Um gerador elétrico está em regime permanente quando existe um equilíbrio entre a *potência mecânica fornecida pela turbina (P_m)* e a *potência elétrica fornecida à carga (P_e)*. Isto implica que o gerador opera a uma *velocidade síncrona mecânica constante (ω_{sm})*, *frequência elétrica (f)* em 60 Hz e possui um *ângulo de carga (δ)* definido.

O ângulo de carga representa o deslocamento angular entre os campos magnéticos do estator e do rotor e é diretamente proporcional à potência elétrica que está sendo suprida ao sistema, cujo valor é determinado pelas condições do estator do gerador, das linhas de transmissão e das cargas do sistema.

$$\delta = f(P_e) \quad (2.1.1)$$

Os vários geradores ligados ao SEE operam com diferentes ângulos de carga por terem diferentes níveis de pro-

dução de potência. Os geradores nos quais a carga é maior terão ângulos de carga maiores. Se a produção de potência de um gerador aumenta, o rotor desta única unidade registra um avanço de fase e seu ângulo de carga aumenta.

Embora os geradores estejam submetidos a cargas diferentes, estão em sincronismo, ou seja, estão operando de tal forma que as suas frequências elétricas estão constantes em 60 HZ.

O gerador está em regime transitório na ocorrência de grandes perturbações, como curtos-circuitos em alta tensão e/ou chaveamentos com perdas de gerador, de linhas ou de carga total ou parcial.

Haverá *variação instantânea na potência de saída da máquina (ΔP_e)*, que não será acompanhada pela lenta variação de potência mecânica da turbina, acarretando um desequilíbrio entre os torques mecânico e elétrico, dando origem a *oscilações no ângulo de carga da máquina ($\Delta\delta$)*.

$$\Delta\delta = f(\Delta P_e) \quad (2.1.2)$$

A variação da potência de saída será compensada pela energia armazenada nas partes girantes do gerador.

Os estudos de análise de estabilidade transitória de um sistema de energia elétrica tem por objetivo básico a determinação das respostas das máquinas deste sistema a estas oscilações energéticas, pois se qualquer máquina sair de sincronismo com o restante do sistema, resultará na cir-

culação de correntes elevadas, podendo ocorrer deslizamento de pólos e conseqüente perda de estabilidade.

O modelo matemático usualmente adotado para análise de estabilidade transitória consiste em:

(i) Um conjunto de equações diferenciais ordinárias não-lineares, as equações de oscilação, associadas aos rotores das máquinas síncronas e seus controladores;

(ii) Um conjunto de equações algébricas não-lineares, as equações de potências, associadas com as linhas de transmissão, os estatores das máquinas síncronas e as cargas.

2.2 - EQUAÇÃO DE OSCILAÇÃO

A equação que descreve o movimento do rotor de um gerador síncrono trifásico é determinada pela segunda lei de Newton que diz ser o *torque de aceleração* (T_a) igual ao produto do *momento de inércia do rotor* (J) pela sua *aceleração angular* (α).

$$J\alpha = T_a \quad (2.2.1)$$

Sendo a aceleração angular a derivada segunda do *deslocamento angular do rotor com referência a um eixo estacionário* (θ_m), e o torque de aceleração resultante da diferença entre o *torque mecânico líquido suprido pela máqui-*

na primária (T_m) e o torque elétrico do gerador (T_e), a equação (2.2.1) toma a forma

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_m - T_e \quad (2.2.2)$$

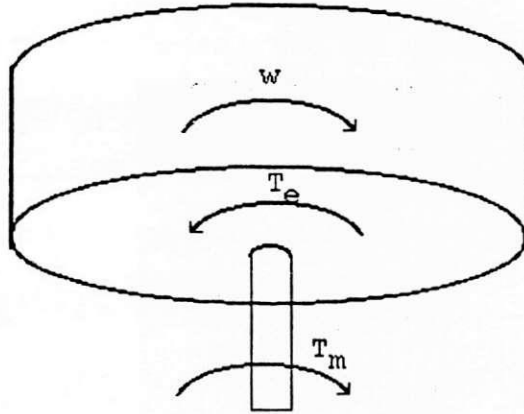


Figura 2.2.1 Torques no gerador síncrono

Definindo θ_m em função da velocidade síncrona do gerador em radianos mecânicos (ω_{sm}) e do deslocamento angular do rotor em radianos mecânicos em relação a um eixo de referência que gira em velocidade síncrona (δ_m) temos

$$\theta_m = \omega_{sm} t + \delta_m \quad (2.2.3)$$

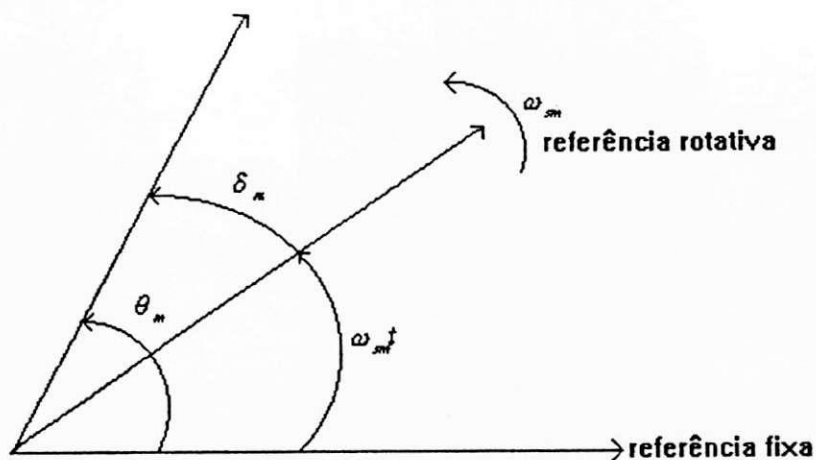


Figura 2.2.2 Referências angulares no rotor

Derivando em relação ao tempo, temos

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega_m + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (2.2.4)$$

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (2.2.5)$$

Substituindo este resultado na equação (2.2.2)

$$J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (2.2.6)$$

Multiplicando a equação (2.2.6) pela *velocidade angular do rotor* (ω_m) temos

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \omega_m(T_a) = \omega_m(T_m - T_e) \quad (2.2.7)$$

Sendo o produto do torque pela velocidade angular igual a potência, a equação (2.2.7) pode ser escrita em função da *potência de aceleração do gerador* (P_a), da *potência mecânica suprida pela turbina* (P_m) e da *potência elétrica do gerador* (P_e). Também, o produto do momento de inércia pela velocidade angular é igual a *constante de inércia da máquina* (M). Logo

$$M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (2.2.8)$$

O valor de M não é uma constante no sentido estrito porque ω_m não é igual a velocidade síncrona para todas as condições de operação, mas a variação é muito pequena, justificando a ampla utilização da equação (2.2.8).

Nos parâmetros das máquinas fornecidos pelos fabricantes é usualmente encontrada a constante H que é definida

como a relação entre a energia cinética armazenada em megajoules na máquina síncrona e a *potência nominal da máquina em MVA(S)*, logo

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_{sm}^2}{S} \quad (2.2.9)$$

Como descrito anteriormente

$$H = \frac{\frac{1}{2} M \omega_{sm}}{S} \quad (2.2.10)$$

Explicitando M, temos

$$M = \frac{2H}{\omega_{sm}} S \quad (2.2.11)$$

Substituindo este valor na equação (2.2.8), encontramos

$$\frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \frac{P_m - P_e}{S} \quad (2.2.12)$$

Usando S como potência de base, o sistema fica, em por unidade, na forma

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad [\text{pu}] \quad (2.2.13)$$

As equações (2.2.8) e (2.2.13) são formas diferentes da equação de oscilação que descreve as dinâmicas rotacionais dos geradores síncronos em estudos de estabilidade transitória.

2.3 - EQUAÇÃO DAS POTÊNCIAS

Na equação de oscilação para o rotor do gerador, as potências presentes são modeladas de maneira a fornecer os parâmetros significativos do sistema. Esta representação é chamada modelo clássico de estabilidade, assim caracterizado:

- (i) a potência mecânica de entrada para cada gerador permanece constante durante o transitório;
- (ii) a frequência de oscilação do transitório, 0,5 a 4 Hz, é muito pequena em relação a frequência nominal do sistema, por isso, os parâmetros de rede obtidos em 60Hz podem ser usados;
- (iii) as máquinas síncronas são representadas pela sua tensão interna (E') em série com a reatância transitória (X_d'), na forma;

$$E' = V_t + jIX_d' \quad (2.3.1)$$

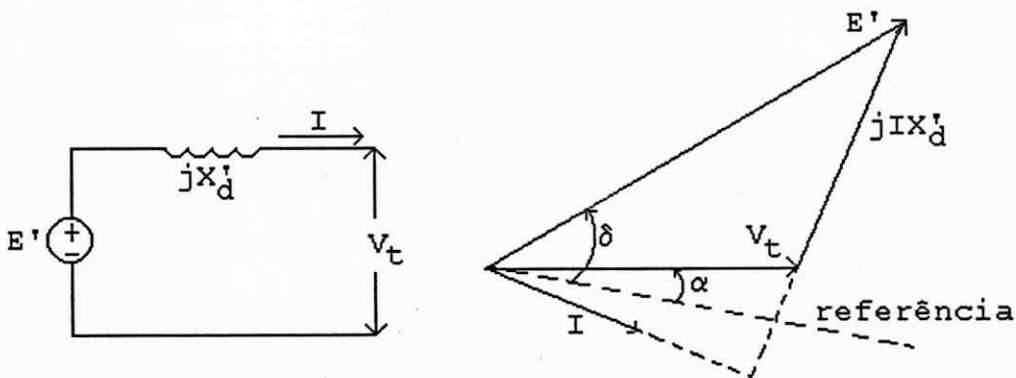


Figura 2.3.1 Representação da máquina síncrona

(iv) as cargas estáticas são convertidas em admitâncias constantes (Y_L) para terra, cujo valor é determinado pela relação entre o conjugado da potência de carga ($P_L - jQ_L$) e o quadrado do módulo da tensão no barramento (V_L), assim

$$Y_L = \frac{P_L - jQ_L}{|V_L|^2} \quad (2.3.2)$$

(v) as linhas de transmissão são representadas pelo tradicional circuito π e os transformadores por suas reatâncias série;

A matriz de admitâncias dos barramentos é aumentada para incluir a reatância transitória de cada gerador e as admitâncias das cargas em derivação, como sugerido na figura (2.3.2).

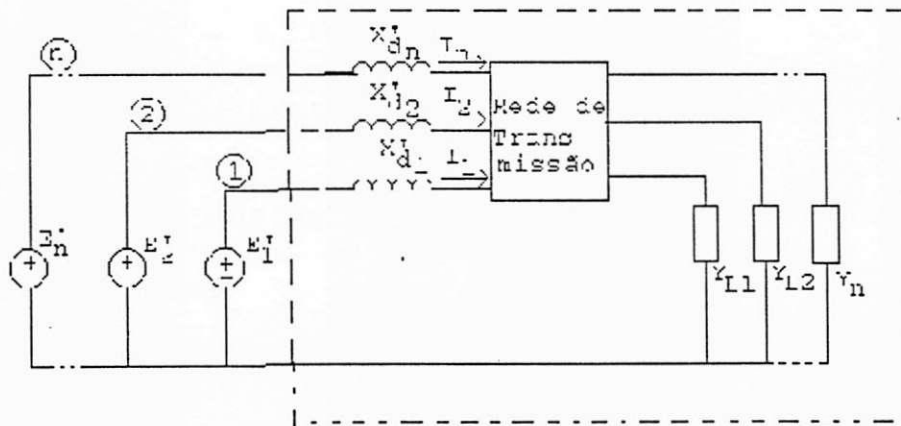


Figura 2.3.2 Rede de transmissão aumentada

As barras $1, 2, \dots, n$ são as barras internas dos geradores.

A rede de transmissão é representada pela matriz de admitâncias barra (Y_B) onde

$$I_B = Y_B V_B \quad (2.3.3)$$

A potência elétrica fornecida por cada gerador (P_{e_i}) é dada por

$$P_{e_i} = \text{Re}\{E_i' I_i^*\} \quad \text{para } i=1,2,\dots,n \quad (2.3.4)$$

Caso não haja interesse no cálculo da tensão de uma barra não geradora, esta pode ser eliminada pelo método de eliminação de nós. Neste caso, o número de barras do sistema é igual ao número de geradores (barras internas da máquina).

Então, P_{e_i} será calculada como

$$P_{e_i} = \text{Re}\{E_i' (\sum_{j=1}^n y_{ij} E_j)\} \quad (2.3.5)$$

Sendo por definição

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (2.3.6)$$

$$E_i' = |E_i'| \angle \delta_i \quad (2.3.7)$$

Substituindo as equações (2.3.6) e (2.3.7) na equação (2.3.5) temos

$$P_{e_i} = |E_i'|^2 G_{ij} + \sum_{j=1, j \neq i} |E_i'| |E_j'| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.3.8)$$

$i = 1, 2, \dots, n$

ou,

$$P_{e_i} = |E_i'|^2 G_{ij} + \sum_{j=1, j \neq i} |E_i'| |E_j'| [B_{ij} \text{sen}(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \text{cos}(\delta_i - \delta_j)] \quad (2.3.9)$$

$i = 1, 2, \dots, n$

A redução do sistema as barras com geradores é feita pela eliminação de nós de carga. Se a carga é represen-

tada por impedância constante na matriz Y_B , então as correntes injetadas nestas barras são nulas.

Suponha um sistema com n barras internas e c barras de carga. Então a equação (2.3.3) fica

$$\begin{bmatrix} I_n \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{nn} & y_{nc} \\ y_{cn} & y_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_n \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.3.9)$$

Efetuando o produto à direita, temos

$$I_n = y_{nn}V_n + y_{nc}V_c \quad (2.3.10)$$

$$0 = y_{cn}V_n + y_{cc}V_c \quad (2.3.11)$$

Explicitando V_c na equação (2.3.11) temos

$$V_c = -y_{cc}^{-1}y_{cn}V_n \quad (2.3.12)$$

A substituição da equação (2.3.12) na equação (2.3.10) resulta em

$$I_n = (y_{nn} - y_{nc}y_{cc}^{-1}y_{cn})V_n \quad (2.3.13)$$

Na forma compacta, temos

$$I_n = Y_n V_n \quad (2.3.14)$$

Sendo y_{cc} obtida através de técnicas de fatoração de matrizes esparsas.

