

TESE

144



ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

MÉTODO DE DETERMINAÇÃO DE ÍNDICE QUALITATIVO DE SEGURANÇA
PARA A ANÁLISE DAS CONDIÇÕES OPERATIVAS
DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

LUIZ ARTUR PECORELLI PERES

JANEIRO - 1977

DECLARAÇÃO DE AUTORIA

Este trabalho é dedicado a minha esposa Sonia e aos meus filhos Nelson e Leonardo.

Este trabalho é dedicado
a minha esposa Sonia e
aos meus filhos Nelson e
Leonardo.

AGRADECIMENTO E HOMENAGEM

Resumindo todos os esforços na elaboração deste trabalho seria sem dúvida injusto não citar e agradecer ao Prof. Armando Ribeiro Araújo, ao Prof. Heloi José Fernandes Moreira, ao companheiro Sergio Mario Amado e homenagear póstumamente o Prof. José Sétimo Oliveira Borges pelas colaborações e incentivos na elaboração desta monografia. Além disso gostaria de mencionar a boa vontade das secretárias do Departamento de Sistemas Elétricos de FURNAS - CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. na datilografia do texto preliminar.

PREFÁCIO

Esta tese pretende apresentar um método de determinação de um índice que traduza a qualidade e segurança das condições operativas de um sistema. Mais, especificamente, utilizando a transformação matricial de Kron e um algoritmo desenvolvido no trabalho calcula-se o comportamento da variação da potência ativa em relação a posição angular dos rotores das diversas máquinas do sistema.

Por tratar-se de um método de solução de equações lineares, seu cálculo em computador pode ser realizado em tempo consideravelmente curto, prestando-se portanto para utilização em centros de operação "on-line".

Devido a alguns assuntos abordados na tese serem recentes na literatura técnica, algumas palavras utilizadas no texto são empregadas na sua forma original em inglês entre aspas por não haver o equivalente em português vulgarizado pelo uso ou já normalizado.

Í N D Í C EP A R T E I

1. APRESENTAÇÃO DO TEMA - IMPORTÂNCIA	1
1.1. INTRODUÇÃO.....	1
1.2. BREVE RETROPESCTIVA HISTÓRICA	2
1.3. CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE O CONTROLE DE SEGURAN	
ÇA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA	6
1.3.1. CONTROLE DE SEGURANÇA	6
1.3.2. ESTADOS OPERATIVOS	6
1.3.3. O CONCEITO DE SEGURANÇA DE SISTEMA	9
1.3.4. CONTROLE DE SEGURANÇA	10
2. OBJETO DA TESE - MÉTODO PROPOSTO	18
2.1. DEFINIÇÃO DO PROBLEMA	18
2.2. DADOS DO PROBLEMA	22
2.3. DESENVOLVIMENTO DA SOLUÇÃO	23

P A R T E II

3. APLICAÇÃO DO MÉTODO A UM SISTEMA REAL - UTILIZAÇÃO ..	34
3.1. DADOS DO SISTEMA	34
3.2. SIMULAÇÕES CONSIDERADAS	37
3.3. CONCLUSÃO E COMENTÁRIOS A PARTIR DO MÉTODO PRO -	
POSTO	46
4. ANÁLISE COMPARATIVA - CONCLUSÕES.....	48
4.1. MÉTODO DE COMPARAÇÃO ADOTADO	48
4.2. ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS PELO MÉTODO ADOTA	
DO PARA COMPARAÇÃO	55
4.3. COMPARAÇÃO COM O MÉTODO PROPOSTO E SU EST ESTÕES PARA IMPL E ME	
MENTAÇÃO	58
BIBLIOGRAFIA	63

1. APRESENTAÇÃO DO TEMA - INTRODUÇÃO

1.1. INTRODUÇÃO

A evolução da ciência e tecnologia é o resultado de um processo contínuo de descobertas e inovações. Este processo é influenciado por diversos fatores, como o ambiente social, econômico e político. A interação entre esses fatores é essencial para o avanço da humanidade.

P A R T E I

Particularmente, a ciência e a tecnologia são fundamentais para o desenvolvimento humano. Elas permitem a compreensão do mundo e a criação de soluções para os problemas da sociedade. A inovação é o motor que impulsiona o progresso e a melhoria da qualidade de vida.

- conceitos básicos -

- conceitos de fundamentos -

Em termos gerais, a ciência e a tecnologia são atividades que buscam entender e transformar o mundo. A ciência é o estudo sistemático da natureza, enquanto a tecnologia é a aplicação do conhecimento científico para resolver problemas práticos. Ambas são essenciais para o desenvolvimento humano e a melhoria da qualidade de vida.

1. APRESENTAÇÃO DO TEMA - IMPORTÂNCIA

1.1. INTRODUÇÃO

A evolução e crescimento dos sistemas de potência vem acarretando nos últimos trinta anos modificações profundas no modo da sua operação. O avanço sofrido nestas três décadas no que se refere a equipamentos computacionais, a telecomunicação e a telemedição, permitiu que houvesse uma série de implementações que vêm tornando cada vez mais seguro e confiável o atendimento de energia elétrica aos consumidores.

Particularmente, o problema da segurança no funcionamento dos sistemas é nesta década um assunto de grande interesse por empresas de energia elétrica, num esforço de ultrapassar a fase em que a operação destes concentrava-se em dois aspectos principais:

- controle supervisivo
- controle automático da geração

Um terceiro aspecto, controle da segurança, que representa uma nova fase na tarefa de operar um sistema elétrico, inspirou este trabalho cujo objetivo é apresentar um método para determinação de um índice que traduza a qualidade das condições operativas, oferecendo assim ao analista, ao despachante ou ao próprio processo de controle automático uma informação rápida para que medidas preventivas possam ser tomadas em tempo hábil.

1.2. BREVE RETROSPECTIVA HISTÓRICA

A primeira etapa no sentido de automatizar o controle da operação dos sistemas de potência ocorreu por volta de 1930 tanto na Europa como nos Estados Unidos. Nesta época apenas equipamentos de controle supervisivo e de telemetria colocavam as informações das principais subestações e usinas a disposição dos centros de operação.

A partir de 1930 foram introduzidos os equipamentos de controle de potência e frequência. Basicamente o que se procurava era manter a frequência do sistema constante e cumprir os intercâmbios programados com sistemas vizinhos através de sinais enviados aos geradores em serviço para elevar ou diminuir a geração, conforme as variações de carga. Este tipo de controle, que ainda é usado nos dias de hoje, pode ser considerado como o primeiro despacho automático de geração.

No começo de 1950 o controle de potência e frequência foi implementado de tal forma que o despacho de geração atuasse de maneira mais econômica possível. Inicialmente esta tarefa era procedida por equipamentos analógicos, utilizando a teoria dos custos incrementais de geração sem levar em conta as perdas na transmissão. Mais tarde essas perdas passaram a ser incluídas representando assim um grande avanço para a determinação do despacho automático e econômico da geração.

Até este ponto, ou seja, por volta de 1950, a filosofia de utilização dos equipamentos preocupava-se exclusiva

mente com o desempenho econômico apenas de uma empresa e de forma tal que o custo mínimo fosse verificado para uma carga e intercâmbio conhecidos. A partir daí foi incluída a determinação de qual intercâmbio otimizaria economicamente os custos operativos. Esta nova etapa ocorreu no começo de 1960 e foi influenciada por dois fatores. O primeiro causado pela dificuldade de empregar os computadores analógicos, que além de aumentarem o custo seria necessário remove-los periodicamente do controle "on line" para determinação dos intercâmbios. O segundo, foi a introdução de computadores digitais que se mostraram mais adequados para aquelas e outras funções. A primeira aplicação que se tem notícia desses computadores, ocorreu em 1961 empregado pela Detroit Edison Company dos EUA. Estes primeiros sistemas, eram conhecidos como "Digitally Directed Analog Systems".

Verifica-se portanto, que até a época que estamos nos referindo, o computador digital desempenhava uma parcela reduzida das tarefas de um centro de operação. Com o aumento da sua rapidez, confiabilidade e também diminuição do seu custo, sua importância e utilização sofreu um crescimento acentuado tornando-se a peça chave dos Centros de Controle de Energia dos dias atuais.

Ainda com referência a década de 1960 podemos citar as seguintes evoluções:

- A transmissão de dados que era do tipo "quiescent" (só havia nova informação perante um novo "status"), evoluiu para forma contínua ("scan") a cada período de tempo definido.

- A telemedição, que era analógica e seletiva (um ponto de cada vez), passou a ser digital com possibilidades de tomada de informações múltiplas ao mesmo tempo.

Finalmente, em 1965 ocorreu nos Estados Unidos uma contingência em cascata numa área densamente povoada causando graves consequências. Tal fato ficou famoso no meio técnico como "black-out" de Nova York e trouxe como consequência uma série de recomendações governamentais no sentido de operar o sistema elétrico de uma forma confiável e segura. Este objetivo pode ser alcançado devido ao desenvolvimento atingido pelos sistemas de aquisição, processamento e exposição de dados, fazendo com que a década de 1970 possa ser considerada como uma nova era para os centros de controle de energia.

No que se refere ao último aspecto, maior confiabilidade e segurança, constitui nos dias de hoje um dos pontos de maior ênfase pois já dizia um antigo adágio que "prevenir é melhor que remediar", e não há dúvida que toda e qualquer segurança deve ter este objetivo bem caracterizado. Atualmente os centros de operação estão sendo providos além do controle e despacho econômico da geração, também de um suporte extremamente fundamental que é o controle e avaliação da segurança, propiciando assim medidas antecipadas para uma maior confiabilidade e qualidade no fornecimento de energia elétrica. A ilustração que se segue na figura 1.2-1, sintetiza a concepção moderna das funções operativas de um centro de controle de energia.

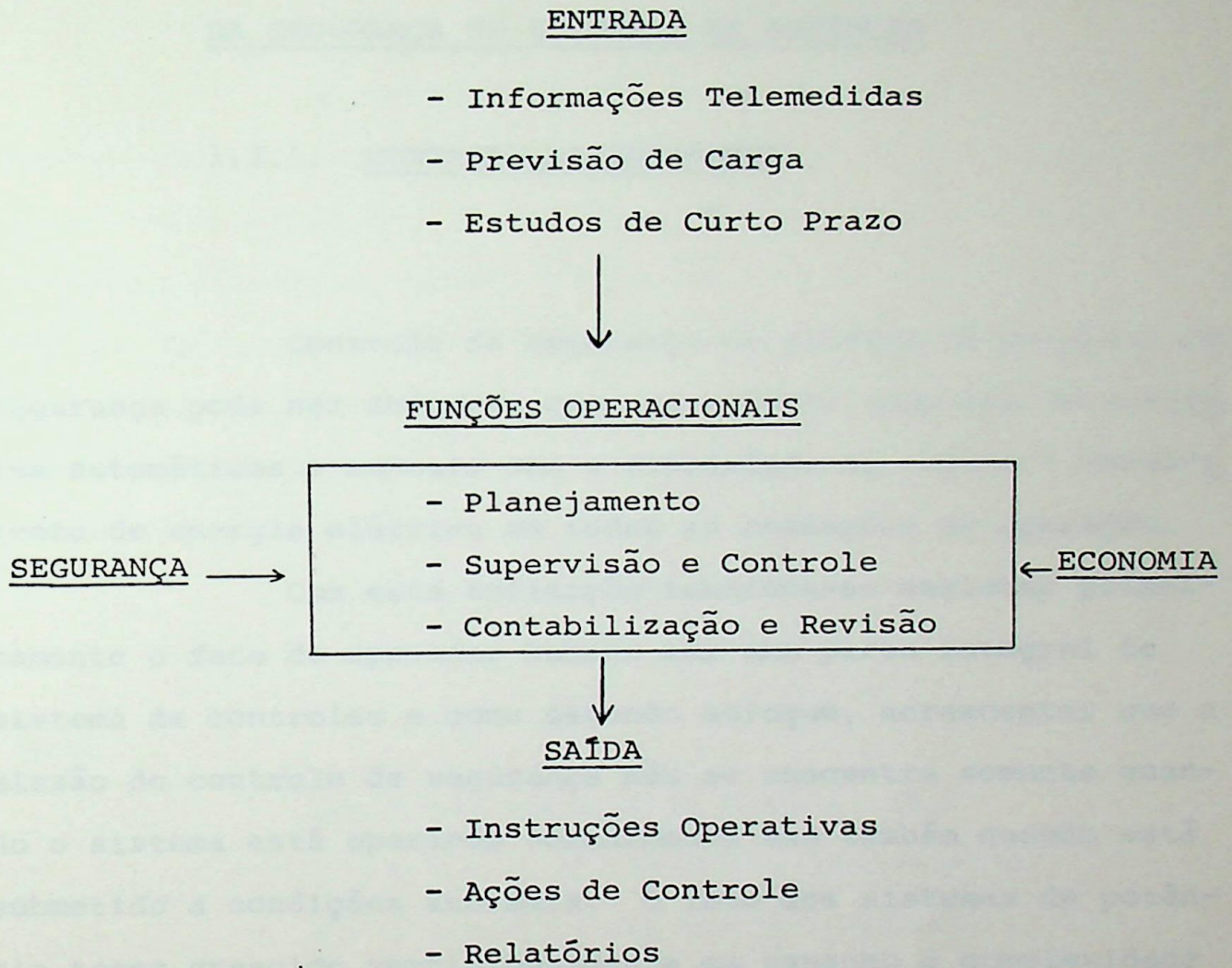


Fig. 1.2-1 - FUNÇÕES OPERATIVAS

1.3. CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE O CONTROLE E AVALIAÇÃO DA SEGURANÇA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

1.3.1. CONTROLE DA SEGURANÇA

Controle da segurança ou sistema de controle de segurança pode ser definido como um sistema composto de controles automáticos e manuais com a finalidade de manter o fornecimento de energia elétrica em todas as condições de operação.

Com esta definição tenciona-se englobar primeiramente o fato do operador humano ser uma parte integral do sistema de controles e como segundo enfoque, acrescentar que a missão do controle de segurança não se concentra somente quando o sistema está operando normalmente mas também quando está submetido a condições anormais. O fato dos sistemas de potência terem crescido vertiginosamente em tamanho e complexidade acarretou extremas dificuldades ao problema de tomar decisões operativas corretas e rápidas.

1.3.2. ESTADOS OPERATIVOS

As condições operativas de um sistemas são classificadas em quatro estados:

- estado normal
- estado de alerta
- estado de emergência

- estado restaurativo

No estado normal, todas as cargas são atendidas, nenhum equipamento ou linha de transmissão está em sobrecarga e não há violação das restrições operativas. O objetivo maior, é sempre permanecer nestas condições sob um custo mínimo e evitar os efeitos possíveis de uma futura contingência. Matematicamente um sistema de potência pode ser considerado operando sob condições expressas através de dois conjuntos de restrições:

$$G(x,u) = 0 \quad (\text{restrições de carga})$$

$$H(x,u) \geq 0 \quad (\text{restrições operativas})$$

onde

G e H são vetores função de x e u

x - é vetor de variáveis dependentes

u - é vetor de variáveis independentes ou variáveis de controle.

Quando as restrições matemáticas são respeitadas, corresponde ao sistema operar em estado normal. Com relação as pequenas variações de carga que ocorrem minuto a minuto, o sistema é visto como mudando de um estado normal para outro estado normal e é dito que o sistema está operando numa condição "quasy - steady - state".

O estado de alerta é semelhante ao estado normal no que se refere ao atendimento das cargas e no fato de que nenhum equipamento ou linha esteja em sobrecarga, entretanto uma severa emergência foi detectada. Nesta situação o

objetivo é tentar voltar ao estado normal em um tempo mínimo possível.

O estado de emergência caracteriza-se por haver algumas cargas não atendidas ou algum equipamento em sobrecarga. Neste estado as restrições de carga e operativas não são totalmente atendidas e o objetivo consiste em evitar que a emergência se estenda a outros pontos do sistema. O estado de emergência é ocasionado por dois tipos de contingências:

- Emergência de estado permanente, isto é, aquelas que não ocasionam instabilidade no sistema. Este tipo de emergência pode ser tolerado por um certo período de tempo durante o qual uma determinada medida corretiva deve ser tomada.
- Emergências dinâmicas, ou melhor, aquelas que ocasionam instabilidade no sistema. Este tipo de emergência decorre normalmente do sistema estar operando sob um conjunto de condições vulneráveis. Estas condições são bastante imprevisíveis já que dependem de fatores tais como configuração, despacho do sistema de geração, condições de tensão nos barramentos etc. Deve-se evitar portanto que o sistema opere "vulneravelmente" através de processamentos prévios em computador que ofereçam indicações para identificar esta situação.

O estado restaurativo é decorrente de uma emergência que já foi estabilizada mesmo havendo ainda violação das restrições operativas. O objetivo aqui é retornar no menor tempo possível ao estado normal.

A fim de apresentar uma visualização dos quatro estados operativos é apresentado a seguir na figura 1.3-1 um diagrama de blocos que mostra a interrelação entre eles.

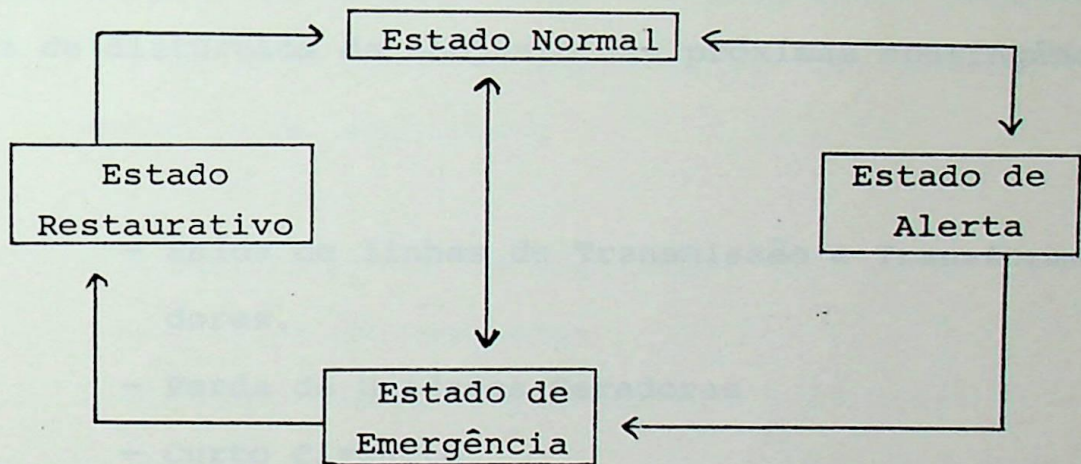


Fig. 1.3-1

1.3.3. O CONCEITO DE SEGURANÇA DE SISTEMA

Segurança de sistema pode ser definida como a habilidade de um sistema de potência operando em estado normal, resistir a um distúrbio sem que passe a funcionar em estado de emergência. Nestas condições, o sistema é dito ser seguro. Por outro lado, um sistema é dito operando em estado normal inseguro se existe um distúrbio para o qual o sistema passe a operar em estado de emergência. É claro que a consideração de todo o conjunto de possíveis contingências acarre-

taria na impossibilidade de se encontrar um sistema seguro. Entretanto, do ponto de vista prático a segurança do sistema é avaliada tomando como referência um número arbitrário de distúrbios "acreditáveis de acontecer" e que constituem um subconjunto de todas as contingências possíveis. Este subconjunto é chamado "conjunto das próximas contingências", cujas consequências devem ser avaliadas previamente para o próximo período de tempo, sendo este considerado em termos de minutos. Os principais tipos de distúrbios do conjunto das próximas contingências são:

- Saída de linhas de Transmissão e Transformadores.
- Perda de Unidades Geradoras
- Curto Circuito

A avaliação global das próximas contingências permitirá detectar aquelas que correspondam a um estado normal seguro ou inseguro. Observa-se portanto que a intenção é prevenir e controlar o sistema para que este opere o maior tempo possível em estado normal seguro. Esta é sem dúvida uma filosofia de operação substancialmente diferente das tradicionalmente empregadas.