Um sistema de potência de múltiplas máquinas, quando submetido a uma perturbação transitória (em nosso caso um defeito do tipo curto-circuito trifásico para terra), passa através dos seguintes estágios:

(i) Sistema antes da perturbação ou defeito: Sistema de Pré-Defeito.

(ii) Sistema durante a perturbação ou defeito: Sistema Em-Defeito.

(iii) Sistema após a remoção da perturbação ou defeito: Sistema de Pós-Defeito.

A forma do conjunto de equações diferenciais descrevendo o sistema durante os três estágios anteriores será a mesma como dada pela equação (2.3.9), exceto pela diferença nos parâmetros de um estágio para outro.

As configurações durante a falta e pós-falta são obtidas utilizando-se o teorema da compensação (Tinney, 1972; Ribeiro, 1992) onde estabelece que qualquer alteração no valor da admitância de um ramo de uma rede elétrica pode ser representada por uma fonte de corrente de intensidade conveniente conectada entre os nós terminais da admitância.

2.4 - CRITÉRIO DE IGUALDADE DE ÁREAS

O Critério de igualdade de áreas(CIA) permite a determinação do limite de estabilidade transitória, para sistemas com duas máquinas ou *uma máquina e um barramento infinito(UMBI)*, através de procedimentos puramente algébricos conseguindo resultados confiáveis, de boa precisão e com pequeno tempo de cálculos.

Neste caso, o sistema terá dois barramentos 1 e 2, ficando a equação (2.3.8) para o barramento 1 na forma:

$$P_e = |E_1'|^2 G_{11} + |E_1'| |E_2'| |Y_{12}| \cos(\theta_{12} - \delta_1 + \delta_2) \quad (2.4.1)$$

Definindo:

$$\delta = \delta_1 - \delta_2 \quad \text{e} \quad (2.4.2)$$

$$v = \theta_{12} - \frac{\pi}{2} \quad (2.4.3)$$

temos,

$$P_e = |E_1'|^2 G_{ii} + |E_1'| |E_2'| |Y_{12}| \text{sen}(\delta - v) \quad (2.4.4)$$

Usualmente, a equação (2.4.4) é escrita na forma:

$$P_e = P_c + P_{max} \text{sen}(\delta - v) \quad (2.4.5)$$

onde,

$$P_c = |E_1'|^2 G_{11} \quad \text{e}$$

$$P_{max} = |E_1'| |E_2'| |Y_{12}|$$

Colocando P_e definido na equação (2.4.5) em (2.2.8),

temos,

$$M \frac{d^2 \delta}{dt} = P_m - [P_c + P_{max} \text{sen}(\delta - v)] \quad (2.4.6)$$

A potência P_e definida na equação (2.4.5) será calculada nas condições de pré-falta ou original (P_{e0}), durante a falta (P_{eD}) e no pós-falta (P_{eP}).

A aplicação do critério de área está apresentado na figura 2.4.1, onde podemos ver as curvas $P \times \delta$ nas configu-

rações de pré-falta ou original (O), durante-falta (D) e pós-falta (P), respectivamente.

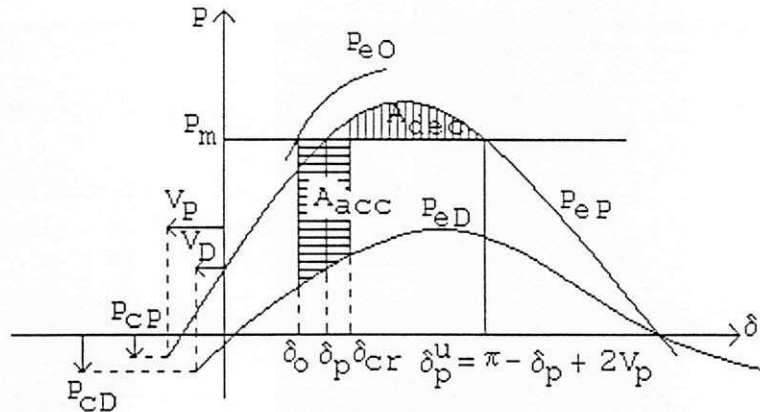


Figura 2.4.1 Critério de igualdade de áreas

A operação pré-falta em regime permanente caracteriza-se pelo ângulo rotórico inicial (\$\delta_o\$) localizado no cruzamento da linha horizontal \$P = P_m\$ com a curva original \$P_{eO}\$, desenhada parcialmente. Os pontos de equilíbrio instável e estável pós-falta, respectivamente designados por \$\delta_p\$ e \$\delta_p''\$, são determinadas pelas interseções de \$P_m\$ com \$P_{eP}\$.

O valor que o ângulo atinge no tempo de extinção da falta, delimitado pela área da aceleração (\$A_{acc}\$), e pela área desaceleração (\$A_{dec}\$), que mede a energia transitória correspondente, cujas equações das áreas são dadas por:

$$A_{acc} = (P_m - P_{CD})(\delta - \delta_o) + P_{max D}[\cos(\delta - v_D) - \cos(\delta_o - v_D)] \quad (2.4.7)$$

$$A_{dec} = (P_{CP} - P_m)(\delta_p'' - \delta) + P_{max P}[\cos(\delta - v_P) - \cos(\delta_p - v_P)] \quad (2.4.8)$$

Duas medidas de estabilidade transitória alternativa são obtidas:

(i) margem de estabilidade transitória relativa para um dado ângulo de extinção (δ_e)

$$\eta = A_{dec}(\delta_e) - A_{acc}(\delta_e) = f(\delta_e) \quad (2.4.9)$$

(ii) o ângulo crítico de extinção convencional (δ_c), para o limite máximo de estabilidade

$$\eta = 0 \Rightarrow A_{dec}(\delta_{cr}) = A_{acc}(\delta_{cr}) \Rightarrow \delta_{cr} \quad (2.4.10)$$

Examinando-se a figura (2.4.1) notamos que a curva de potência é uma senóide deslocada verticalmente da origem de uma quantidade P_c e horizontalmente de um ângulo v , que representam a resistência da rede. Para simplificar nossa análise podemos fazer os valores destes parâmetros igual a zero.

Para um curto-circuito franco na barra sem saída de linha, como vemos na figura (2.4.2), as potências P_{maxP} e P_{maxO} são iguais e P_{maxD} é igual a zero.

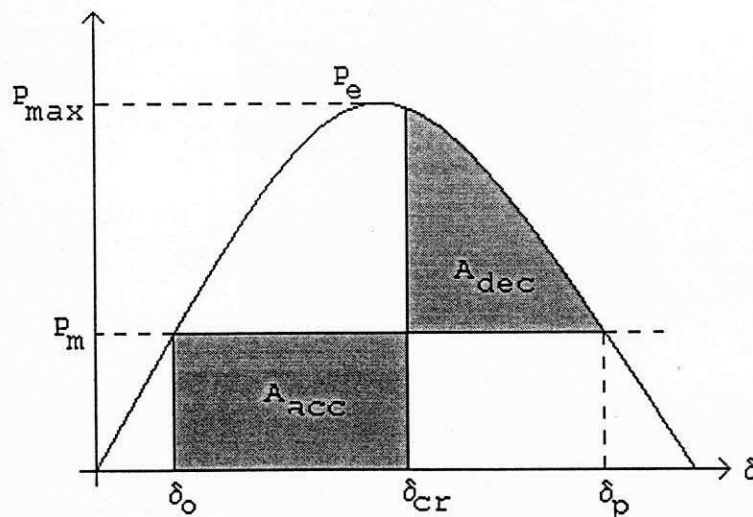


Figura 2.4.2 Curto-circuito franco

Com isso, igualando as áreas A_{acc} e A_{dec} , temos

$$P_m(\delta_{cr} - \delta) = P_{max0}(\cos\delta_{cr} - \cos\delta_p) - P_m(\delta_p - \delta_{cr})$$

logo,

$$\cos\delta_{cr} = \frac{P_m(\delta_p - \delta_o)}{P_{max0}} + \cos\delta_p$$

sendo,

$$\delta_p = \pi - \delta_o \quad e$$

$$P_m = P_{max0} \text{ sen } \delta_o$$

então,

$$\delta_{cr} = \cos^{-1}[(\pi - 2\delta_o) \text{ sen } \delta_o - \cos\delta_o] \quad (2.2.14)$$

O tempo crítico pode ser obtido a partir da equação (2.2.13):

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{w_s}{2H}(P_m - P_e)$$

Na falta P_e é igual a zero, logo:

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{w_s}{2H} P_m$$

Integrando-se ambos os lados, temos:

$$\frac{d\delta_{cr}}{dt} = \frac{w_s}{2H} P_m t$$

Integrando-se novamente,

$$\delta - \delta_o = \frac{w_s}{2H} P_m \frac{t^2}{2}$$

Para $\delta = \delta_{cr}$ correspondente a $t = t_{cr}$

$$t_{cr} = \sqrt{\frac{2H(\delta_{cr} - \delta_o)}{w_s P_m}} \quad (2.2.15)$$

Para o curto-circuito com reatância e saída de linha, como vemos na figura (2.4.3).

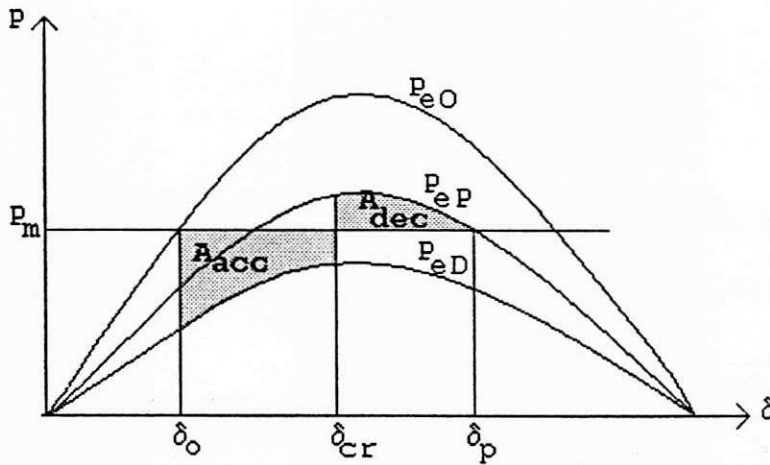


Figura 2.4.3 Curto-circuito com reatância

As áreas A_{acc} e A_{dec} ficam na forma:

$$A_{acc} = P_m(\delta - \delta_o) + P_{maxD}(\cos\delta_{cr} - \cos\delta_o)$$

$$A_{dec} = P_{maxP}(\cos\delta_{cr} - \cos\delta_p) - P_m(\delta_p - \delta_{cr})$$

Igualando A_{acc} e A_{dec} , temos:

$$\delta_{cr} = \cos^{-1}\left(\frac{P_m(\delta_p - \delta_o) + P_{maxD} \cos\delta_p - P_{maxP} \cos\delta_o}{P_{maxP} - P_{maxD}}\right) \quad (2.2.16)$$

onde

$$\delta_o = \cos^{-1}\left(\frac{P_m}{P_{maxO}}\right) \quad (2.2.17)$$

$$\delta_p = \pi - \cos^{-1}\left(\frac{P_m}{P_{maxD}}\right) \quad (2.2.18)$$

O tempo crítico é calculado (Mota, 1995) sabendo-se que a área A_{acc} é proporcional ao aumento de energia cinética do rotor que está acelerando. Na figura (2.4.4) achamos a área A'_{acc} sob a curva P'_m entre δ_o e δ_{cr} .

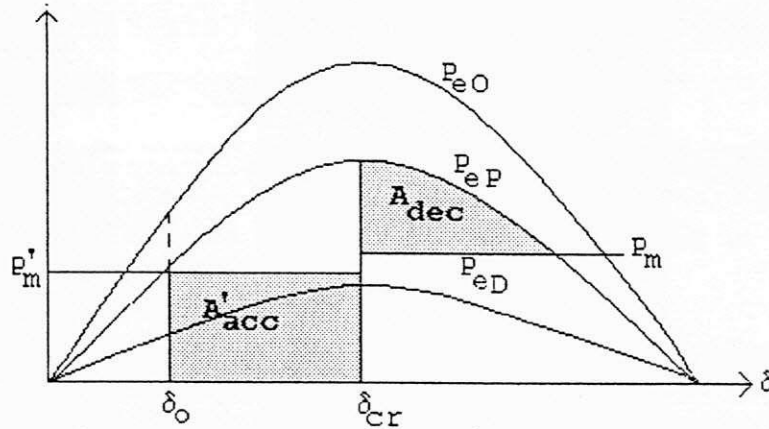


Figura 2.4.4 Equivalência de áreas

Obtendo A_{acc} da figura (4.2.3) e A'_{acc} da figura (4.2.4):

$$A_{acc} = P_m(\delta_{cr} - \delta_o) + P_{maxD}(\cos\delta_{cr} - \cos\delta_o)$$

$$A'_{acc} = P'_m(\delta_{cr} - \delta_o)$$

logo

$$P'_m = P_m - \frac{P_{maxD}(\cos\delta_{cr} - \cos\delta_o)}{\delta_{cr} - \delta_o} \tag{2.2.19}$$

Substituindo na equação (2.2.15), temos:

$$t_c = \sqrt{\frac{4H(\delta_{cr} - \delta_o)}{w_s P'_m}} \tag{2.2.20}$$

2.5 - CRITÉRIO DE IGUALDADE DE ÁREAS ESTENDIDO

O critério de igualdade de áreas estendido - CIAE, descrito em Xue (1992), é um tipo de método direto de determinação de estabilidade transitória de sistemas elétricos de potência com mais de duas máquinas síncronas. Objetiva aumentar e ampliar as vantagens do critério de Lya-

punov, por utilização de uma expressão analítica para análise ultra-rápida, análise de sensibilidade e como ferramenta para o controle preventivo. Para alcançarmos esses objetivos, o CIAE usa a hipótese, a suposição e as aproximações enunciadas abaixo, juntamente com o critério de igualdade de áreas (ou equivalentemente, o critério direto de Lyapunov).