1.3.4. CONTROLE DA SEGURANÇA

Os novos centros de operação de sistemas de po-

tência enfatizam de forma marcante o "controle preventivo". Em outras palavras, tal tarefa possui características bem mais amplas do que simplesmente controlar a geração para que atenda a carga economicamente, pois é sua função também avaliar as condições atuais do sistema para que seja determinada a sua segurança em ambos os tipos de contingência (de estado permanente e dinâmicas)e, além disso obter também a medida correta a ser tomada no caso do sistema estar operando em estado normal inseguro. Três importantes atividades são necessárias para exercer o controle da segurança:

- Monitoramento da Segurança
- Análise da Segurança
- Otimização da Segurança sob Restrições

Por monitoramento da segurança entende-se a medição e a exibição dinâmica ao operador humano das condições atuais de operação de um sistema de potência. Faz parte de um efetivo monitoramento da segurança uma extensa gama de equipamentos de computação, telecomunicação e telemedição. Para a aquisição de todos os dados necessários a cada poucos segundos e o envio destes ao centro de operação é necessário um sistema de aquisição de dados super veloz associado a um sistema central de computação que opere em tempo real, supervisione os dados recebidos, processe esses dados e apoie o subsistema de exibição de informações em painéis luminosos. Além disso, integra de maneira fundamental este sistema, os interfaces homem

máquina como por exemplo, os "CRT's" coloridos que permitem informações essenciais ao operador e com as quais poderá iniciar importantes decisões.

Finalmente todo este conjunto de equipamentos e programas, envolve inevitáveis problemas de erros nas medições e transmissão de dados, o que tem justificado a utilização de medidas redundantes com o objetivo de obter as melhores estimativas das variáveis do sistema. Esta função é referida na prática como estimativa de estado ("State Estimation") e constitui-se indubitavelmente uma das maiores preocupações dos projetos de centros de operação.

Análise de segurança é a investigação processada no sistema através da simulação do conjunto das próximas contingências. Ela pode ser elaborada tanto para emergências de estado permanente como dinâmicas, apesar de haver uma tendência de caracterizá-las separadamente. A razão principal para esta atitude consiste na dificuldade de implementação de uma análise de segurança para emergências dinâmicas. Por outro lado, a análise de segurança para emergências em estado permanente dispõe de diversos processos atualmente em uso. Basicamente a análise da segurança, é exercida a partir de duas informações principais: resultados de estudos de planejamento a curto prazo, onde se estabelecem e classificam-se situações de emergência para o sistema e de dados presentes do sistema através do estimador de estado. Com estes conhecimentos é possível definir antecipadamente situações mais realistas e prováveis para o sistema com a finalidade de reconhecer e prevenir a operação destes, em zonas de perigo. O trabalho aqui apre-

sentado tem como objetivo dar condições de auxiliar esta análise de uma forma simples e rápida a partir de um índice cujo método de cálculo será descrito no item 2. Portanto, o assunto a que se refere esta tese, dentro do problema do controle da segurança de sistemas de potência, situa-se exatamente na busca de um valor que caracterize a região do seu funcionamento, permitindo assim oferecer subsídios ao despachante ou ao engenheiro uma informação mais concreta das condições operativas. Esta idéia em outras áreas já é grandemente utilizada e, sem dúvida, tem-se mostrado eficiente a utilização de um critério puramente numérico para a determinação dos limites de operação seja de um gerador, de um transformador, de uma linha de transmissão, etc...

Por otimização da segurança sob restrições entende-se a verificação de um sistema considerado inseguro pela análise de segurança pode tornar-se seguro através de modificações das condições operativas. Esta tarefa constitui-se em um novo problema no qual deve-se achar a melhor condição de funcionamento que satisfaça não somente as restrições de segurança. Isto é, minimizar $F(x,u)$ submetido a

$$G(x,u) = 0 \quad \text{restrições de carga}$$

$$H(x,u) \geq 0 \quad \text{restrições operativas}$$

$$S(x,u) \geq 0 \quad \text{restrições de segurança}$$

onde F , é a função que define o custo da operação

O vetor função de segurança S deve então consistir de todas as restrições de carga e operativas para cada uma das próximas contingências cuja ocorrência causaria um estado de emergência.

Um outro modo pelo qual se obtém este vetor, seria por intermédio da análise de segurança pelo método do reconhecimento de condições simuladas ("pattern recognition method") e que foi deixada para ser comentado neste momento, pois trata-se da elaboração de várias contingências prévias ("off-line") cujos resultados são classificados e armazenados no computador e, por comparação ("on line") é possível identificar a situação presente do sistema com uma situação estudada anteriormente em todos os detalhes. A otimização da segurança sob restrições deve determinar então, a melhor ação corretiva para tornar o sistema seguro. O custo adicional para executar esta ação corretiva permitirá decidir executá-la ou não.

A ação combinada do monitoramento da segurança, análise de segurança e por último a otimização da segurança sob restrições compõem uma forma tática de agir. Presentemente constitui a única maneira viável de executar um controle preventivo "on line" ou "real time" e é lógico que aumenta tremendamente a habilidade de um sistema permanecer seguro. O controle em emergência e o controle restaurativo seriam também necessários para um completo sistema de segurança. Entretanto, tais controles são difíceis de serem desenvolvidos e implementados por razões as mais variadas; uma delas se deve ao fato que o controle preventivo é relativamente fácil de ser incluído bem como adaptável a capacidade tecnológica e aos conhecimentos analíticos atuais. Desta forma, a maioria das aplicações de controle da segurança que vem sendo desenvolvidas estão dentro da área do controle preventivo. A pesquisa e desenvolvimento do controle de emergências e o controle restaurati-

vo são correntemente aceitos como de menor prioridade e nenhuma inovação significativa tem sido até agora apresentada.

O progresso do controle da segurança de sistemas de potência que começou no início de 1970 vem atingindo seu climax através do desenvolvimento das diversas empresas de energia elétrica no mundo. No final de 1973 existiam aproximadamente 30 centros ou já em operação ou em fase de projeto, que poderiam ser classificados como dentro da nova concepção de controle da operação. A seguir são citadas as características principais que compõem estes novos centros lembrando que dificilmente um determinado centro possuirá todas estas funções:

- Estrutura Hierárquica de Sistemas de Computadores.
- Estrutura Hierárquica de Funções de Controle.
- Processadores Duais ou Multiprocessadores Associado a Periféricos Redundantes.
- Telemedição Digital de Dados Associado a Modernos Equipamentos de Aquisição de Dados.
- CRT's com a Possibilidade de Exibição Dinâmica de Gráficos e Esquemas em Forma Interativa.
- Painel Dinâmico a Cores para Exibição do Sistema.
- Controle Automático de Geração.
- Controle do Despacho Econômico.
- Controle Automático de Tensão.
- Restauração Automática de Circuitos.
- Controle Supervisivo.

- Programa de Recursos de Geração (longo, médio e curto prazo).
- Monitoramento da Segurança.
- Estimador de Estado.
- Análise de Segurança de Emergências de Estado Permanente.
- Análise de Segurança de Emergências Dinâmicas.
- Análise Automática de Distúrbios em Sistemas de Proteção.
- Fluxo de Potência "on line".
- Fluxo de Potência Otimizado.
- Curto-Circuito "on line".
- Projeção de Carga a Curto Prazo.
- Projeção de Carga de Barramentos Individualizados.
- Programas de Suporte para as mais variadas finalidades como por exemplo:
 - programa de partida e saída de unidades geradoras.
 - cálculo de transações comerciais com empresas vizinhas.
 - cálculo de reserva de geração.
 - armazenamento e preparação de relatórios estatísticos da operação.

Para finalizar, o item 1 é apresentado na figura 1.3-2 um sumário da estratégia do controle e avaliação da segurança na qual se pode notar o interrelacionamento das di-

versas atividades:

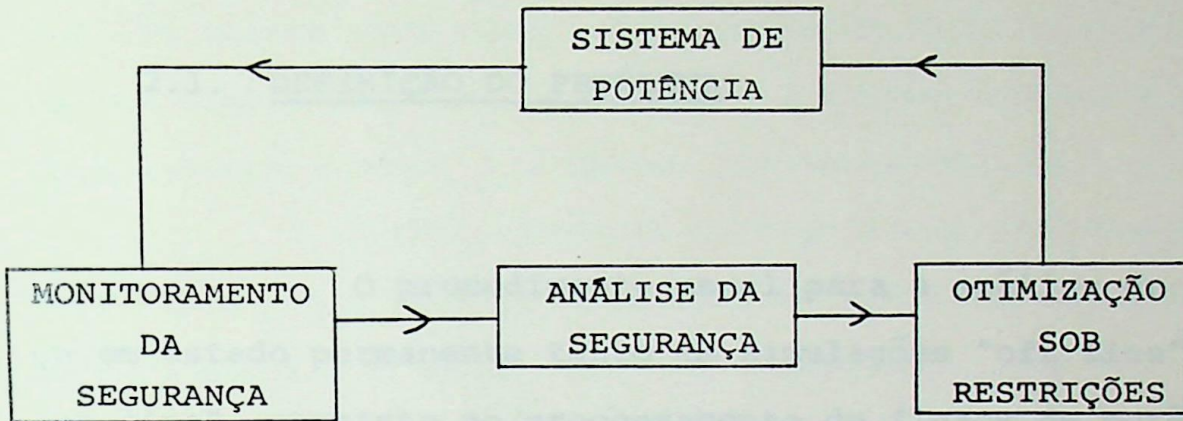


Fig. 1.3-2 - CONTROLE DE SEGURANÇA

2. OBJETO DA TESE - MÉTODO PROPOSTO

2.1. DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

O procedimento usual para a análise de segurança em estado permanente tanto em simulações "off line" como "on line", consiste no processamento de fluxos de potência, correspondentes a situações prováveis de acontecer e nas quais são verificadas se as restrições operativas são atendidas ou não. Tais restrições podem ser chamadas aqui de diretas e indiretas. Restrições diretas denominam-se aquelas cuja obtenção é feita através dos resultados do fluxo de potência sem a necessidade de nenhum cálculo ou algoritmo matemático intermediário, já que elas são determinadas por simples desigualdades. De uma maneira geral, tais restrições estão associadas às seguintes grandezas:

- Magnitude das tensões nos barramentos do sistema em apreço.
- Carregamento de transformadores.
- Carregamento de linhas de transmissão.
- Fluxos de potência nas interligações.
- Fornecimento e absorção de potência reativa nos geradores e compensadores síncronos.
- Potência ativa do gerador tomado como "swing".

Restrições indiretas, ao contrário, são aquelas cuja determinação exige algum cálculo ou algoritmo matemático. Não são muitas tais restrições, porém um exemplo, seriam as perdas totais para uma determinada situação operativa que ultrapassassem limites econômicos pré-estabelecidos.

Particularmente, o objetivo e preocupação desta tese refere-se a um tipo de restrição indireta associada aos ângulos elétricos entre máquinas do sistema, pois basta lembrar que as análises e comentários neste sentido são quase sempre de caráter eminentemente qualitativos. Tomando este fato como ponto de partida, o presente trabalho pretende apresentar uma metodologia de análise do problema caracterizando-o numericamente e possibilitando assim uma análise mais completa sobre o desempenho do sistema de potência.

Devido a estreita relação ligando as potências elétricas ativas fornecidas pelas máquinas do sistema e os ângulos entre elas, o quociente das suas variações estabelece um indicador de sensibilidade que permite importantes conclusões a respeito do seu funcionamento. Assim é que pode-se escrever:

$$QV = \frac{\Delta P_i}{(\delta_i - \delta_j)} \quad (2.1.1)$$

onde:

QV = quociente de variação de potência ativa.

ΔP_i = variação de potência ativa na máquina i .

$(\delta_i - \delta_j)$ = variação angular provocada por ΔP_i ,
sendo δ_i e δ_j os ângulos das tensões atras das reatâncias síncronas

de eixo direto das máquinas i e j .

Através de QV , é possível verificar que se considerarmos $\delta_i > \delta_j$ é porque existe um fornecimento de potência ativa de i para j e portanto QV deverá ser positivo para que haja esta transferência de potência. A troca do sinal de QV indicaria na impossibilidade de transferência de potência de i para j .

Tomando-se variações infinitesimais, no limite, obtem-se o coeficiente de potência sincronizante ou mais modernamente índice de estabilidade estática entre duas máquinas (ref.2.11) que passa então a ser a derivada parcial da potência ativa da máquina i em relação a variação angular entre a máquina i e j . A expressão 2.1-2 exprime o que foi afirmado.

$$IES(i)_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_{ij}} \quad (2.1-2)$$

onde:

$IES(i)_{ij}$: = índice de estabilidade estática da máquina i em relação a máquina j , considerando o incremento de potência da máquina i .

Este índice de estabilidade estática, na sua origem, aplicou-se no que se denominava de verificação da estabilidade em estado permanente de um sistema. Com o advento

do computador digital permitindo representações sofisticadas dos elementos do sistema em estudos "off line", a sua concepção sofreu limitações e modificações que se pretende sugerir.

No caso mais simples de uma máquina e barra in finita conforme indicado na fig. 2.1-1, verifica-se que:

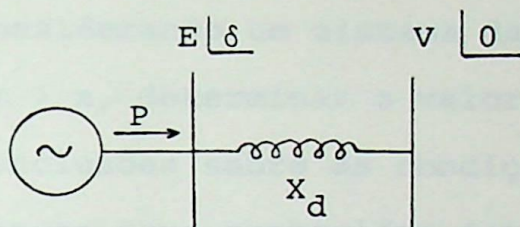


Fig. 2.1-1

$$P = \frac{EV}{X_d} \operatorname{sen} \delta \quad (2.1.3)$$

$$I E S = \frac{EV}{X_d} \operatorname{cos} \delta \quad (2.1.4)$$

. Quando $I E S \leq 0$ não haverá transmissão de po tência da máquina para o barramento infinito indicando insta bilidade. Na situação mais geral de um sistema como um núme ro n de máquinas, o conhecimento do I E S poderá ser bem útil por revelar regiões inseguras de funcionamento de um sistema mesmo não havendo violação das restrições operativas diretas.

Basicamente neste trabalho, será apresentado um método para a determinação generalizada do I E S levando se em conta hipóteses simplificadoras que conduzem a uma rapi dez de cálculo apropriada para fazer parte dos programas de análise de segurança empregados nos centros de operação.

2.2. DADOS DO PROBLEMA

Inicialmente, a fim de reunir as idéias até aqui apresentadas, o problema com que se defronta esta tese consiste em: considerando um sistema de potência de m barras e n máquinas, $m > n$, determinar o valor de IES e, a partir deste, obter conclusões sobre as condições de segurança do sistema. Admite-se como conhecidos dois grupos de dados:

Grupo 1 : Parâmetros do sistema, a seguir enumerados:

- resistências, reatâncias e susceptâncias de sequência positiva das linhas de transmissão.
- impedâncias de sequência positiva dos transformadores.
- potências ativas dos geradores e respectivos limites de potência reativa.
- limites de fornecimento e absorção de potência reativa dos compensadores síncronos.
- potências dos reatores e bancos de capacitores.
- cargas ativas e reativas dos diversos barramentos.
- reatâncias síncronas de eixo direto das n máquinas.

Grupo 2 : Resultados do fluxo de potência de uma situação

provável de acontecer e que se deseja analisar.

2.3. DESENVOLVIMENTO DA SOLUÇÃO

Tomando-se portanto os dados mencionados, será apresentado em seguida a metodologia generalizada para cálculo do IES.

A potência ativa P_i fornecida por uma determinada máquina i do sistema está expressa na equação 2.3.1.:

$$P_i = |E_i|^2 |Y_{ii}| \cos \theta_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n |E_i| |E_j| |Y_{ij}| \cos (\delta_{ij} - \theta_{ij}) \quad (2.3.1)$$

Onde:

E_i e E_j são as tensões atrás das reatâncias síncronas de eixo direto nas máquinas i e j respectivamente. Estas tensões são determinadas da seguinte forma:

$$P_i + j Q_i = N_i \quad (2.3.2)$$

P_i e Q_i - potência ativa e reativa fornecida pela máquina i e obtida do grupo 2 de dados.

$$N_i = V_i \bar{I}_i^* \quad (2.3.3)$$

V_i - tensão terminal da máquina i obtida do grupo 2 de dados.

\bar{I}_i^* - conjugado da corrente de fase fornecida pela máquina i .

$$I_i = \frac{N_i^*}{V_i^*} \quad (2.3.4)$$

$$E_i = V_i + j \frac{N_i^*}{V_i^*} X_d \quad (2.3.5)$$

X_d - reatância síncrona de eixo direto obtido do Grupo 1 de dados.

Y_{ii} θ_{ii} e Y_{ij} θ_{ij} correspondem aos termos da matriz de admitância de barras Y , considerando também as cargas e as reatâncias síncronas de eixo direto das máquinas, reduzidas pelo método de Kron aos eixos das n máquinas e cuja determinação a partir dos dados do grupo 1 é a seguinte:

Seja $|Y'|$ a matriz de admitância de barras considerando as cargas do sistema e as reatâncias X_d^Y das máquinas. Esta matriz possuirá uma dimensão $(m + n) \times (m + n)$, já que se inclui as barras internas dos geradores. Eliminando-se por redução de Kron, as m linhas e colunas da matriz $|Y'|$ obter-se-á uma matriz $|Y|$ equivalente de dimensões $(n \times n)$ na qual apenas os termos da forma Y_{ij} , $i \neq j$, são necessários, já que os termos Y_{ii} pertencem a uma parcela de P_i que se anulará ao tomarmos a derivada de P_i em relação a δ_{ij} .

Portanto

$$Y_{ij} = Y'_{ij} - Y'_{ik} \frac{1}{Y'_{kk}} Y'_{kj} \quad (2.3.6)$$

θ_{ii} e θ_{ij} são os ângulos correspondentes a Y_{ii} e Y_{ij} , respectivamente.

δ_{ij} é a diferença ($\delta_i - \delta_j$) sendo δ_i e δ_j os ângulos correspondentes a E_i e E_j respectivamente.

Pequenas variações em P_i estão acentuadamente relacionadas com a diferença angular δ_{ij} , tal fato permite escrever então que:

$$P_i = f(\delta_{ij}) \quad (2.3.7)$$

Portanto, considerando-se incrementos de potência dP_i ,

$$dP_i = \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n |E_i| |E_j| |Y_{ij}| \operatorname{sen}(\delta_{ij} - \theta_{ij}) d\delta_{ij} \quad (2.3.8)$$

Na equação (2.3.7) para uma determinada condição do sistema que se quer analisar existem termos constantes e desta forma fica definido:

$$K_{ij} = |E_i| |E_j| |Y_{ij}| \operatorname{sen}(\delta_{ij} - \theta_{ij}) \quad (2.3.9)$$

Obtém-se assim um sistema de equações conforme (2.3.10)

$$dP_1 = K_{12} d\delta_{12} + K_{13} d\delta_{13} + \dots + K_{1j} d\delta_{1j} + \dots + K_{1n} d\delta_{1n}$$

$$dP_2 = K_{21} d\delta_{21} + K_{23} d\delta_{23} + \dots + K_{2j} d\delta_{2j} + \dots + K_{2n} d\delta_{2n}$$

$$dP_i = K_{i1} d\delta_{i1} + K_{i2} d\delta_{i2} + \dots + K_{ij} d\delta_{ij} + \dots + K_{in} d\delta_{in}$$

$$dP_n = K_{n1} d\delta_{n1} + K_{n2} d\delta_{n2} + \dots + K_{nj} d\delta_{nj} + \dots + K_{n,n-1} d\delta_{n,n-1}$$

(2.3.10)

Vê-se portanto que o segundo membro das $N_1 = n$ equações (2.3.10) possui $(n-1)$ termos e além disso que:

$$d \delta_{ji} = - d \delta_{ij} \quad j > i \quad (2.3.11)$$

Substituindo-se (2.3.11) em (2.3.10) em que:

$$\begin{aligned} dP_1 &= K_{12} d \delta_{12} + K_{13} d \delta_{13} + \dots + K_{1j} d \delta_{1j} + \dots + K_{1n} d \delta_{1n} \\ dP_2 &= -K_{21} d \delta_{12} + K_{23} d \delta_{23} + \dots + K_{2j} d \delta_{2j} + \dots + K_{2n} d \delta_{2n} \\ &----- \\ dP_i &= -K_{i1} d \delta_{1i} - K_{i2} d \delta_{2i} + \dots + K_{ij} d \delta_{ij} + \dots + K_{in} d \delta_{in} \\ &----- \\ dP_n &= -K_{n1} d \delta_{1n} - K_{n2} d \delta_{2n} - \dots - K_{nj} d \delta_{nj} - \dots - K_{n,n-1} d \delta_{n-1,n} \end{aligned} \quad (2.3.12)$$

Neste ponto é interessante fazer uma apreciação geral do encaminhamento do problema e estabelecer algumas hipóteses simplificadoras:

- O sistema considerado ficou reduzido a apenas as barras internas das suas n máquinas.
- Como os acréscimos de potência ativa são infinitesimais admite-se que as correntes de campos dos geradores e a frequência do sistema permanecem constantes.
- As máquinas do sistema são consideradas como de polos lisos, ou seja, $X_d = X_q$.
- Ao se reduzir o sistema às barras internas dos geradores, um acréscimo de potência dP_i

no gerador i corresponderá a uma absorção de potência ativa dP_i pelo gerador j , o qual será tratado como um motor para $\delta_i > \delta_j$. As máquinas restantes do sistema permanecerão com potências inalteradas, isto é, seus acréscimos de potência serão nulos. Esta consideração permite tornar o cálculo proposto mais rápido já que evita acrescentar equações adicionais correspondentes a parcela de potência com que cada uma das n máquinas responderia.