Hipótese: A perda de sincronismo em um sistema multimáquinas, sempre que ocorre, pode ser analisado com as máquinas separadas em dois grupos: o grupo das máquinas potencialmente críticas, geralmente contendo uma ou poucas máquinas, e o grupo restante, contendo a maioria das máquinas do sistema.

Suposição: O fenômeno da estabilidade pode ser avaliado pela substituição das máquinas de cada um dos grupos por um equivalente; depois, as máquinas equivalentes são substituídas por um sistema uma-máquina-barra-infinita.

2.6 - FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO CIAE

O procedimento CIAE prático para análise de estabilidade transitória é descrito no esquema a seguir:

(i) para uma determinada contingência (ou falta, ou distúrbio) decompõe-se o sistema multimáquinas em dois subconjuntos: o grupo das máquinas críticas (C), e o grupo das máquinas restantes (D);

(ii) transforma-se os dois subconjuntos em duas máquinas equivalentes (c e d), usando suas correspondentes estruturas dos centros de ângulos parciais:

Para as máquinas críticas (C):

$$M_c = \sum_{k \in C} M_k \quad (2.6.1)$$

$$\delta_c = M_c^{-1} \sum_{k \in C} M_k \delta_k \quad (2.6.2)$$

Para as máquinas restantes (D):

$$M_d = \sum_{k \in D} M_k \quad (2.6.3)$$

$$\delta_d = M_d^{-1} \sum_{k \in D} M_k \delta_k \quad (2.6.4)$$

Aplicando a definição padrão dos centros de ângulos parciais para as máquinas críticas e as restantes:

$$M_c \delta_c = \sum_{k \in C} (P_{mk} - P_{ek}) \quad (2.6.5)$$

$$M_d \delta_d = \sum_{k \in D} (P_{mk} - P_{ek}) \quad (2.6.6)$$

Presumindo além disso que:

$$\delta_k = \delta_c \quad , \quad \forall k \in C$$

$$\delta_l = \delta_d \quad , \quad \forall l \in D$$

Obtem-se P_{ek} (e por caminhos semelhantes P_{e1})

$$P_{ek} = |E_k|^2 G_{kk} + |E_k| \sum_{j \in C, j \neq k} |E_j| G_{kj} + E_k \sum_{l \in D} |E_l| (B_{kl} \text{sen } \delta_{kl} + G_{kl} \text{cos } \delta_{kl}) \quad (2.6.7)$$

(iii) reduzi-se estas duas máquinas para o sistema de uma máquina-barra-infinita (UMBI).

Definindo o ângulo de carga como:

$$\delta = \delta_c - \delta_d \quad (2.6.8)$$

e usando as equações (2.6.5) e (2.6.6) resulta a formulação do UMBI:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.6.9)$$

A constante de inércia é dada por:

$$M = M_c M_d M_T^{-1} \quad (2.6.10)$$

$$M_T = \sum_{i=1}^n M_i \quad (2.6.11)$$

A potência mecânica é obtida por:

$$P_m = (M_d \sum_{k \in C} P_{mk} - M_c \sum_{k \in D} P_{mk}) M_T^{-1} \quad (2.6.12)$$

A potência elétrica é calculada por:

$$P_e = P_c + P_{max} \text{sen}(\delta - \nu) \quad (2.6.13)$$

$$P_c = (M_d \sum_{l, j \in C} |E_l| |E_j| G_{lj} - M_c \sum_{l, j \in D} |E_l| |E_j| G_{lj}) M_T^{-1} \quad (2.6.14)$$

$$P_{max} = (A^2 + B^2)^{1/2} \quad (2.6.15)$$

$$\nu = -\tan^{-1}(A/B) \quad (2.6.16)$$

$$A = (M_c - M_d) M_T^{-1} \sum_{\substack{l \in D \\ k \in C}} |E_l| |E_k| G_{lk} \quad (2.6.17)$$

$$B = \sum_{\substack{l \in D \\ k \in C}} |E_k' \parallel E_l'| B_{kl} \quad (2.6.18)$$

O valor de P_e é expresso em termos dos parâmetros do sistema nas configurações pré-falta, durante ou pós-falta apropriados conforme Xue (1989).

Note que as construções acima preservam as características de topologia, incluindo a condutância de transferência.

(iv) aplica-se o critério de igualdade de áreas para o UMBI determinando-se assim o tempo crítico de estabilidade transitória pelas equações (2.2.19) e (2.2.20).

IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

3.1 - DESCRIÇÃO DO PROGRAMA CIAE

O programa CIAE implementa um procedimento computacional para utilização do Critério de Igualdade de Áreas, descrito no capítulo 2, na determinação do ângulo e do tempo crítico para eliminação de curto-circuito trifásico em barramento de sistemas de potência, com a retirada de linha de transmissão.

O algoritmo foi implementado com as seguintes características: o grupo das máquinas críticas constituído por um único gerador; utilizando a redução do sistema às barras dos geradores; técnicas de esparsidade (Ribeiro, 1992) e as configurações em falta e pós-falta pelo teorema da compensação conforme descrito no item 2.3.

A capacidade do programa CIAE é de processar sistemas de energia elétrica cujas dimensões máximas são de 20 geradores, 100 barras e 200 linhas de transmissão e/ou

transformadores. Esta capacidade pode ser alterada através da declaração "parameter" interna ao programa fonte.

A sua programação foi feita em linguagem FORTRAN. Esta foi a primeira linguagem de programação em alto nível, tendo sido projetada e implementada para auxiliar os programadores na codificação de problemas técnicos e científicos cuja solução requer a utilização de computadores. Em sua versão atual, o FORTRAN 77, possui recursos de programação estruturada.

A teoria de programação estruturada, onde a clareza e simplicidade prevalecem sobre a construção de estruturas complexas mesmo que um pouco mais eficientes, estabelece que qualquer algoritmo pode ser constituído unicamente com a combinação de estruturas de seqüência, seleção e iteração.

O uso da programação estruturada no CIAE conduz a um programa com uma estrutura lógica simples, organizada e definida, o que facilitou enormemente os aspectos de revisões, testes e manutenção.

Esta formulação também torna possível a utilização da mesma versão do programa em microcomputadores, estações de trabalho e computadores de grande porte, independentemente do sistema operacional.

3.2 - ESTRUTURA DO PROGRAMA

O programa CIAE tem por base um fluxo de carga onde foram acrescentadas as sub-rotinas para determinação de estabilidade.

O algoritmo final ficou na forma:

- (i) Leitura do título e comentários do estudo;
- (ii) Leitura da identificação, resistência, reatância, susceptância e tap das linhas e dos transformadores;
- (iii) Leitura da identificação, tensão, geração e carga nas barras do sistema, resultantes da aplicação de um fluxo de carga aplicado à configuração pré-falta;
- (iv) Leitura da identificação, reatância transitória e constante de inércia dos rotores das máquinas síncronas;
- (v) Leitura do número da barra mais próxima ao curto-circuito trifásico, da linha a ser removida e da máquina crítica;
- (vi) Obtenção da matriz de admitâncias dos barramentos que é aumentada para incluir a reatância transitória de cada gerador (equação 2.3.1) e as cargas modeladas por admitâncias em derivação (equação 2.3.2);
- (vii) Redução do sistema às barras que tem geração (equação 2.3.13);

- (viii) Obtenção do equivalente das máquinas restantes na configuração pré-falta usando as equações (2.6.3) e (2.6.4);
- (ix) Obtenção do equivalente das máquinas restantes na configuração em falta e pós-falta pelo teorema da compensação;
- (x) Redução do equivalente das máquinas restantes e a máquina crítica a um sistema uma-máquina-barra infinita usando as equações (2.6.10) a (2.6.18);
- (xi) Determinação do ângulo crítico pelas equações (2.2.16) a (2.2.18);
- (xii) Determinação do tempo crítico pelas equações (2.2.19) e (2.2.20)
- (xiii) Impressão do relatório da saída com o número da barra em curto-circuito, identificação da linha removida, número da máquina crítica e o tempo crítico determinado.

Todos os cálculos foram executados em dupla precisão.

O armazenamento e processamento dos parâmetros são feitos com a utilização de rotinas de esparsidade.

3.3 - FORMATO DA ENTRADA DOS DADOS

Na entrada dos dados no programa CIAE foi utilizado o mesmo formato do programa TRANSDIR, da Philadelphia Electric Company - PECO, utilizado em todas as empresas de

energia elétrica do Brasil, esperando com isso, facilitar e estimular a sua utilização.

O manual de utilização do programa CIAE encontra-se no apêndice A.

APLICAÇÃO DO MÉTODO

4.1 - SISTEMAS ANALISADOS COM O CIAE

O Critério de Igualdade de Áreas Estendido foi aplicado a dois sistemas:

(i) Sistema didático com nove barras e três geradores (Anderson, 1977) que é bastante conhecido e serviu para aferir o CIAE.

(ii) Sistema Norte-Oeste da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, com 43 barras, 32 linhas, 21 transformadores e 13 geradores equivalentes.

4.2 - SISTEMA DIDÁTICO (ANDERSON, 1977)

O sistema descrito em (Anderson, 1977) possui nove barras, três geradores, três transformadores e nove linhas, tendo a seguinte configuração:

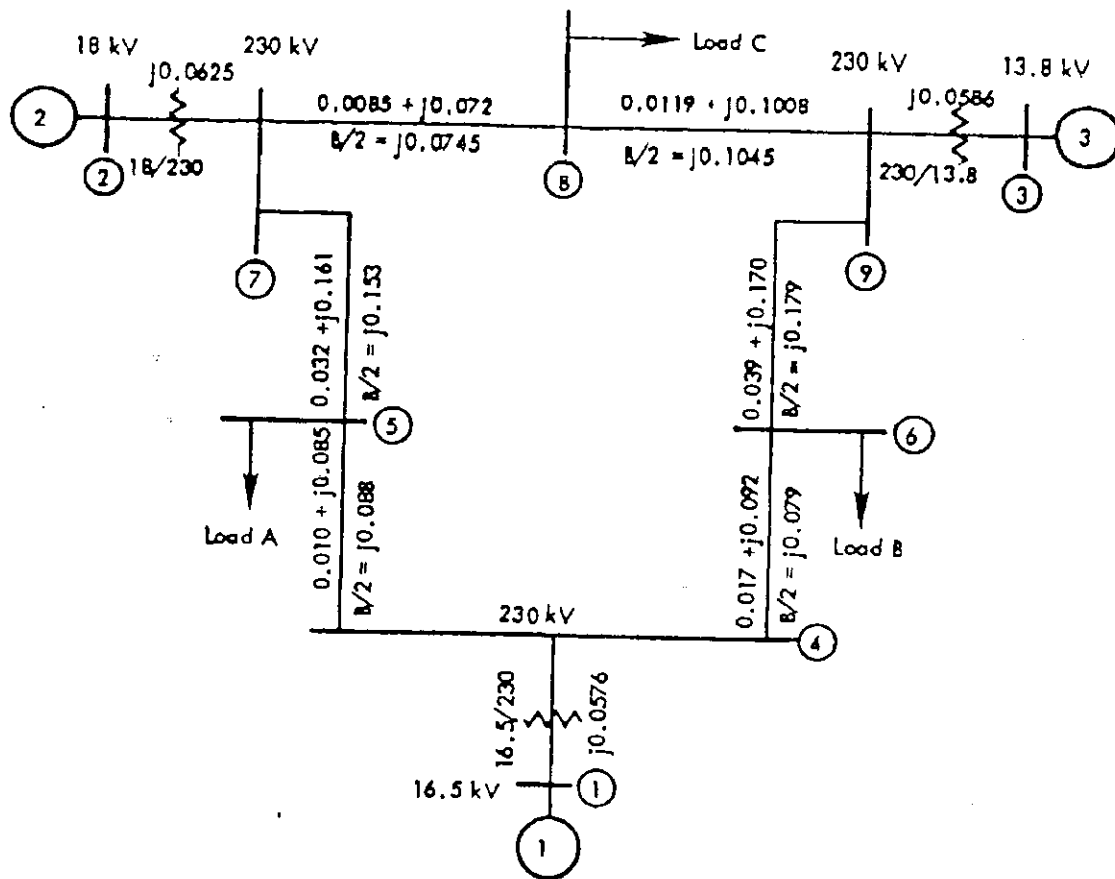


Figura 4.2.1 - Diagrama de impedâncias de Anderson (1977)

Para este sistema o estudo da estabilidade transitória consiste na determinação do tempo crítico de atuação da proteção para um curto-circuito trifásico próximo à barra 7 com remoção da linha 5-7.

Tabela 4.2.1 - Dados dos rotores dos geradores

Barra	X'_d (%)	H (MJ/MVA)
1	0.0608	23.64
2	0.1198	6.4
3	0.1813	3.01

O fluxo de carga pré-falta é apresentado a seguir:

```

=====
FLUXO DE CARGA DESACOPLADO RAPIDO
SISTEMA ANDERSON
=====
X----- DADOS DE BARRA -----X--- FLUXOS ---X
BARRA  T E N S A O  G E R A C A O  C A R G A  P A R A
NO     MODULO  ÂNGULO  MW      MVAR      MW      MVAR      BARRA  MW      MVAR
-----
1      1.0400    .00    71.64   27.66     .00     .00     -----
2      1.0250    9.43   163.00   6.97     .00     .00     4      71.64   27.66
3      1.0250    4.76    85.00  -10.68     .00     .00     7      163.00   6.97
4      1.0255   -2.22     .00     .00     .00     .00     9      85.00  -10.68
5      .9951    -4.02     .00     .00    125.00   50.00     -----
6      1.0123   -3.66     .00     .00    90.00    30.00     1     -71.64  -24.51
7      1.0256    3.87     .00     .00     .00     .00     5      41.55   32.35
8      1.0157    .85     .00     .00    100.00   35.00     6      30.09    9.41
9      1.0323    2.06     .00     .00     .00     .00     4     -41.29  -30.11
-----
2     -163.00    8.87
5      85.98    8.10
8      77.02    6.96
-----
7     -76.54   -2.87
9     -23.46  -13.66
-----
3     -85.00   14.78
6      61.45    1.05
8      23.55   14.38
-----

```

O resultado do fluxo de carga juntamente com os dados dos rotores dos geradores (Tabela 4.2.1) foi utilizado como entrada de dados para o programa CIAE.