- Para uma determinada situação operativa o sistema é considerado seguro enquanto a um aumento de δ_{ij} houver uma correspondência de acréscimo de fornecimento dP_i e de absorção dP_j entre as máquinas i e j . Em outras palavras, se a potência de uma das máquinas decrescer com o aumento em δ_{ij} , as máquinas estarão operando com um ângulo maior que o ângulo máximo de potência.

Em suma, para verificar a condição de segurança bastará que:

$$IES (i)_{ij} > 0$$

$$IES (j)_{ji} > 0 \quad \text{sendo} \quad IES (j)_{ji} = -IES (j)_{ij}$$

(2.3.13)

A partir destas considerações, seria necessário a constatação de todas as desigualdades possíveis expressas por 2.2.13. ou seja, estabelecer $2 C_n^2$ desigualdades. Entretanto, é evidente que para diminuir este volume de cálculo, basta determinar as máquinas que apresentarem o maior δ_{ij} do sistema já que estas é que normalmente se encontram em pior situação e então, estabelecer as restrições de 2.3.13. Retomando-se as equações 2.3.12, pode-se acrescentar o conjunto de relações abaixo:

$$\begin{aligned}
 d \delta_{13} &= d \delta_{12} + d \delta_{23} \\
 d \delta_{14} &= d \delta_{12} + d \delta_{23} + d \delta_{34} \\
 &----- \\
 d \delta_{1n} &= d \delta_{12} + d \delta_{23} + \dots + d \delta_{n-1,n} \\
 d \delta_{24} &= d \delta_{23} + d \delta_{34} \\
 d \delta_{25} &= d \delta_{23} + d \delta_{34} + d \delta_{35} \\
 &----- \\
 d \delta_{2n} &= d \delta_{23} + d \delta_{34} + d \delta_{35} + \dots + d \delta_{n-1,n} \\
 &----- \\
 &----- \\
 d \delta_{n-2,n} &= d \delta_{n-2,n-1} + d \delta_{n-1,n}
 \end{aligned}
 \tag{2.3.14}$$

O número total de N_2 equações em 2.3.14 equivale a uma soma de parcelas obtidas de elementos enfileirados tal que a cada um corresponde o número de elementos posterior-

res exceto o imediatamente subsequente. A seguir é ilustrado esta interpretação para o caso de $n = 5$.

$$i = 1$$

$$1 - 2 - 3 - 4 - 5 \rightarrow d\delta_{13}, d\delta_{14}, d\delta_{15} \rightarrow N_2 = 3$$

$$i = 2$$

$$1 - 2 - 3 - 4 - 5 \rightarrow d\delta_{24}, d\delta_{25} \rightarrow N_2 = 2$$

$$i = 3$$

$$1 - 2 - 3 - 4 - 5 \rightarrow d\delta_{35} \rightarrow N_2 = 1$$

$$N_2(\text{total}) = 3 + 2 + 1 = 6$$

De uma forma generalizada o cálculo de N_2 será dado pelo somatório da equação 2.3.15.:

$$N_2 = \sum_{p=0}^{n-2} (n - p) - 2 \quad (2.3.15)$$

Desenvolvendo cada parcela e lembrando que 2.3.15 é uma progressão aritmética, vem que:

$$N_2 = S_n = \frac{(a_1 + a_n)n}{2} \quad (2.3.16)$$

$$a_1 = n - 2, a_n = 0 \text{ e } n = n - 1 \quad (2.3.17)$$

$$N_2 = \frac{[(n - 2) + 0](n - 1)}{2} \quad (2.3.18)$$

$$N_2 = \frac{(n-1)(n-2)}{3} \quad (2.3.19)$$

Vê-se portanto, que o número total N de equações disponíveis são:

$$N = N_1 + N_2 \quad (2.3.20)$$

$$N = n + \frac{(n-1)(n-2)}{2} \quad (2.3.21)$$

Quanto ao número de incógnitas I' , é dado através da expressão 2.3.22 observando-se as equações 2.3.12. e admitindo-se apenas dP_1 e dP_2 diferentes de zero, conforme hipótese anterior, vem que:

$$I' = C_n^2 + 2 \quad (2.3.22)$$

$$I' = \frac{n!}{2!(n-2)!} + 2 \quad (2.3.23)$$

$$I' = \frac{n(n-1)}{2} + 2 \quad (2.3.24)$$

Como o que se quer determinar é $IES(i)_{ij} = \frac{dP_i}{d\delta_{ij}}$ e $IES(j)_{ji} = -\frac{dP_i}{d\delta_{ij}}$, ao se substituir as equações

2.3.14 em 2.3.12 e grupando-se, isto fará com que os primeiros termos das equações assim obtidos estarão todos multiplicados por $d\delta_{12}$. Ao se dividir ambos os membros das novas equações assim obtidas por $d\delta_{12}$, esta incógnita desaparecerá fazendo com que se tenha um número de incógnitas,

$$I = I' - 1 \quad (2.3.25)$$

$$I = \frac{n(n-1)}{2} + 1 \quad (2.3.26)$$

Fica aqui, caracterizado que o problema possui solução já que $N = I$. Fazendo-se então a substituição mencionada de 2.3.14 em 2.3.12.:

$$\begin{bmatrix} dP_1 \\ dP_2 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K'_{11} & K'_{12} & - & - & K'_{1,n-1} \\ K'_{21} & K'_{22} & - & - & K'_{2,n-1} \\ - & - & - & - & - \\ K'_{n1} & K'_{n2} & - & - & K'_{n,n-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d \delta_{12} \\ d \delta_{23} \\ - \\ d \delta_{n-1,n} \end{bmatrix} \quad (2.3.27)$$

A matriz $|K'|$ em 2.3.27. possui n linhas e $n - 1$ colunas e seus elementos genéricos K'_{rs} são obtidos a partir dos K_{ij} , utilizando-se o seguinte algoritmo:

$$\text{- Para } s \geq r : \quad K'_{rs} = \sum_{\substack{j=s+1 \\ i=r}}^n K_{ij} \quad (2.3.28)$$

$$\text{- Para } s < r : \quad K'_{rs} = - \sum_{\substack{j=1 \\ i=r}}^s K_{ij} \quad (2.3.29)$$

Conhecidos os elementos da matriz $|K'|$ a partir dos K_{ij} e dividindo-se ambos os membros de 2.3.27 por $d \delta_{12}$ fica-se com:

$$\frac{dP_1}{d\delta_{12}} = K'_{11} + K'_{12} \frac{d\delta_{23}}{d\delta_{12}} + \dots + K'_{1,n-1} \frac{d\delta_{n-1,n}}{d\delta_{12}}$$

$$\frac{dP_2}{d\delta_{12}} = K'_{21} + K'_{22} \frac{d\delta_{23}}{d\delta_{12}} + \dots + K'_{2,n-1} \frac{d\delta_{n-1,n}}{d\delta_{12}}$$

$$0 = K'_{31} + K'_{32} \frac{d\delta_{23}}{d\delta_{12}} + \dots + K'_{3,n-1} \frac{d\delta_{n-1,n}}{d\delta_{12}}$$

$$0 = K'_{j1} + K'_{j2} \frac{d\delta_{23}}{d\delta_{12}} + \dots + K'_{j,n-1} \frac{d\delta_{n-1,n}}{d\delta_{12}}$$

$$0 = K'_{n1} + K'_{n2} \frac{d\delta_{23}}{d\delta_{12}} + \dots + K'_{n,n-1} \frac{d\delta_{n-1,n}}{d\delta_{12}} \tag{2.3.30}$$

Tomando-se as equações cujos primeiros membros são nulos em 2.3.30. obtem-se:

$$\begin{bmatrix} -K'_{31} \\ \dots \\ -K'_{j1} \\ \dots \\ -K'_{n1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K'_{32} & K'_{33} & \dots & K'_{3,n-1} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ K'_{j2} & K'_{j3} & \dots & K'_{j,n-1} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ K'_{n2} & K'_{n3} & \dots & K'_{n,n-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{d\delta_{23}}{d\delta_{12}} \\ \dots \\ \frac{d\delta_{j-1,j}}{d\delta_{12}} \\ \dots \\ \frac{d\delta_{n-1,n}}{d\delta_{12}} \end{bmatrix} \tag{2.3.31}$$

Vetor [A] Matriz [B] Vetor [X]

A partir da equação 2.3.31. é possível determinar o vetor $|X|$.

$$|X| = |B|^{-1} |A| \quad (2.3.32)$$

Notando-se que a matriz $|B|$ é não complexa e de dimensões $(n - 2) \times (n - 2)$ e que as relações $\frac{d \delta_{j-1,j}}{d \delta_{12}}$

quando substituídas nas duas primeiras equações de 2.3.30, permitem obter os índices de estabilidade estática procurados que deverão atender a 2.3.13 para uma garantia de um funcionamento seguro do sistema.