O tempo crítico obtido foi de 170ms, coerente com o obtido pela tradicional análise de curvas apresentadas por Anderson (1977).

4.3 - SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA DO NORDESTE DO BRASIL

A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, é responsável pela geração e transmissão de energia elétrica a oito dos nove estados do Nordeste do Brasil, da Bahia ao Piauí, excetuando apenas o Maranhão, cobrindo uma área de 1.219.983 quilômetros quadrados, correspondente a 14,3% da superfície do País.

Supre oito concessionárias estaduais e fornece diretamente a doze consumidores industriais, em tensão de 230 KV. Para atender este mercado, a CHESF instalou 12.500 quilômetros de linhas de transmissão e dispõe de 70 subestações de alta tensão (230 e 500 KV).

O sistema é radial, com geração concentrada nas usinas do rio São Francisco, com cargas distantes da fonte e localizadas nos principais centros urbanos. Possui uma única interligação, com a Eletronorte.

Este sistema é mostrado na figura a seguir:

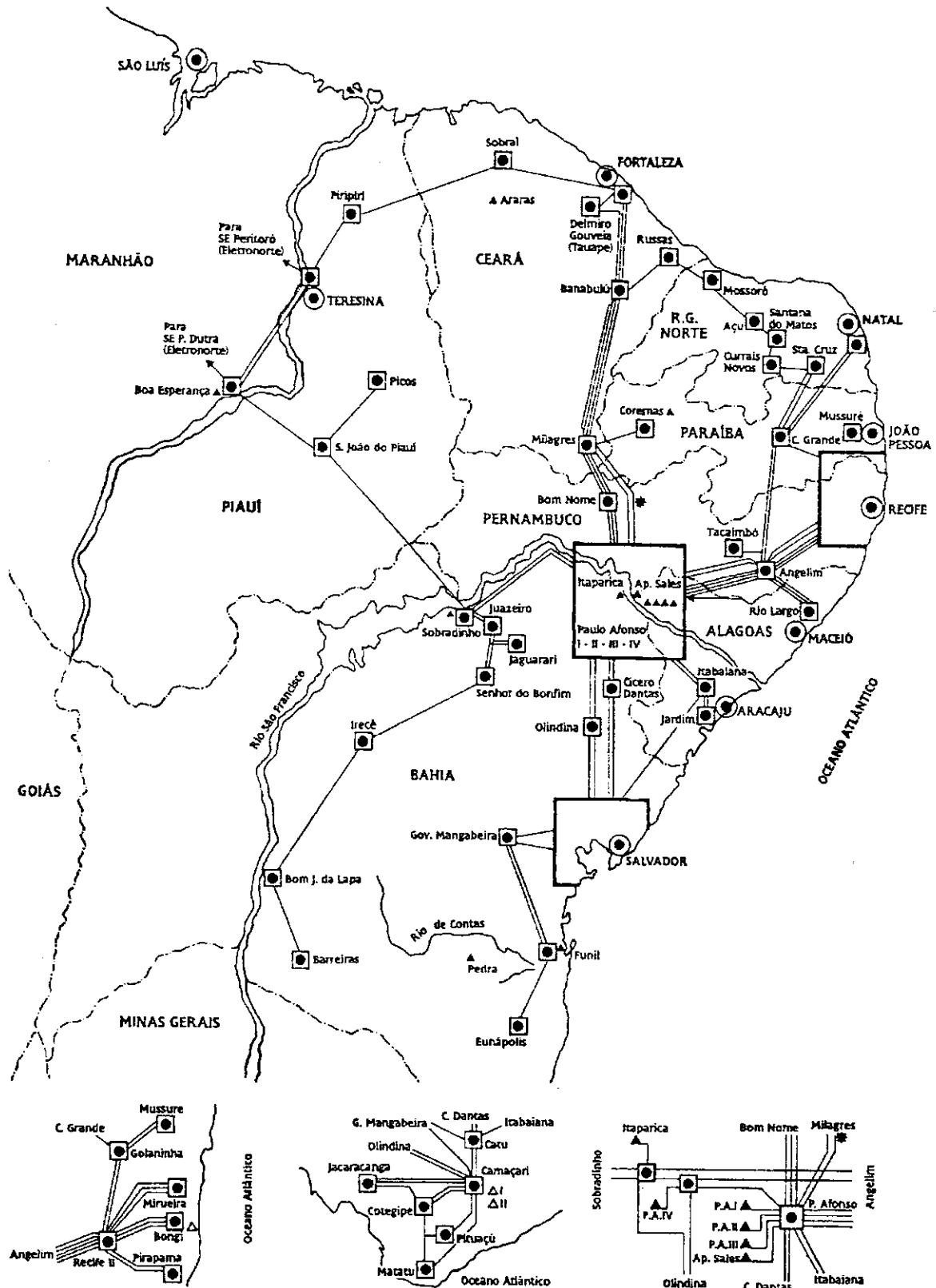


figura 4.3.1 - Mapa do sistema CHESF

4.3.1 - DADOS DO SISTEMA

TABELA 4.3.1 - Balanço de Potências (MW médio)

	Valor	%Requisito
Demanda	4391	100,0
Geração	3945	89,8
Intercâmbio líquido (Eletronorte)	446	10,2
Consumo próprio	25	0,6
Fornecimento	755	17,2
Suprimento	3309	75,4
Perdas	302	6,9

TABELA 4.3.2 - Capacidade de Geração instalada

USINAS EM OPERAÇÃO	POTÊNCIA TOTAL (KW)
HIDRELÉTRICAS	7.271.820
Paulo Afonso I	180.000
Paulo Afonso II	480.000
Paulo Afonso III	864.000
Paulo Afonso IV	2.460.000
Sobradinho	1.050.000
Apolonio Sales (Moxotó)	440.000
Boa Esperança	235.300
Funil	30.000
Pedra	23.000

Araras	4.000
Coremas	3.520
Piloto	2.000
LuiZ Gonzaga (Itaparica)	1.500.000
TERMELÉTRICAS	432.500
Camaçari I	290.000
Bonji	142.500
TOTAL	7.704.320

TABELA 4.3.3 - Suprimento fornecido às concessionárias

	Valor	%Total
Coelba	983	29,7
Celpe	749	22,6
Coelce	548	16,6
Cosern	249	7,5
Saelpa	212	6,4
Celb	33	1,0
Ceal	194	5,9
Energipe	184	5,6
Cepisa	156	4,7
TOTAL	3.309	100

TABELA 4.3.4 - Fornecimento direto às indústrias

	Valor	% Total
Açonorte	18	2,4
Alunordeste	100	13,3
Caraíba Metais	16	2,1
Mineração Caraíba	34	4,5
Copene	71	9,4
CQR	20	2,7
Dow Química	104	13,8
Dow Elanco	0	0,0
Ferbasa	101	13,3
Fafen	24	3,2
Salgema	161	21,4
Sibra	63	8,3
Usiba	43	5,7
TOTAL	755	100,0

TABELA 4.3.5 - Balanço da Demanda (MW)

	Valor	% Req.max.
Requisito máximo	5760	100,0
Geração CHESF	5384	93,5
Fluxo na interligação	376	6,5
Geração CHESF disponível	6753	117,2
Reserva girante	1268	22,0
Reserva pronta	100	1,7

Reserva pronta	100	1,7
Reserva mínima necessária	527	9,1

TABELA 4.3.6 - Demanda máxima em dia útil (MW)

Sistema CHESF	5760
Subsistema Norte	991
Subsistema Sul	1933
Subsistema Leste	2130
Subsistema Oeste	400
Subsistema Centro	290

Os diagramas unifilares do sistema de energia elétrica da CHESF são detalhadamente apresentados no Anexo.

4.3.2 - SISTEMA CHESF EQUIVALENTE

Neste estudo será aplicado o conceito de gerador coerente, onde substitui-se cada grupo de geradores iguais e conectados ao mesmo barramento por um gerador equivalente

Os parâmetros deste equivalente (Stevenson, 1982) serão:

(i) Reatância: dividi-se a reatância individual da cada gerador pelo número de total de geradores que estão em paralelo;

(ii) Constante de inércia: multiplica-se a constante individual de inércia pelo número total de geradores em paralelo.

Este modelo tem excelente precisão para o sistema CHESF, por ser de formado de grande usinas situadas normalmente longe dos centros de consumo.

Assim, obtem-se considerável economia de tempo de simulação.

O diagrama unifilar do sistema equivalente é mostrado a seguir:

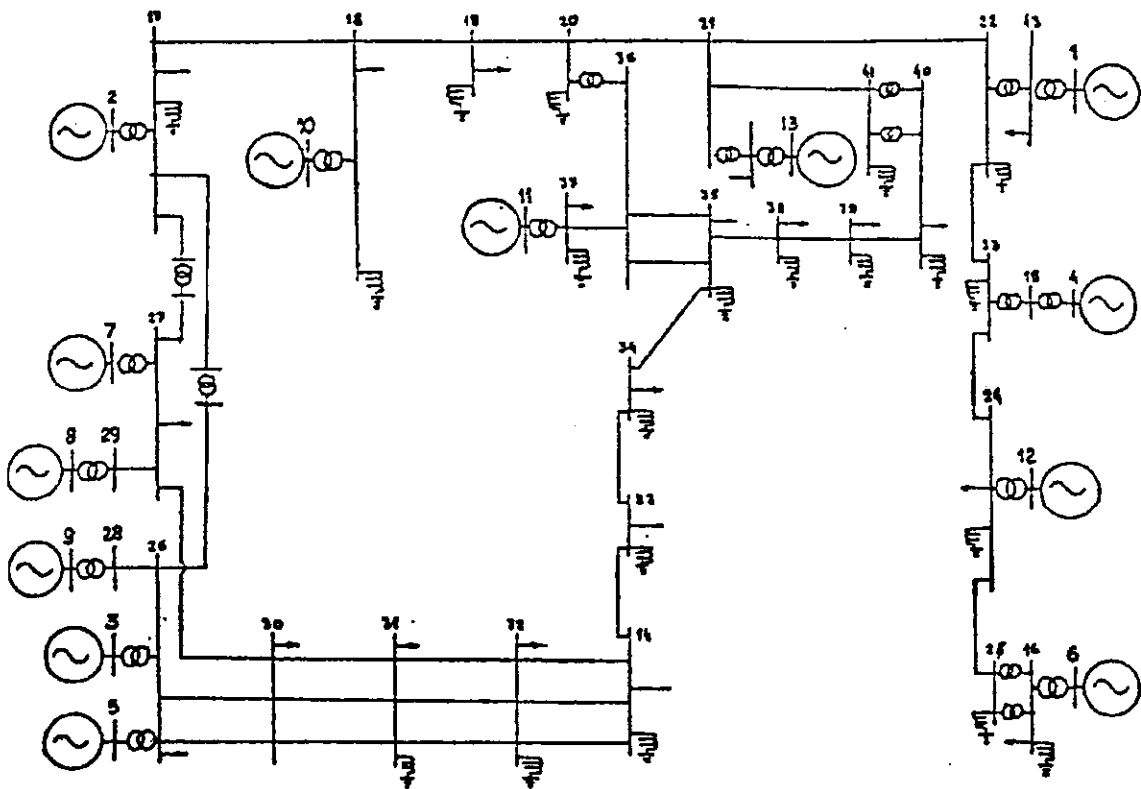


Figura 4.3.2 - Diagrama unifilar do sistema

Os dados das barras, linhas, transformadores e geradores são apresentados nas tabelas a seguir:

Tabela 4.3.7 - Dados de linha e transformadores

LINHA	DA BARRA	PARA BARRA	RESISTENCIA PERCENTUAL	REATANCIA PERCENTUAL	SUSCEPTANCIA MVAR	TAP PU
1	26	28	.100	.560	.960	
2	26	30	2.940	16.580	29.500	
3	26	30	2.940	16.580	29.500	
4	37	36	.040	.200	.340	
5	24	23	.225	2.887	287.840	
6	30	31	1.470	8.070	14.560	
7	30	31	1.470	8.240	14.500	
8	30	31	1.470	8.240	14.360	
9	30	27	2.940	16.230	29.540	
10	31	32	3.850	21.820	38.180	
11	31	32	3.850	21.290	37.400	
12	31	32	3.850	21.290	37.580	
13	32	14	2.970	16.770	29.380	
14	32	14	2.970	16.060	30.440	
15	32	14	2.970	16.060	30.440	
16	33	14	3.750	21.250	36.840	
17	33	34	2.900	16.340	28.340	
18	34	35	2.680	15.090	25.900	
19	35	38	3.280	18.550	32.000	
20	35	36	3.520	19.930	34.840	
21	35	36	3.520	19.920	34.920	
22	38	39	1.660	9.320	15.900	
23	39	40	1.830	10.290	17.740	
24	27	29	.100	.560	.960	
25	17	18	.290	4.180	439.400	
26	18	19	.212	2.686	273.120	
27	20	19	.233	2.971	303.320	
28	20	21	.206	2.620	263.800	
29	41	21	.260	3.780	390.980	
30	21	22	.365	4.796	505.370	
31	22	23	.185	2.356	235.530	
32	24	25	.321	4.185	427.640	
33	26	5	.000	15.670	.000	.980
34	26	3	.000	3.015	.000	1.027
35	26	17	.000	1.150	.000	.943
36	28	9	.000	11.640	.000	.978
37	37	11	.000	10.640	.000	1.025
38	42	21	.000	2.960	.000	.896
39	42	13	.000	3.350	.000	1.050
40	43	22	.000	1.230	.000	.919
41	43	1	.000	2.247	.000	1.050
42	16	25	.000	.735	.000	.923
43	16	6	.000	3.125	.000	1.025
44	15	23	.000	3.400	.000	.933
45	15	4	.000	6.250	.000	1.025
46	27	7	.000	3.015	.000	1.027
47	27	17	.000	1.150	.000	.943
48	29	8	.000	5.835	.000	.978
49	36	20	.000	2.910	.000	.973
50	40	41	.000	.575	.000	.923
51	17	2	.000	.445	.000	1.050

52	18	10	.000	1.100	.000	1.025
53	24	12	.000	.792	.000	1.050

Tabela 4.3.8 - Dados das barras

BARRA NO	BARRA TIPO	T E N S A O		G E R A C A O		C A R G A		CAPACITOR / REATOR MVAR
		MODULO PU	ANGULO GRAUS	ATIVA MW	REATIVA MVAR	ATIVA MW	REATIVA MVAR	
1	1	1.030	.00	.00	275.90	.00	.00	.00
2	2	1.020	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	1	1.020	.00	378.00	47.90	.00	.00	.00
4	1	1.030	.00	.00	66.30	.00	.00	.00
5	1	1.040	.00	60.00	-11.10	.00	.00	.00
6	1	1.020	.00	.00	150.30	.00	.00	.00
7	1	1.020	.00	378.00	54.40	.00	.00	.00
8	1	1.030	.00	136.00	-46.00	.00	.00	.00
9	1	1.030	.00	68.00	-25.50	.00	.00	.00
10	1	1.050	.00	750.00	-26.10	.00	.00	.00
11	1	1.050	.00	102.00	36.50	.00	.00	.00
12	1	1.030	.00	1180.00	-9.60	.00	.00	.00
13	1	1.020	.00	.00	162.60	.00	.00	.00
14	0	.00	.00	.00	.00	357.00	-54.20	-40.00
15	0	.00	.00	.00	.00	25.50	10.70	.00
16	0	.00	.00	.00	.00	320.60	106.00	100.00
17	0	.00	.00	.00	.00	2093.00	-711.00	-300.00
18	0	.00	.00	.00	.00	155.30	-60.10	-350.00
19	0	.00	.00	.00	.00	20.20	7.20	-205.00
20	0	.00	.00	.00	.00	.00	.00	-309.00
21	0	.00	.00	.00	.00	.00	.00	-492.00
22	0	.00	.00	.00	.00	.00	.00	-398.00
23	0	.00	.00	.00	.00	.00	.00	-264.00
24	0	.00	.00	.00	.00	19.90	12.00	-158.00
25	0	.00	.00	.00	.00	.00	.00	-320.00
26	0	.00	.00	.00	.00	446.20	-65.50	.00
27	0	.00	.00	.00	.00	489.60	-75.20	.00
28	0	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
29	0	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
30	0	.0	.00	.00	.00	32.30	2.80	.00
31	0	.0	.00	.00	.00	79.40	-102.00	-30.00
32	0	.0	.00	.00	.00	72.00	-14.40	-30.00
33	0	.00	.00	.00	.00	53.50	-34.40	-2000.00
34	0	.00	.00	.00	.00	21.40	-5.40	-20.00
35	0	.00	.00	.00	.00	99.00	34.00	-10.00
36	0	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
37	0	.00	.00	.00	.00	15.00	1.20	-20.00
38	0	.00	.00	.00	.00	25.80	.30	-10.00
39	0	.00	.00	.00	.00	29.10	10.90	-20.00
40	0	.00	.00	.00	.00	291.40	13.86	60.00
41	0	.00	.00	.00	.00	.00	.00	-200.00
42	0	.00	.00	.00	.00	5.60	1.90	.00
43	0	.00	.00	.00	.00	45.50	16.60	.00

Tabela 4.3.9 - Dados dos rotores dos geradores

BARRA NO	REATANCIA TRANSITORIA PERCENTUAL	CONSTANTE DE INERCIA H MJ/MVA
1	10.000	5.940
2	1.210	127.200

3	5.950	21.400
4	23.300	2.170
5	35.000	4.340
6	9.650	5.620
7	5.950	21.400
8	9.200	9.880
9	18.400	4.940
10	3.280	41.350
11	23.000	4.280
12	1.790	67.200
13	15.000	4.400

=====
4.3.3 - RESULTADOS DA APLICAÇÃO DO CIAE AO SISTEMA CHESF

As condições pré-falta do sistema são obtidas pela aplicação de um fluxo de carga Newton-Raphson (Lima, 1981) sobre os dados das tabelas 4.3.7 e 4.3.8, resultado:

=====
 FLUXO DE CARGA NEWTON-RAPHSON
 SISTEMA CHESF
 RESULTADO
 =====

BARRA NO	BARRA TIPO	TENSAO MODULO PU	ANGULO GRAUS	GERACAO		CARGA		CAPACITOR / REATOR
				ATIVA MW	REATIVA MVAR	ATIVA MW	REATIVA MVAR	MVAR
1	1	1.030	36.00	.00	275.90	.00	.00	.00
2	2	1.020	.00	1799.00	-429.00	.00	.00	.00
3	1	1.020	.50	378.00	47.90	.00	.00	.00
4	1	1.030	45.20	.00	66.30	.00	.00	.00
5	1	1.040	-.90	60.00	-11.10	.00	.00	.00
6	1	1.020	49.70	.00	150.30	.00	.00	.00
7	1	1.020	1.20	378.00	54.40	.00	.00	.00
8	1	1.030	-.50	136.00	-46.00	.00	.00	.00
9	1	1.030	-1.40	68.00	-25.50	.00	.00	.00
10	1	1.050	14.80	750.00	-26.10	.00	.00	.00
11	1	1.050	18.00	102.00	36.50	.00	.00	.00
12	1	1.030	62.50	1180.00	-9.60	.00	.00	.00
13	1	1.020	18.70	.00	162.60	.00	.00	.00
14	0	1.030	-48.00	.00	.00	357.00	-54.20	-40.00
15	0	1.015	45.20	.00	.00	25.50	10.70	.00
16	0	.998	49.70	.00	.00	320.60	106.00	100.00
17	0	1.094	-4.30	.00	.00	2093.00	-711.00	-300.00
18	0	1.082	10.60	.00	.00	155.30	-60.10	-350.00
19	0	1.092	12.30	.00	.00	20.20	7.20	-205.00
20	0	1.081	14.60	.00	.00	.00	.00	-309.00
21	0	1.093	18.80	.00	.00	.00	.00	-492.00
22	0	1.081	36.30	.00	.00	.00	.00	-398.00
23	0	1.071	45.60	.00	.00	.00	.00	-264.00
24	0	1.086	57.50	.00	.00	19.90	12.00	-158.00
25	0	1.072	50.90	.00	.00	.00	.00	-320.00
26	0	1.039	-5.80	.00	.00	446.20	-65.50	.00
27	0	1.037	-5.20	.00	.00	489.60	-75.20	.00

28	0	1.038	-5.60	.00	.00	.00	.00	.00
29	0	1.036	-4.70	.00	.00	.00	.00	.00
30	0	1.050	-21.00	.00	.00	32.30	2.80	.00
31	0	1.064	-27.00	.00	.00	79.40	-102.00	-30.00
32	0	1.050	-40.00	.00	.00	72.00	-14.40	-30.00
33	0	.980	-37.00	.00	.00	53.50	-34.40	-2000.00
34	0	.935	-20.00	.00	.00	21.40	-5.40	-20.00
35	0	.965	-2.20	.00	.00	99.00	34.00	-10.00
36	0	1.043	12.10	.00	.00	.00	.00	.00
37	0	1.044	12.20	.00	.00	15.00	1.20	-20.00
38	0	.976	1.70	.00	.00	25.80	.30	-10.00
39	0	.976	5.30	.00	.00	29.10	10.90	-20.00
40	0	1.004	10.70	.00	.00	291.40	13.86	60.00
41	0	1.085	11.70	.00	.00	.00	.00	-200.00
42	0	1.015	18.70	.00	.00	5.60	1.90	.00
43	0	1.018	36.00	.00	.00	45.50	16.60	.00

Esse resultado do fluxo de carga e os parâmetros dos rotores (tabela 4.3.9) serão usados como dados de entrada do programa CIAE.

Para efeito de simulação foram escolhidos as seguintes contingências:

(i) Curto-circuito na barra 18 com retirada da linha 18-19, o tempo crítico foi de 16,8 ciclos (0,28s) com a barra 11 como crítica, qualquer outra escolha leva a tempos críticos maiores.

(ii) Curto-circuito na barra 19 com retirada da linha 18-19, o tempo crítico foi o mesmo do item anterior.

(iii) Curto-circuito na barra 27 com retirada das linhas:

Linha retirada	tempo crítico (s)	tempo crítico (ciclos)	Barra crítica
27-30	0,52	31,2	8
27-17	0,25	15,0	8
27-07	0,27	16,2	8
27-29	0,13	7,8	7

(iv) Curto-circuito na barra 17 com retirada dos transformadores:

Transformador Retirado	Tempo crítico (s)	Tempo crítico (ciclos)	Barra crítica
17-27	0,25	15	11
17-26	0,25	15	11

Os resultados da simulação com o programa CIAE são compatíveis com os da integração numérica.

A análise das contingências acima mostram que os resultados obtidos são coerentes entre si e com os parâmetros envolvidos no estudo.

As listagens de entrada e saída de programa CIAE, em seu formato original, são encontradas no apêndice B.

CONCLUSÕES

A análise da estabilidade transitória de um sistema de geração e transmissão de energia elétrica tem como objetivo a determinação da permanência em sincronismo das máquinas síncronas desse sistema quando submetidas a curtos-circuitos em alta tensão e/ou chaveamentos de grande blocos de energia/carga.

O Critério de Igualdade de Áreas Estendido objetiva determinar analiticamente o tempo crítico para a atuação da proteção antes que o sistema se torne instável. Foi formulado matematicamente de maneira bastante ampla, implementado computacionalmente para curtos trifásicos próximos a barramentos seguido de chaveamento de linha de transmissão/transformador, aferido com um sistema didático bastante estudado e finalmente, aplicado ao sistema CHESF.

Os resultados da aplicação do CIAE levaram as seguintes conclusões:

(i) A precisão obtida nos resultados apresentados evidenciam que o CIAE pode ser aplicado sem restrições em estudos de planejamento.

(ii) A utilização do modelo clássico como fundamento do método reduz sua aplicação em estudos de operação.

(iii) O baixo tempo computacional e a resposta numérica, com resultados conservativos, sem a necessidade de análise de curvas do método da integração numérica, estimula a utilização do CIAE como ferramenta de seleção de casos críticos de instabilidade a serem estudados por métodos que utilizem modelagem mais elaborada para os geradores.

(iv) O CIAE apresenta características comuns a todos os métodos diretos de determinação de estabilidade: resultados conservativos e baixo esforço computacional.

(v) Sua principal desvantagem é a dependência da escolha da candidata à máquina crítica, embora nos sistemas hidrelétricos os geradores de cada usina são agrupados em equivalentes coerentes, reduzindo assim o número de estudos a serem feitos pelo método.

O desenvolvimento, a implementação e a aplicação desse método estimula a continuação de seu estudo nos seguintes campos:

(i) Substituição do modelo clássico de máquina síncrona por modelos mais sofisticados e a análise para curtos fase-terra para adequá-lo as exigências dos atuais critérios e procedimentos para estudos de estabilidade da ELETROBRÁS (1994).

(ii) Por obter a medida direta da estabilidade e por sua grande rapidez de execução esse método é o ideal para a utilização em sistemas em tempo real.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Anderson, P.M. and A.A. Found(1977). *Power System Control and Stability*. The Iowa State University Press, Ames.
- Athay T., Podmore, R. and Virmani, S. (1979). A practical Method for Direct Analysis of Transient Stability. *IEEE Trans. PAS.*, Vol. 98, No. 2, pp. 573-584.
- Belhomme, R. H. Zhao and M. Pavella (1993). Power System Reduction Techniques for Direct Transient Stability Methods. *IEEE Tans. on Power Systems*, Vol. 8, No. 2, May, pp. 723-729.
- Byerly, R.T. and E.W. Kimbark(1974). *Stability of Large Electric Power Systems*. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York.
- CEPEL (1994). Análise de Transitórios Eletromecânicos. Manual do Usuário. Relatório técnico. Rio de Janeiro.
- Clarke, Edith(1943). *Circuit Analysis of A-C Power Systems*. Wiley, New York.
- Crary, Selden B.(1962). *Power System Stability*. General Electric Company, New York.

- Demaree, K.D., Pai, M.A. and Sauer, P.W. (1982). Trajectory Approximation and Iterative PEBS Method in Direct Stability Analysis of Power Systems. *Proc. Midwest Power Symposium, Madison, Wisconsin.*
- ELETROBRÁS. (1979). Plano de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1995. Relatório técnico.
- ELETROBRÁS (1994). Critérios e Procedimentos para Estudos de Estabilidade - Definição de Ações para a Melhoria do Desempenho em Regime Transitório e Dinâmico de Sistemas de Transmissão. *IV Simpósio de Especialidades em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Foz do Iguaçu.*
- Fonseca, L.G.S. and Decker, I.C. (1984). Análise de Estabilidade Transitória em Sistemas de Potência pela Monitoração das Trajetórias Aproximadas após Perturbação. *I Congresso Latino Americano de Automática e V Congresso Brasileiro de Automática, Campina Grande.*
- Fonseca, L.G.S. and Decker, I.C. (1985). Iterative Algorithm for Critical Energy Determination in Transient Stability of Power Systems. *IFAC, Rio de Janeiro, 07/1985.*
- Fouad, A.A., and Stanton, S.E. (1981). Transient Stability Analysis a Multi-Machine Power Systems. Part I: Investigation of System Trajectory; and Part II: Cri-

- tical transient Energy. *IEEE Trans. on Power App. Assessment - EPRI Report EL-1755.*
- Gless, G.E. (1966). Direct Method of Lyapunov Applied to Transient Power Systems Stability. *IEEE Trans. PAS*, Vol. 85, pp. 159-168.
- IEEE Tutorial Course(1970). *Modern Concepts of Power System Dynamics.* The Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York.
- Kakimoto, N. and Hayashi, M. (1981). Transient Stability Analysis of Multimachine Power Systems by Liapunov's Direct Method. *IEEE Conference on Decision and Control*, pp. 464-470.
- Kimbark, E.W.(1948). *Power System Stability.* Wiley, New York.
- Lima, Drumond Xavier Cavalcanti (1981). Fluxo de carga. Recife, Relatório técnico.
- Michel, A.N., Fouad, A.A. and Vittal, V. (1983). Power Systems Transient Stability Using Individual Machine Energy Functions. *IEEE Trans. CAS.*, Vol. 30, No. 5.
- Mota, Wellington Santos (1992). Estabilidade de Sistemas de Potência Notas de aula, Campina Grande.
- Mota, Wellington Santos (1995). Critério de Igualdade de Áreas para Curto através de Reatâncias, Relatório técnico, Campina Grande.