PART II

3. APLICAÇÃO DO MÉTODO A UM SISTEMA REAL-UTILIZADO

3.1. DADOS DO SISTEMA

Para aplicação do método utilizou-se dados de um sistema real de 110 KV reduzido a 15 barras e cinco linhas conforme indicado nos tabelas abaixo e cujo diagrama unifilar é apresentado na Fig. 3.1-1.

a. Parâmetros das Linhas de Transmissão em P.U. na Base de 100 MVA por Circuito

P A R T E I I

Nome das Barragens	Parâmetros	Distância	Resposta
DE	PARA	K	S
ARARICÁ	SAVINI	0,1001	0,1774
SAVINI	EPY	0,0261	0,3278
EPY	SPILON	0,0026	0,0620
SPILON	SEMA	0,0113	0,1479
SEMA	PEDES	0,0142	0,1757
SEMA	MORANGUL	0,0038	0,0338
PEDES	SARINHA	0,0041	0,0110
PEDES	NELSON	0,0143	0,1386
NELSON	MORANGUL	0,0016	0,0483
MORANGUL	LEONTO	0,0074	0,1612
LEONTO	BERNARDO	0,0027	0,0311
BERNARDO	FOCES	0,0076	0,0040
FOCES	DEFILAU	0,0080	0,2409
(*)OCUPADA(*)	CIRI-7	0,0047	0,4030
CIRI-7	CIRI-6	0,0073	0,1434
CIRI-6	CANTON	0,0074	0,2784
CANTON	SEPI	0,0030	0,5827
(*)CAMERA(*)	SEMA	0,0101	0,3340

3. APLICAÇÃO DO MÉTODO A UM SISTEMA REAL-UTILIZAÇÃO

3.1. DADOS DO SISTEMA

Para aplicação do método utilizou-se dados de um sistema real de 230 kV reduzido a 19 barras e cinco máquinas conforme indicados nas tabelas abaixo e cujo diagrama unifilar é apresentado na Fig. 3.1-1.

- a. Parâmetros das Linhas de Transmissão em P.U. na Base de 100 MVA por Circuito

Nome dos Barramentos		Resistência	Reatância	Susceptância
DE	PARA	R	X	S
ADEMIR	BANDINI	0.0201	0.1029	0.1774
BANDINI	EFEI	0.0261	0.1359	0.2278
EFEI	SPARROW	0.0025	0.0127	0.0220
SPARROW	SONIA	0.0166	0.0850	0.1470
SONIA	PECOS	0.0142	0.0727	0.1257
SONIA	MOKARZEL	0.0038	0.0196	0.0338
PECOS	SACHDEVA	0.0001	0.0001	0.2140
PECOS	NELSON	0.0149	0.0753	0.1306
NELSON	MOKARZEL	0.0048	0.0245	0.0423
MOKARZEL	LEONARDO	0.0182	0.0932	0.1612
LEONARDO	HERMETO	0.0503	0.2555	0.4311
HERMETO	FUCHS	0.0096	0.0491	0.0840
FUCHS	DCFZLAU	0.0386	0.1985	0.3400
(*)DCFZLAU(*)	CURI-7	0.0463	0.2378	0.4080
CURI-7	CURI-6	0.0172	0.0884	0.1434
CURI-6	CAMINHA	0.0316	0.1621	0.2784
CAMINHA	EFEI	0.0659	0.2974	0.5827
(*)CAMINHA(*)	BROWN	0.0344	0.1760	0.3040

BROWN	SOUTHERN	0.0181	0.0929	0.1650
BROWN	BORGULHO	0.0229	0.1174	0.2027
BORGULHO	BANDINI	0.0218	0.1135	0.1905

(*) 2 circuitos

b. Cargas nos Barramentos

Nomes dos Barramentos de carga	Cargas (*)	
	MW	MVA _r
EFEI	18.8	12.2
SPARROW	19.0	6.8
SONIA	127.6	52.8
MOKARZEL	51.1	17.3
NELSON	65.9	31.0
LEONARDO	133.9	59.8
HERMETO	109.4	4.9
FUCHS	46.2	26.5
DCFZLAU	280.0	-9.6
CURI-7	27.4	15.2
CURI-6	87.8	-3.2
CAMINHA	58.7	14.8
BORGULHO	126.9	-2.8
SOUTHERN	65.9	16.5

(*) Os barramentos restantes possuem carga nula

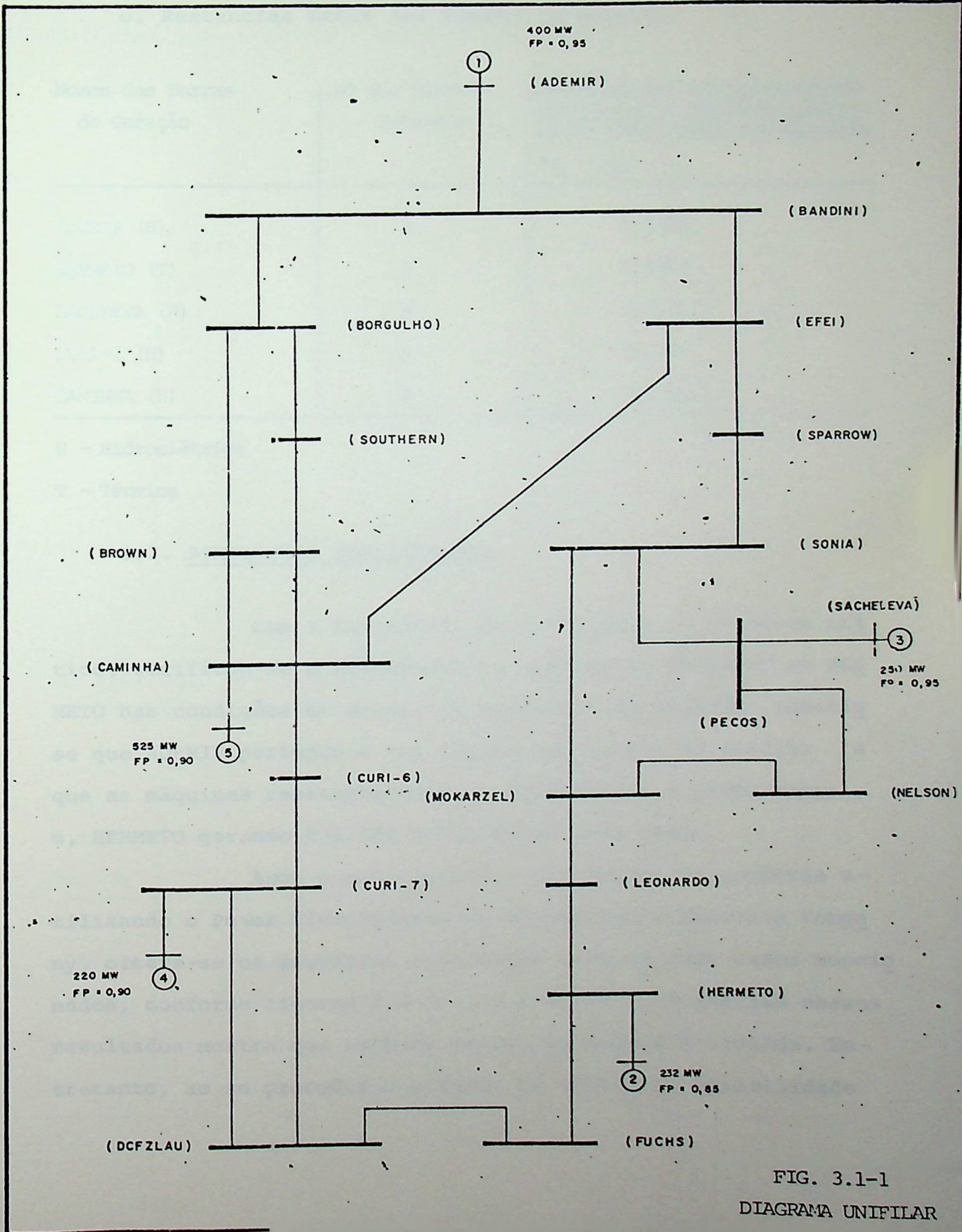


FIG. 3.1-1
DIAGRAMA UNIFILAR

c. Reatâncias Atrás das Barras de Geração

Nomes das Barras de Geração	Nº das Barras Internas	Reatância dos transformadores elevadores e reatância síncrona de eixo direto das máquinas ($X_d + X_T$)
ADEMIR (H)	1	0,1993
HERMETO (T)	2	0,6704
SACHDEVA (H)	3	0,4120
CURI-7 (H)	4	0,3861
CAMINHA (H)	5	0,2309

H - Hidroelétrica

T - Térmica

3.2. SIMULAÇÕES CONSIDERADAS

Com a finalidade de apresentar um problema prático, verificou-se a influência da mudança de despacho em HERMETO nas condições de segurança operativa do sistema. Admitiu-se que ADEMIR pertence a uma região com sobras de energia e que as máquinas restantes estejam funcionando a plena carga, e, HERMETO gerando 232,182 e 100 MW em cada caso.

Após o processamento dos fluxos de potência utilizando o Power Flow Program da Philadelphia Electric Company, obteve-se os seguintes resultados para os três casos mencionados, conforme figuras 3.2-1, 3.2-2 e 3.2-3. A análise desses resultados mostra que nenhuma restrição direta é violada. Entretanto, ao se proceder o cálculo do índice de estabilidade

estática entre ADEMIR e HERMETO obteve-se:

- Matriz de admitância reduzida às barras internas (p.u. na base de 100 MVA).

$$Y = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0.5811 & 0.1279 & 0.2455 & 0.2161 & 0.4463 \\ -j1.9656 & +j0.0498 & +j0.2797 & +j0.1400 & +j0.6730 \\ 0.1279 & 0.1993 & 0.1402 & 0.1973 & 0.1890 \\ +j0.0498 & -j1.1915 & +j0.0754 & +j0.0916 & +j0.0597 \\ 0.2455 & 0.1402 & 0.3589 & 0.1625 & 0.2876 \\ +j0.2797 & +j0.0754 & -j1.7445 & +j0.0440 & +j0.2151 \\ 0.2161 & 0.1973 & 0.1625 & 0.4819 & 0.4018 \\ +j0.1400 & +j0.0916 & +j0.0440 & -j1.8328 & +j0.3843 \\ 0.4463 & 0.1890 & 0.2876 & 0.4018 & 0.8327 \\ +j0.6730 & +j0.0597 & +j0.2151 & +j0.3843 & -j2.5597 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

Esta matriz é comum a todos os casos já que não há alteração de configuração no sistema.