- Ribeiro, D.L.(1992). *Análise de Sistemas de Energia Elétrica*. Notas de aula, Campina Grande.
- Sampaio, Yure Neves(1989). *Equivalente Dinâmico de Sistemas de Potência em Estudos de Estabilidade de Reguladores de Velocidade*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal da Paraíba, Campina Grande.
- Stagg G.W. and Ahmed El-Abiad H.(1968). *Computer Methods in Power System Analysis*. McGraw-Hill Book Company, Tokyo.
- Stevenson Jr., William D.(1982). *Elements of Power System Analysis*. McGraw-Hill International Editions, Singapore.
- Westinghouse Electric Company(1964). *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*. Westinghouse Electrical Company, Pittsburgh.
- Xue, Y.(1994). Extended Equal Area Criterion: Foundations and Applications. *IV Simpósio de Especialidades em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, Foz do Iguaçu, pp. 1-14.
- Xue, Y., Th. Van Cutsem, M. Ribbens-Pavella (1988). A Simple Direct Method for Fast Transient Stability Assessment of Large Power Systems. *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 3, No. 2, May, pp. 400-412.
- Xue, Y., Th. Van Cutsem, M. Ribbens-Pavella (1989). *Extended Equal Area Criterion Justifications*, Generali-

zations, Applications. *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.4, No. 1, February, pp. 44-52.

Xue, Y. et. al. (1992). Extended Equal Area Criterion Revisited. *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.7, No. 3, August, pp.1012-1022.

MANUAL DO PROGRAMA CIAE

A.1 - DESCRIÇÃO DO PROGRAMA CIAE

O programa CIAE implementa um procedimento computacional para utilização do Critério de Igualdade de Áreas, descrito no capítulo 2, na determinação do ângulo e do tempo crítico para eliminação de curto-circuito trifásico em barramento de sistemas de potência, com a retirada de linha de transmissão.

A capacidade do programa CIAE é de processar sistemas de energia elétrica cujas dimensões máximas são de 20 rotores, 100 barras e 200 linhas de transmissão e/ou transformadores. Esta capacidade pode ser alterada através da declaração "parameter" interna ao programa fonte.

A.2 - FORMATO DA ENTRADA DOS DADOS

Na entrada dos dados no programa CIAE foi utilizado o mesmo formato do programa TRANSDIR, da Philadelphia Electric Company - PECO, utilizado em todas as empresas de energia elétrica do Brasil, esperando com isso, facilitar e estimular a sua utilização.

A.2.1 - CARTÃO DE CONTROLE 01:TÍTULO DO ESTUDO

O cartão de controle 01 faz com que o programa leia através do cartão que se segue o título do caso.

O cartão de título não é exigido pelo programa. Entretanto, se utilizado seus dizeres serão impressos na primeira linha da página de saída.

1 - Entre com 01 nas colunas 2-3 do cartão de operação. As outras colunas devem permanecer em branco.

2 - Entre com as informações de títulos nas colunas de 1 a 80 do cartão seguinte.

3 - O cartão de controle 01 tem de ser seguido por um único cartão de título.

A.2.2 - CARTÃO DE CONTROLE 02: LÊ O CARTÃO DE COMENTÁRIOS

O cartão de controle 02 inicia a leitura e impressão das observações constantes das colunas de 1 a 80 do cartão que se segue.

1 - Entre com 02 nas colunas 2-3 do cartão de controle.

2 - Entre com os comentários desejados nas colunas de 1 a 80 do cartão que se segue. Cada cartão de código 02 tem que ser seguido de um único cartão de comentário.

A.2.3 - CARTÃO DE CONTROLE 04: LÊ DADOS DAS LINHAS E DOS TRANSFORMADORES

O cartão de controle 04 indica o início dos cartões de dados das linhas e dos transformadores. Quando o programa encontra o cartão código 04, inicia a leitura e processamento dos dados de linhas e transformadores, até que seja lido um cartão com os dígitos 9999 nas colunas 1-4 indicando o fim dos dados.

1 - Entre com 04 nas colunas 2-3 do cartão de controle.

2 - Entre com 1 na coluna 10 do cartão de controle caso não se deseje a listagem de dados.

3 - O primeiro cartão de dado de linha de transformador deve ser colocado imediatamente após o cartão controle 04. O último cartão de dados deverá ser imediatamente seguido de um cartão com 9999 nas colunas 1-4

4 - Os dados de linhas e transformadores devem ser imediatamente seguidos os dados barra (cartão de controle 05).

Barra origem. Colunas (1-4)

Entre com o número de uma das barras terminais do circuito que será considerada barra origem. No caso de transformadores este campo deve ser preenchido com o número da barra ao qual o tap está conectado fisicamente.

Barra destino. Colunas (9-12)

Entre com o número da barra que será considerada barra destino. Se um transformador está sendo identificado,

este número deverá corresponder ao número da barra do lado oposto ao seu tap.

Resistência (percentual). Coluna (18-23)

Este campo contém a resistência de cada linha ou transformador expressa em percentagem de uma base MVA conveniente. Este campo pode ser deixado em brancos para circuitos em que a resistência seja desprezível.

Reatância(percentual). Colunas (24-29)

Este campo contém a reatância de cada linha do transformador expressa em percentagem da mesma base MVA usada para a resistência.

Susceptância. Colunas (30-35)

Este campo contém a susceptância total em MVAR para cada linha. O programa divide o total por dois e cria um modelo π (quadripolo equivalente da linha) adotando metade do valor para cada barra terminal. O campo pode ser deixado em branco para circuitos que tenham susceptância desprezível.

Tap do Transformador. Colunas (36-40)

Os transformadores são distinguidos das linhas de transmissão pela informação de seu 'tap'. Para transformadores entre com a estimativa inicial do tap. Para transformadores de tap fixo, entre com sua relação de transformação.

Este campo permanecer em branco para linhas de transmissão.

Base (MVA). Colunas (69-72)

O programa normalmente assume qual resistência e a reatância do circuito são dadas em percentagem na base 100MVA. Se os dados forem utilizados em outra base, o programa converterá a resistência e a reatância na base especificada nesse campo para a base de 100MVA. O programa é preparado para aceitar automaticamente dados na base de 100MVA. Portanto, todo circuito que tenha base diferente, deverá tê-la especificada neste campo.

Identificação da linha. Colunas (78-80)

Este campo não é aproveitado pelo programa de fluxo de potência, mas pode ser usado para identificar a linha por uma descrição alfanumérica.

A.2.4 - CARTÃO DE CONTROLE 05: LÊ DADOS DE BARRAS

O cartão de controle 05 indica o início dos cartões de dados de barra. Quando o programa encontra o cartão código 05, ele inicia a leitura dos cartões que se seguem processando-os como dados de barra até que seja lido um cartão com os dígitos 9999 nas colunas 1-4, indicando o fim dos dados.

O programa automaticamente listará os dados lidos.

1 - Entre com 05 nas colunas 2-3 do cartão de controle.

2 - Se a listagem dos dados de entrada não for desejada, entre com o dígito 1 na coluna 10 do cartão de controle.

3 - O cartão código 05 deve ser imediatamente seguido do primeiro cartão de dados de barra. A massa de dados deverá terminar com um cartão com os dígitos 9999 nas colunas 1-4.

4 - Os dados de barra tem que ser fornecidos após os dados de linha e transformador.

Número da barra. Colunas (1-4)

Entre com o número da barra exatamente como nos dados de linhas e transformadores. Todos os números de barra devem ser ajustados à direita, pois o programa assumirá ze-

ros para as colunas deixadas em branco. Um cartão com número 9999 nas colunas 1 a 4 assinala o fim dos dados de barra.

Tipo de barra. Coluna 8

Esse campo designa o tipo da barra. Ele deverá conter um dos dígitos abaixo:

0(ou branco)= É a barra que tem a carga e/ou geração com reativo fixado.

1 = A barra é do tipo de tensão regulada (geração de reativo variável).

2 = A barra é uma barra "swing". A ausência de pelo menos uma barra "swing" resultará em erro fatal.

Nome da barra. Colunas (10-21)

Entre com a designação alfanumérica da barra. Recomenda-se a utilização dos três últimos caracteres para representar a tensão da barra.

Tensão na barra. Colunas (25-26)

Este campo contém a tensão estimada para a barra em P.U.. A tensão nas barras "swing" ficam fixados nos valores

designados (não serão alteradas pelo processo interativo). Se nenhuma tensão for especificada, o programa assumirá o valor da tensão da barra "swing".

Ângulo da barra. Colunas (27-30)

Este campo contém uma estimativa do ângulo da tensão da barra em relação a barra "swing". O ângulo designado para a barra "swing" deverá permanecer constante. Se nenhuma estimativa for feita o campo deve ser deixado em branco.

Geração ativa (MW). Colunas (31-35)

Entre com a geração desejada em MW. Se o campo for deixado em branco, o programa entra automaticamente com zeros.

Geração reativa (MVAR). Colunas (36-40)

Se uma geração reativa constante for desejada, entre com o valor em MVAR nesse campo. Se uma geração reativa variável for especificada, o campo poderá ser deixado em branco.

Carga ativa (MW). Colunas (56-60)

Entre com a carga em MW. Este campo deve ser ajustado a direita.

Carga reativa (MVAR). Colunas (61-65)

Entre com a carga em MVAR. Este campo deve ser ajustado a direita.

Capacitor/reator (MVAr). Colunas(66-70)

Esse campo contém o total em MVAR de capacitores estáticos ou reatores nas condições de tensão de 1,0 P.U.. Esses totais são convertidos, pelo programa, em susceptâncias P.U., na base 100 MVA. Se a barra possuir capacitores estáticos, o carregamento de MVAR será um número positivo, se possuir reatores, o carregamento de MVAR será um número negativo. Se a barra não tiver capacitores nem reatores, deixe o campo em branco.

A.2.5 - CARTÃO DE CONTROLE 07: LÊ REMOÇÃO DE LINHA OU TRANSFORMADOR

Quando um cartão de controle 07 é lido, o programa assumirá que o cartão seguinte contém dados de linha ou transformador que deve ser retirado para formação da confi-

guração pós-defeito do sistema. Estes dados são lidos segundo o mesmo formato de código 04.

1 - Entre com 07 nas colunas 2-3 do cartão de controle.

2 - O cartão de código 07 deve ser imediatamente seguido pelo primeiro cartão contendo alterações dos dados de linha ou transformadores.

4 - Os dados necessários a remoção da linha:

Barra origem. Colunas (1-4)

Entre com o número de uma das barras terminais do circuito que será considerada barra origem. No caso de transformadores este campo deve ser preenchido com o número da barra ao qual o tap está conectado fisicamente.

Barra destino. Colunas (9-12)

Entre com o número da barra que será considerada barra destino. Se um transformador está sendo identificado, este número deverá corresponder ao número da barra do lado oposto ao seu tap.

Código de remoção de linha. Coluna (6)

Entre com 1 na coluna 6 para remover linha ou transformador do caso base.

A.2.6 - CARTÃO DE CONTROLE 16: DADOS DOS ROTORES DAS MÁQUINAS SÍNCRONAS

O cartão de controle 16 assinala o início dos cartões de dados de máquina. Quando o programa encontra o cartão de controle 16 ele lê e processa os cartões que se seguem como dados de máquina, até que seja lido um cartão com os dígitos 9999 nas colunas 2-5 indicando o fim destes dados. Para cada máquina deve-se utilizar um e somente um cartão de dados.

O programa fornece automaticamente uma listagem destes dados. Se esta listagem não for necessária, entre com o dígito 1 na coluna 10 do cartão de controle 16.

Para cada barra deve ser fornecido um e somente um cartão de dados de máquina.

No caso de mais de uma máquina ligada a mesma barra, deve ser fornecido os dados da máquina equivalente.

1 - Entre com 16 nas colunas 2-3 do cartão de controle. Todas as demais colunas devem estar em branco.

2 - O primeiro cartão de dados de máquina deve ser colocado imediatamente após o cartão de controle 16. O último cartão de dados deve ser

imediatamente seguido de um cartão com os dígitos 9999 nas colunas 2-5.

3 - O conjunto de dados rotores deve ser colocado após os dados de barra.

4 - Entre com os dados das máquinas nas colunas correspondentes aos campos definidos a seguir.

Número de barra. Colunas (2-5)

Número da barra na qual a máquina está ligada. Somente uma máquina pode ser ligada em uma determinada barra. Esta numeração deve ser compatível com a fornecida dos dados de linhas, transformadores e barras.

Reatância transitória. Colunas (6-12)

Reatância transitória de eixo direto expresso em percentagem de base 100Mva. Este campo não poderá estar em branco nem conter valores negativos. No caso de mais de uma máquina ligada a mesma barra deve ser fornecido o valor correspondente a máquina equivalente.

Constante de inércia H. Colunas (37-44)

Valor da constante de inércia H em segundos, na base 100MVA. Este campo não poderá conter um valor negativo e se for deixado em branco o programa adotará o valor 10E4, considerando, então, que o rotor possui uma inércia infinita. No caso de mais de uma máquina ligada a mesma barra deve ser fornecido o valor correspondente a máquina equivalente

A.2.7 - CARTÃO DE CONTROLE 26: EXECUTA SIMULAÇÃO

O código de operação 26 faz o programa ler o cartão seguinte contendo o número da barra onde ocorre o defeito e determinar o tempo crítico de eliminação deste defeito, pelo chaveamento da linha ou transformador especificado na última execução do cartão de controle 07.

- 1 - Entre com 26 nas colunas 2-3 do cartão de controle. Todas as demais colunas devem estar em branco.
- 2 - Entre com o número da barra onde ocorre o defeito, nas colunas 1-4 do cartão imediatamente após o cartão de controle 26.
- 3 - Entre com o número da barra onde está o gerador crítico, nas colunas 5-8. Ficando em branco este campo o programa escolherá como máquina crítica a de menor constante H.

A.2.8 - CARTÃO DE CONTROLE 30: FIM DE PROCESSAMENTO

O cartão de controle 30 assinala o fim do processamento do caso e deverá ser o último cartão de controle a ser lido durante um processamento. Entre com 30 nas colunas 2-3 do cartão de controle.

LISTAGENS DO
RELATÓRIO DE SAÍDA DO
PROGRAMA CIAE

CRITERIO DE IGUALDADE DE AREAS ESTENDIDO
SISTEMA CHESF
DADOS DE LINHAS E TRANSFORMADORES

INHA	DA BARRA	PARA BARRA	RESISTENCIA PERCENTUAL	REATANCIA PERCENTUAL	SUSCEPTANCIA MVAR	TAP PU
1	26	28	.100	.560	.960	
2	26	30	2.940	16.580	29.500	
3	26	30	2.940	16.580	29.500	
4	37	36	.040	.200	.340	
5	24	23	.225	2.887	287.840	
6	30	31	1.470	8.070	14.560	
7	30	31	1.470	8.240	14.500	
8	30	31	1.470	8.240	14.360	
9	30	27	2.940	16.230	29.540	
10	31	32	3.850	21.820	38.180	
11	31	32	3.850	21.290	37.400	
12	31	32	3.850	21.290	37.580	
13	32	14	2.970	16.770	29.380	
14	32	14	2.970	16.060	30.440	
15	32	14	2.970	16.060	30.440	
16	33	14	3.750	21.250	36.840	
17	33	34	2.900	16.340	28.340	
18	34	35	2.680	15.090	25.900	
19	35	38	3.280	18.550	32.000	
20	35	36	3.520	19.930	34.840	
21	35	36	3.520	19.920	34.920	
22	38	39	1.660	9.320	15.900	
23	39	40	1.830	10.290	17.740	
24	27	29	.100	.560	.960	
25	17	18	.290	4.180	439.400	
26	18	19	.212	2.686	273.120	
27	20	19	.233	2.971	303.320	
28	20	21	.206	2.620	263.800	
29	41	21	.260	3.780	390.980	
30	21	22	.365	4.796	505.370	
31	22	23	.185	2.356	235.530	
32	24	25	.321	4.185	427.640	
33	26	5	.000	15.670	.000	.980
34	26	3	.000	3.015	.000	1.027
35	26	17	.000	1.150	.000	.943
36	28	9	.000	11.640	.000	.978
37	37	11	.000	10.640	.000	1.025
38	42	21	.000	2.960	.000	.896
39	42	13	.000	3.350	.000	1.050
40	43	22	.000	1.230	.000	.919
41	43	1	.000	2.247	.000	1.050
42	16	25	.000	.735	.000	.923
43	16	6	.000	3.125	.000	1.025
44	15	23	.000	3.400	.000	.933
45	15	4	.000	6.250	.000	1.025
46	27	7	.000	3.015	.000	1.027
47	27	17	.000	1.150	.000	.943
48	29	8	.000	5.835	.000	.978
49	36	20	.000	2.910	.000	.973
50	40	41	.000	.575	.000	.923
51	17	2	.000	.445	.000	1.050
52	18	10	.000	1.100	.000	1.025
53	24	12	.000	.792	.000	1.050

=====

CRITERIO DE IGUALDADE DE AREAS ESTENDIDO
SISTEMA CHESF
DADOS DAS BARRAS

=====

BARRA NO	BARRA TIPO	TENSAO MODULO PU	SAO ANGULO GRAUS	GERACAO ATIVA MW	CAO REATIVA MVAR	CARGA ATIVA MW	CA REATIVA MVAR	CAPACITOR / REATOR MVAR
1	1	1.030	36.00	.00	275.90	.00	.00	.00
2	2	1.020	.00	1799.00	-429.00	.00	.00	.00
3	1	1.020	.50	378.00	47.90	.00	.00	.00
4	1	1.030	45.20	.00	66.30	.00	.00	.00
5	1	1.040	-.90	60.00	-11.10	.00	.00	.00
6	1	1.020	49.70	.00	150.30	.00	.00	.00
7	1	1.020	1.20	378.00	54.40	.00	.00	.00
8	1	1.030	-.50	136.00	-46.00	.00	.00	.00
9	1	1.030	-1.40	68.00	-25.50	.00	.00	.00
10	1	1.050	14.80	750.00	-26.10	.00	.00	.00
11	1	1.050	18.00	102.00	36.50	.00	.00	.00
12	1	1.030	62.50	1180.00	-9.60	.00	.00	.00
13	1	1.020	18.70	.00	162.60	.00	.00	.00
14	0	1.030	-48.00	.00	.00	357.00	-54.20	-40.00
15	0	1.015	45.20	.00	.00	25.50	10.70	.00
16	0	.998	49.70	.00	.00	320.60	106.00	100.00
17	0	1.094	-4.30	.00	.00	2093.00	-711.00	-300.00
18	0	1.082	10.60	.00	.00	155.30	-60.10	-350.00
19	0	1.092	12.30	.00	.00	20.20	7.20	-205.00
20	0	1.081	14.60	.00	.00	.00	.00	-309.00
21	0	1.093	18.80	.00	.00	.00	.00	-492.00
22	0	1.081	36.30	.00	.00	.00	.00	-398.00
23	0	1.071	45.60	.00	.00	.00	.00	-264.00
24	0	1.086	57.50	.00	.00	19.90	12.00	-158.00
25	0	1.072	50.90	.00	.00	.00	.00	-320.00
26	0	1.039	-5.80	.00	.00	446.20	-65.50	.00
27	0	1.037	-5.20	.00	.00	489.60	-75.20	.00
28	0	1.038	-5.60	.00	.00	.00	.00	.00
29	0	1.036	-4.70	.00	.00	.00	.00	.00
30	0	1.050	-21.00	.00	.00	32.30	2.80	.00
31	0	1.064	-27.00	.00	.00	79.40	-102.00	-30.00
32	0	1.050	-40.00	.00	.00	72.00	-14.40	-30.00
33	0	.980	-37.00	.00	.00	53.50	-34.40	-2000.00
34	0	.935	-20.00	.00	.00	21.40	-5.40	-20.00
35	0	.965	-2.20	.00	.00	99.00	34.00	-10.00
36	0	1.043	12.10	.00	.00	.00	.00	.00
37	0	1.044	12.20	.00	.00	15.00	1.20	-20.00
38	0	.976	1.70	.00	.00	25.80	.30	-10.00
39	0	.976	5.30	.00	.00	29.10	10.90	-20.00
40	0	1.004	10.70	.00	.00	291.40	13.86	60.00
41	0	1.085	11.70	.00	.00	.00	.00	-200.00
42	0	1.015	18.70	.00	.00	5.60	1.90	.00
43	0	1.018	36.00	.00	.00	45.50	16.60	.00

=====

=====

CRITERIO DE IGUALDADE DE AREAS ESTENDIDO
SISTEMA CHESF
DADOS DOS ROTORES DOS GERADORES

=====

BARRA NO	REATANCIA TRANSITORIA PERCENTUAL	CONSTANTE DE INERCIA H MJ/MVA
1	10.000	5.940
2	1.210	127.200
3	5.950	21.400
4	23.300	2.170
5	35.000	4.340
6	9.650	5.620
7	5.950	21.400
8	9.200	9.880
9	18.400	4.940
10	3.280	41.350
11	23.000	4.280
12	1.790	67.200
13	15.000	4.400

=====

=====

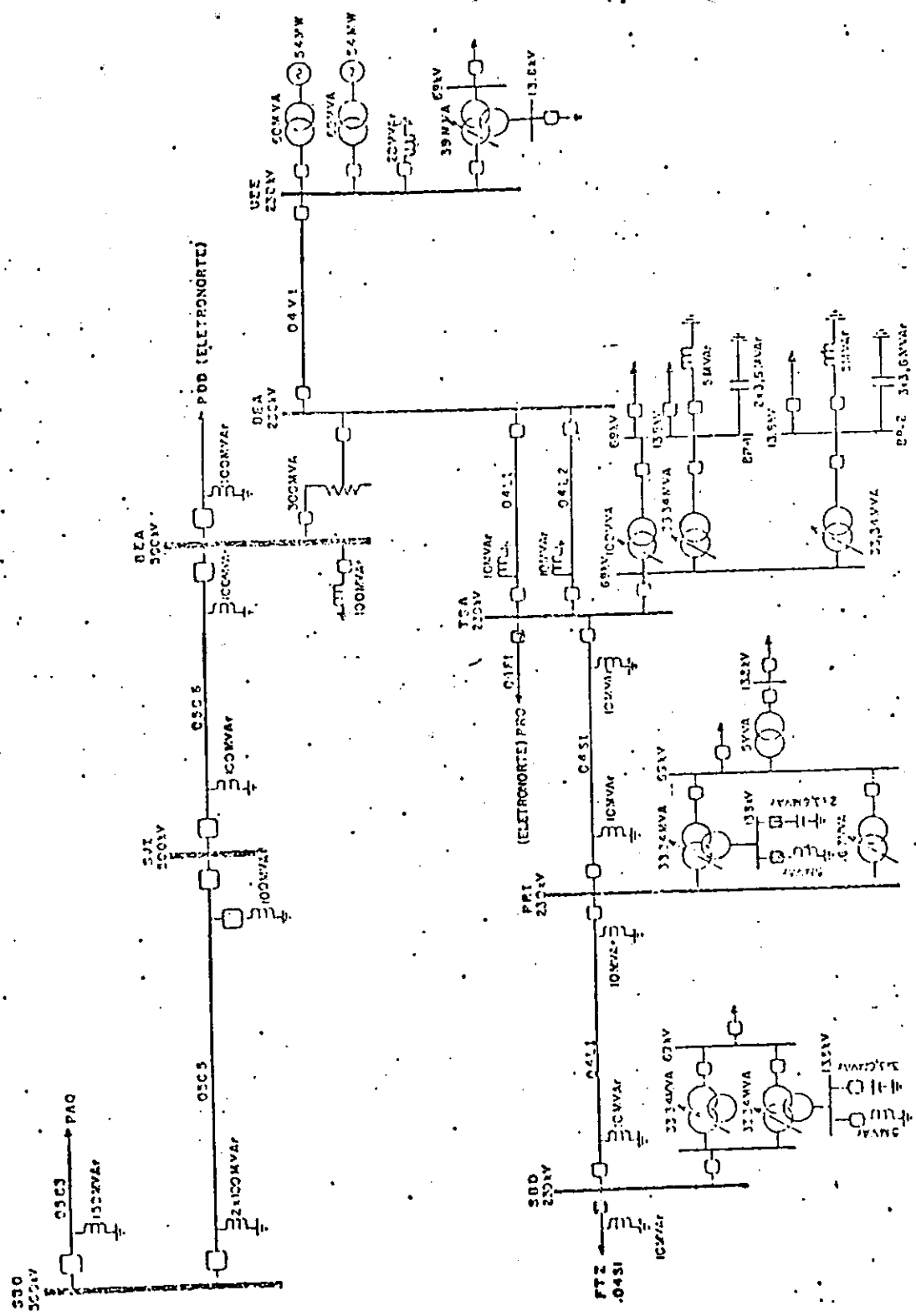
CRITERIO DE IGUALDADE DE AREAS ESTENDIDO
SISTEMA CHESF
TEMPO CRITICO

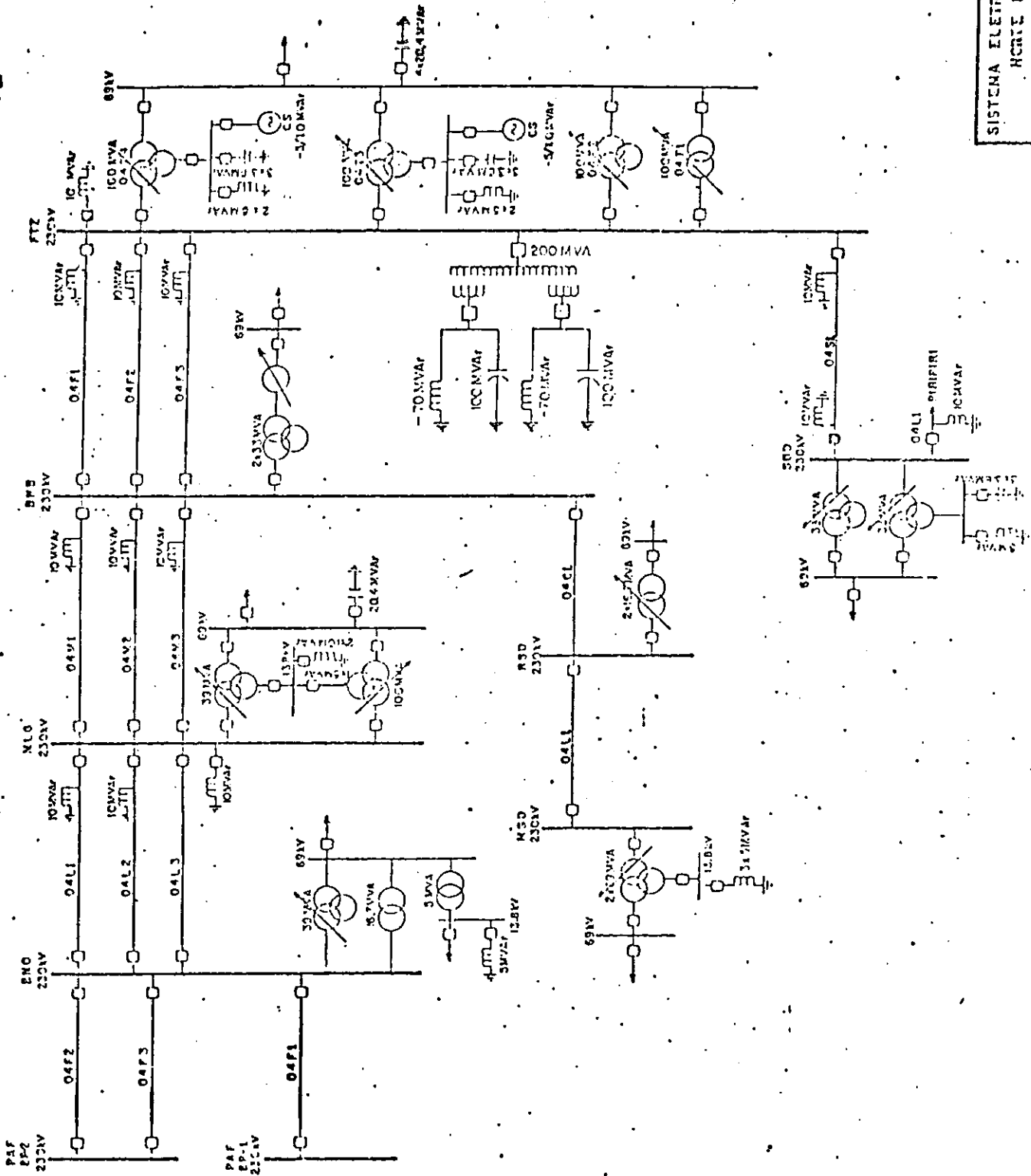
=====

BARRA EM CURTO-CIRCUITO = 18
LINHA/TRAFO RETIRADO = 18 - 19
MAQUINA CRITICA = 11
TEMPO CRITICO (S) = .28
TEMPO CRITICO (CICLOS) = 16.8