Caso 1 : HERMETO com 232 MW (Fig. 3.2-1)

Nome da Máquina	Nº	Tensão e Ângulo Terminal (pu)		Potência		Tensão e Ângulo na Barra Interna	
				MW	MVar		
ADEMIR	1	1.05	0.0	43.3	- 22.7	1.01	4.7
HERMETO	2	1.04	-13.3	232.0	11.2	1.88	40.4
SACHDEVA	3	1.05	- 6.4	250.0	71.0	1.65	30.0
CURI-7	4	1.05	- 3.8	220.0	- 15.3	1.28	35.9
CAMINHA	5	1.05	12.6	525.0	-101.3	1.42	67.0

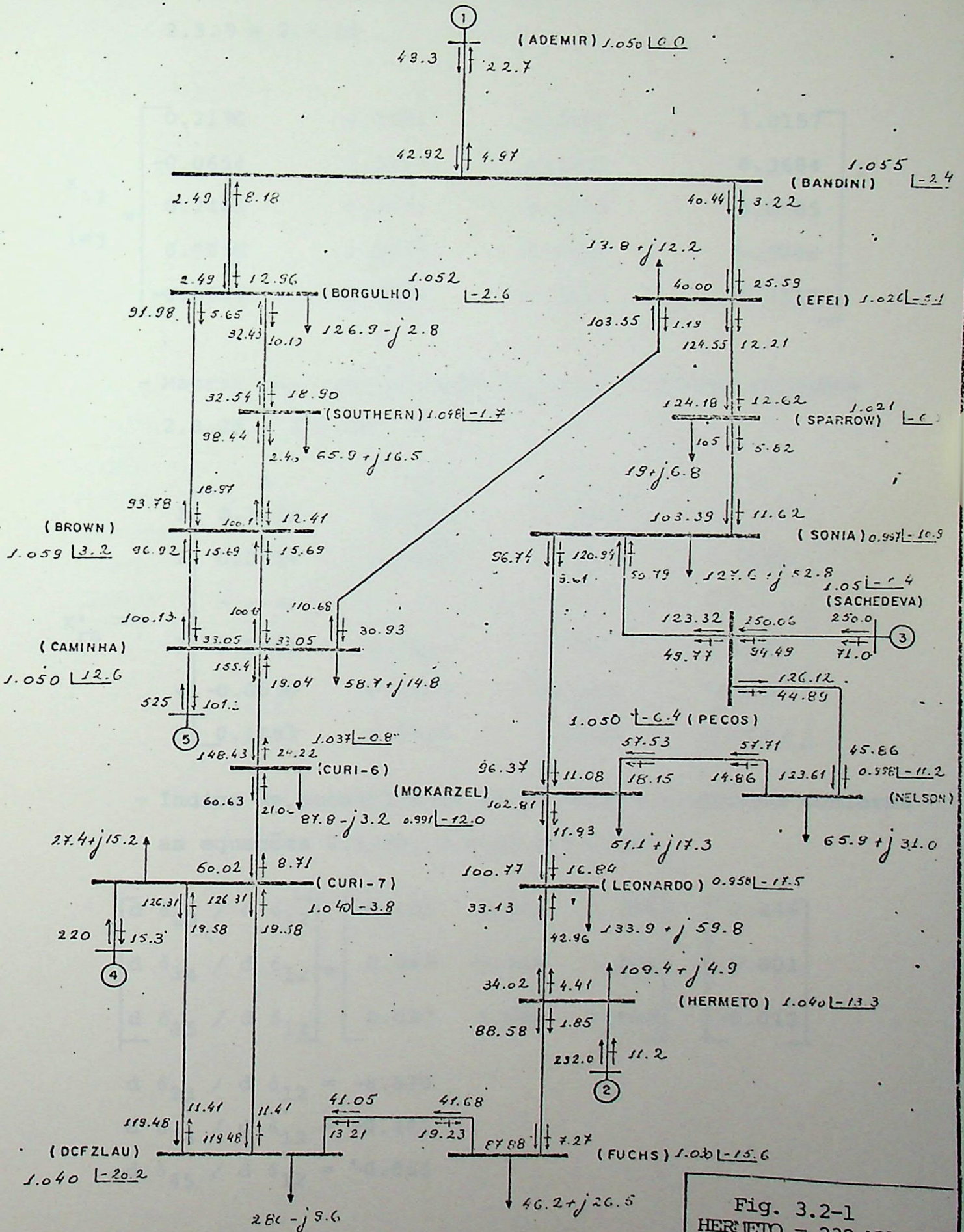


Fig. 3.2-1
HERMETO = 232 MW

- Matriz dos coeficientes K_{ij} (pu) conforme equações 2.3.9 e 2.3.12

$$K_{ij} = \begin{bmatrix} 0.2190 & 0.5971 & 0.2993 & 1.0157 \\ -0.0654 & 0.1517 & 0.1821 & 0.3684 \\ 0.2460 & 0.3091 & 0.1275 & 0.8085 \\ 0.0098 & 0.2570 & 0.0573 & 0.9740 \\ -0.1182 & -0.0829 & -0.0021 & 0.2212 \end{bmatrix}$$

- Matriz dos coeficientes K'_{rs} (pu) conforme equações 2.3.28 e 2.3.29

$$K'_{rs} = \begin{array}{c} \begin{matrix} & 1 & 2 & 3 & 4 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \end{matrix} \end{array} \begin{bmatrix} 2.1312 & 1.9122 & 1.3150 & 1.0157 \\ 0.0654 & 0.7023 & 0.5506 & 0.3684 \\ \text{---} & \text{---} & \text{---} & \text{---} \\ -0.2461 & -0.5552 & 0.9361 & 0.8085 \\ -0.0098 & -0.2669 & -0.3242 & 0.9740 \\ 0.1183 & 0.2012 & 0.2034 & -0.0179 \end{bmatrix}$$

- Índice de estabilidade entre ADEMIR e HERMETO conforme as equações 2.3.30, 2.3.31 e 2.3.32

$$\begin{bmatrix} d \delta_{23} / d \delta_{12} \\ d \delta_{34} / d \delta_{12} \\ d \delta_{45} / d \delta_{12} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.653 & 0.615 & 3.986 \\ 0.649 & -0.518 & 1.103 \\ 0.037 & 1.022 & 1.459 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0.246 \\ 0.001 \\ -0.012 \end{bmatrix}$$

$$d \delta_{23} / d \delta_{12} = -0.570$$

$$d \delta_{34} / d \delta_{12} = -0.462$$

$$d \delta_{45} / d \delta_{12} = -0.063$$

$$d P_1 / d \delta_{12} = 2.131 + 1.912 (-0.570) + 1.315 (-0.462) + 1.016 (-0.063) = 0.370$$

$$d P_2 / d \delta_{12} = 0.065 + 0.702 (-0.570) + 0.551 (-0.462) + 0.368 (-0.063) = -0.613$$

$$d P_2 / d \delta_{21} = 0.613$$

Portanto: $IES_{12}(1) = 0.37$ $IES_{21}(2) = 0.61$

Caso 2 : HERMETO com 182 MW (vide figura 3.2-2).

Nome da Máquina	Nº	Tensão e ângulo Terminal (pu)	Potência		Tensão e ângulo na Barra Interna
			MW	MVar	
ADEMIR	1	1.05 <u>0.0</u>	100.3	-25.5	1.02 <u>10.8</u>
HERMETO	2	1.04 <u>-27.5</u>	182.0	21.9	1.68 <u>17.7</u>
SACHVEDA	3	1.05 <u>-14.1</u>	250.0	83.4	1.69 <u>21.4</u>
CURI-7	4	1.04 <u>-13.5</u>	220.7	2.7	1.33 <u>24.4</u>
CAMINHA	5	1.05 <u>6.4</u>	525.0	-96.9	1.43 <u>60.5</u>

- Matriz dos coeficientes K_{ij} (pu)

$$K_{ij} = \begin{bmatrix} 0.1109 & 0.5517 & 0.2535 & 1.1276 \\ 0.0581 & 0.2390 & 0.2544 & 0.4120 \\ 0.3960 & 0.1879 & 0.1181 & 0.8396 \\ 0.1155 & 0.1516 & 0.0796 & 1.0380 \\ 0.1380 & -0.2023 & -0.0349 & 0.1402 \end{bmatrix}$$