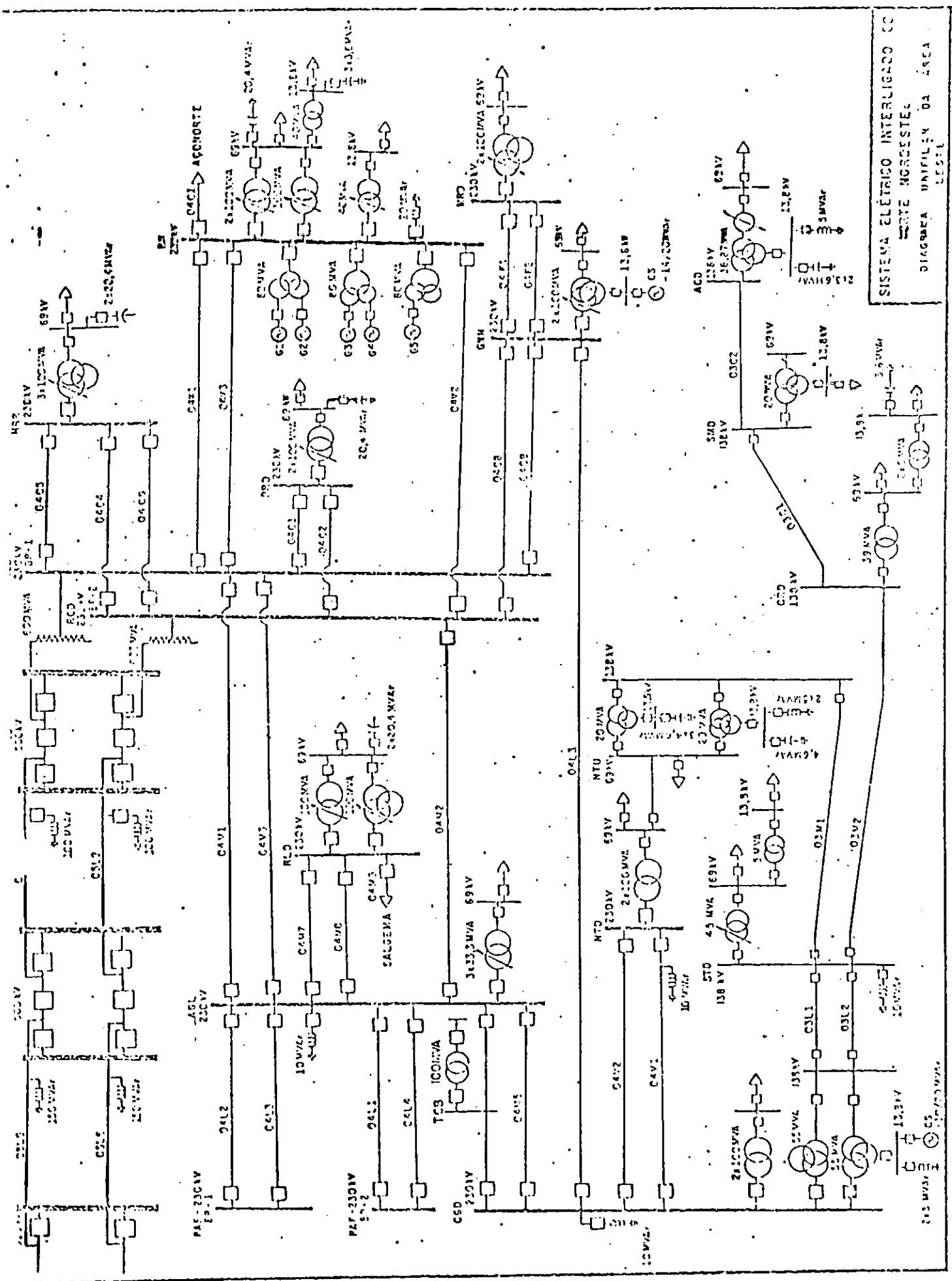
=====

DIAGRAMAS
UNIFILARES
DO
SISTEMA
CHESF

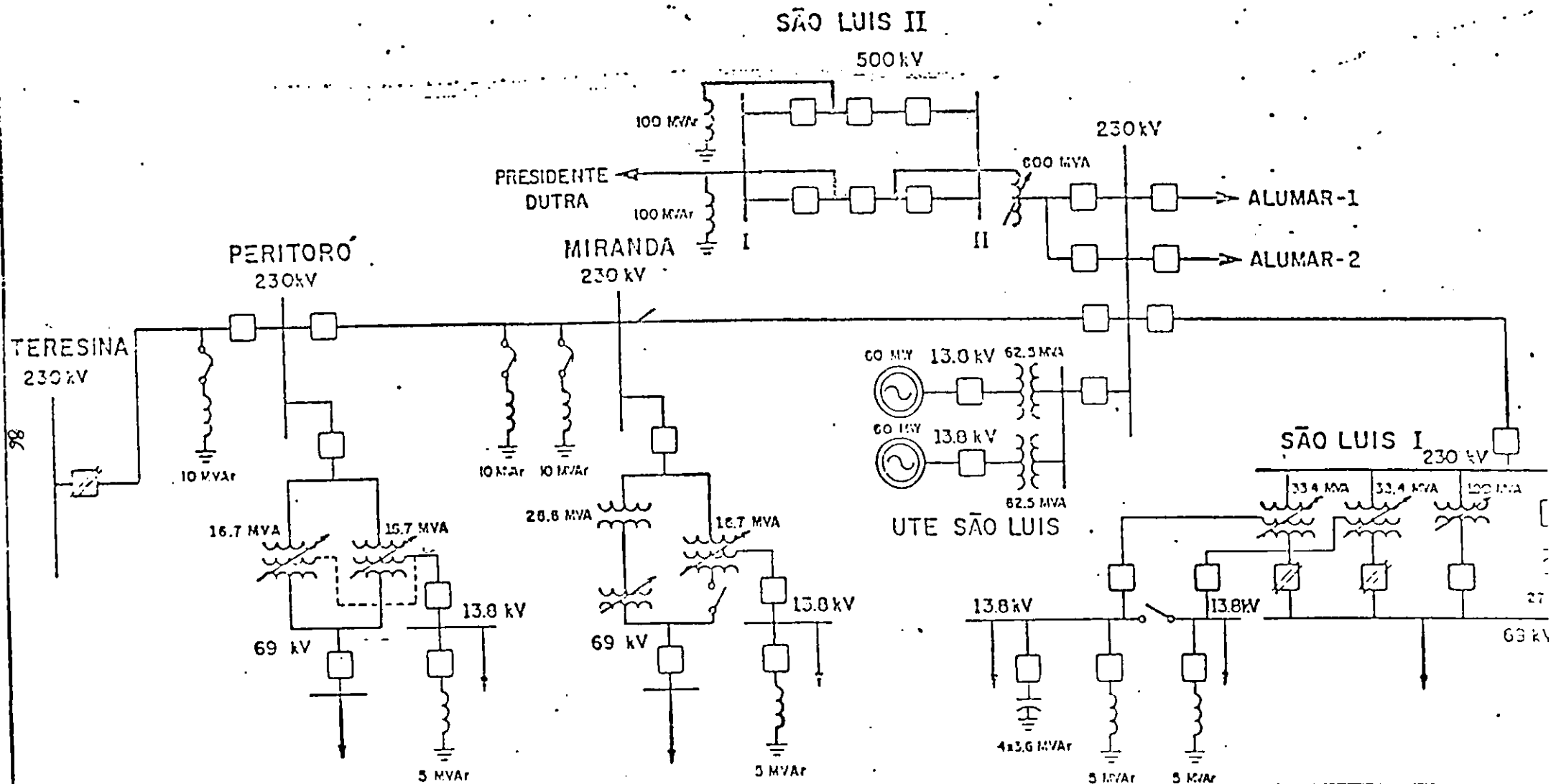




SISTEMA ELÉTRICO INTERLIGADO DE
 HCRTE NOROESTE
 DIAGRAMA UNIFICADO DA ÁREA



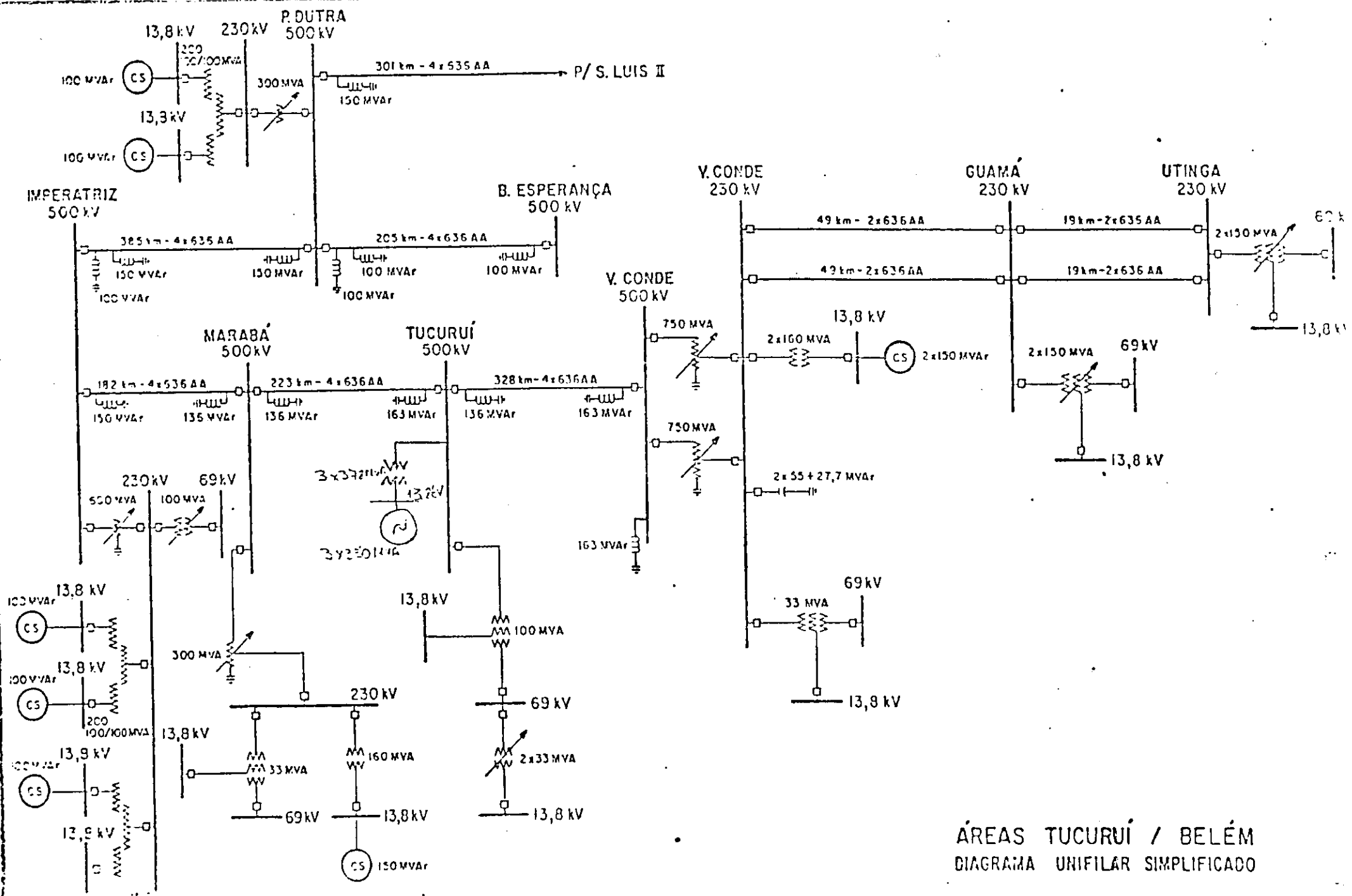
SISTEMA ELÉTRICO INTERLIGADO CC
 PARTE HORRISTEEL
 DIAGRAMA UNIFILAR DA ÁREA



LEGENDA

- DISJUNTOR ABERTO
- DISJUNTOR FECHADO

CONFIGURAÇÃO DA ÁREA MABA
 230 kV - CONDIÇÃO NORMAL
 DE OPERAÇÃO



ÁREAS TUCURUI / BELÉM
DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