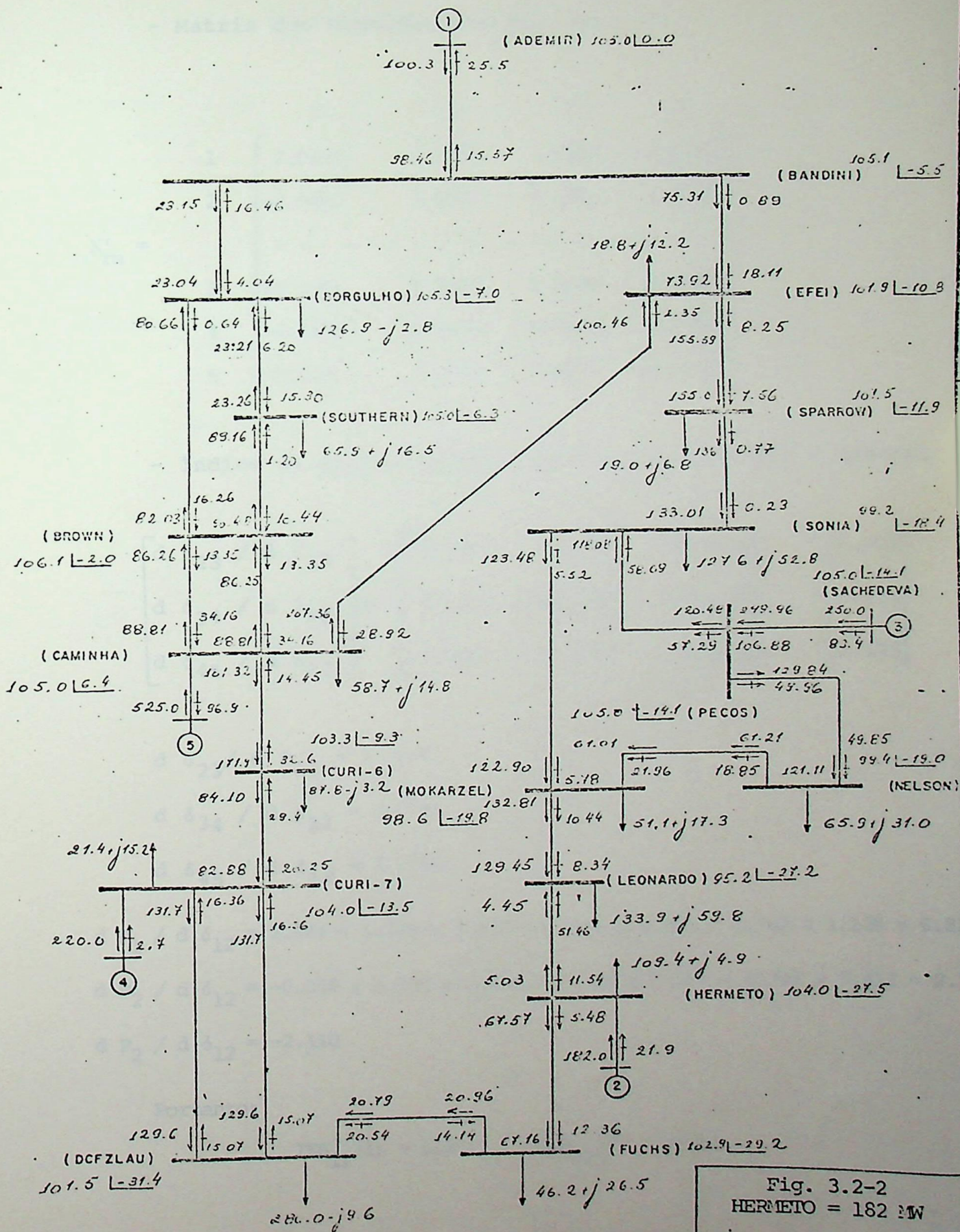


Fig. 3.2-2
HERMETO = 182 MW

- Matriz dos coeficientes K'_{rs} (pu)

$$K'_{rs} = \begin{array}{c} \begin{array}{cccc} & 1 & 2 & 3 & 4 \\ \begin{array}{c} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \end{array} & \begin{bmatrix} 2.0439 & 1.9329 & 1.3812 & 1.1276 \\ -0.0582 & 0.9056 & 0.6666 & 0.4121 \\ \hline -0.3961 & -0.5840 & 0.9578 & 0.8397 \\ -0.1156 & -0.2673 & -0.3469 & 1.0381 \\ -0.1381 & 0.0643 & 0.0992 & -0.0410 \end{bmatrix} \end{array} \end{array}$$

- Índice de estabilidade estática entre ADEMIR e HERMETO

$$\begin{bmatrix} d \delta_{23} / d \delta_{12} \\ d \delta_{34} / d \delta_{12} \\ d \delta_{45} / d \delta_{12} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.872 & 1.205 & 12.640 \\ 0.548 & -0.295 & 3.754 \\ -0.041 & 1.175 & 4.509 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0.396 \\ 0.116 \\ 0.138 \end{bmatrix}$$

$$d \delta_{23} / d \delta_{12} = 1.539$$

$$d \delta_{34} / d \delta_{12} = 0.701$$

$$d \delta_{45} / d \delta_{12} = 0.742$$

$$d P_1 / d \delta_{12} = 2.044 + 1.539 \times 1.933 + 0.701 \times 1.381 + 0.742 \times 1.128 = 6.824$$

$$d P_2 / d \delta_{12} = -0.058 + 1.539 \times 0.906 + 0.701 \times 0.667 + 0.742 \times 0.412 = 2.110$$

$$d P_2 / d \delta_{12} = -2.110$$

Portanto:

$$IES_{12}(1) = 6.82$$

$$IES_{21}(2) = -2.11$$

Caso 3: HERMETO com 120 MW (vide 'figura 3.2-3)

Nome da Máquina	Nº	Tensão e Ângulo Terminal (pu)		Potência		Tensão e Ângulo na Barra Interna	
				MW	MVar		
ADEMIR	1	1.05	0.0	182.2	-16.2	1.08	18.7
HERMETO	2	1.04	-47.2	120.0	45.0	1.55	-16.7
SACHDEVA	3	1.05	-25.5	250.0	113.0	1.79	7.8
CURI-7	4	1.04	-27.3	220.0	33.0	1.42	7.8
CAMINHA	5	1.05	- 2.5	525.0	-79.7	1.45	50.4

- Matriz dos coeficientes K_{ij} (pu)

$$K_{ij} = \begin{bmatrix} -0.0561 & 0.4384 & 0.1474 & 1.2581 \\ 0.1912 & 0.3506 & 0.3633 & 0.4424 \\ 0.6177 & 0.0286 & 0.1116 & 0.9133 \\ 0.2730 & 0.0031 & 0.1118 & 1.1418 \\ 0.5239 & -0.3381 & -0.0932 & 0.0232 \end{bmatrix}$$

$i \neq j$

- Matriz dos coeficientes K'_{rs} (pu)

$$K'_{rs} = \begin{array}{c} \begin{matrix} & 1 & 2 & 3 & 4 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ \text{---} \\ 3 \\ 4 \\ 5 \end{matrix} \end{array} \begin{bmatrix} 1.7879 & 1.8441 & 1.4056 & 1.2582 \\ -0.1913 & 1.1565 & 0.8050 & 0.4424 \\ \text{---} & \text{---} & \text{---} & \text{---} \\ -0.6177 & -0.6463 & 1.0250 & 0.9133 \\ -0.2730 & -0.2761 & -0.3879 & 1.1418 \\ -0.5290 & -0.1908 & -0.0976 & -0.1208 \end{bmatrix}$$

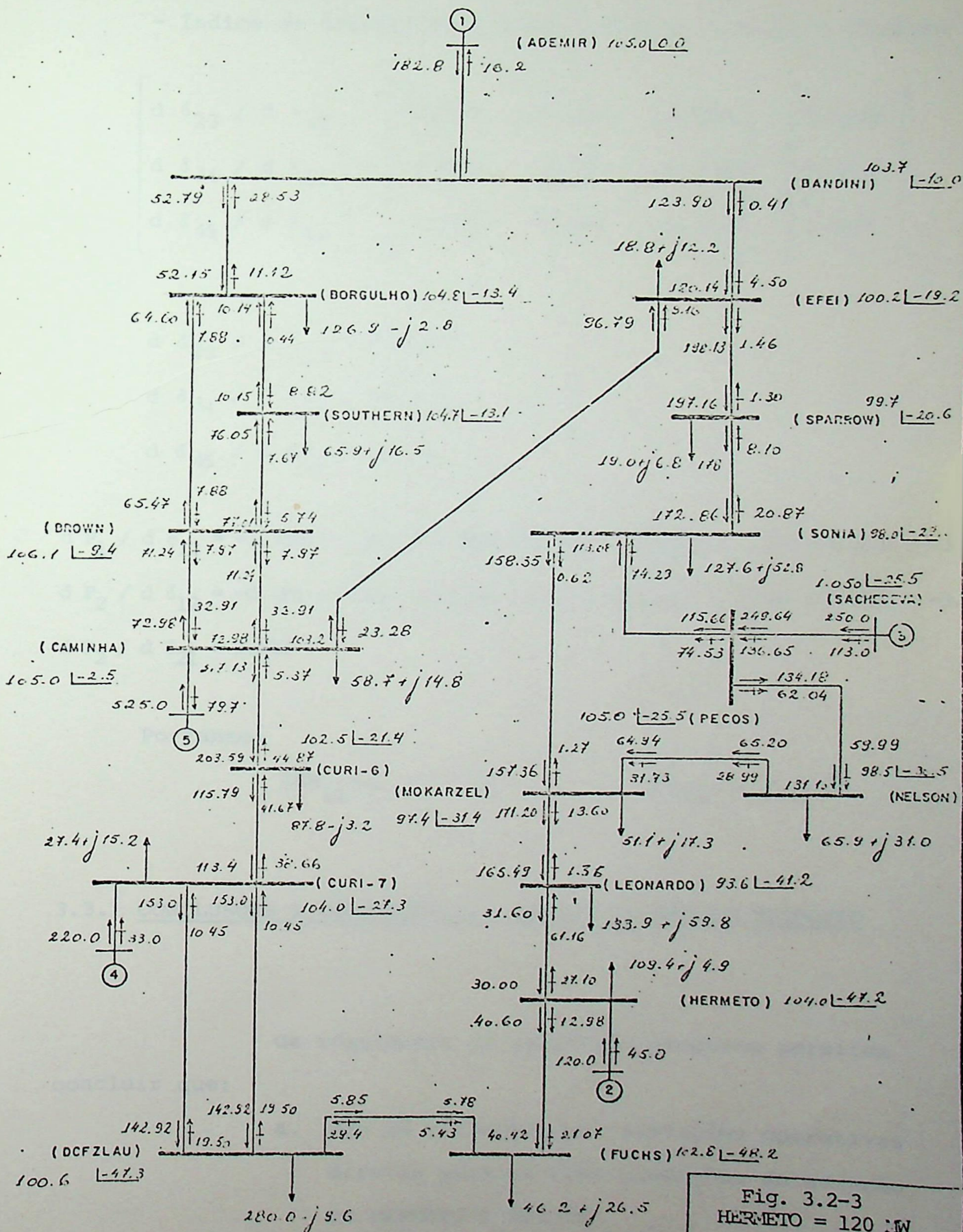


Fig. 3.2-3
HERMETO = 120 MW

- Índice de estabilidade estática entre ADEMIR e HERMETO:

$$\begin{bmatrix} d \delta_{23} / d \delta_{12} \\ d \delta_{34} / d \delta_{12} \\ d \delta_{45} / d \delta_{12} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.393 & -0.086 & -3.786 \\ 0.624 & -0.627 & -1.206 \\ 0.117 & 0.642 & -1.325 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0.618 \\ 0.273 \\ 0.529 \end{bmatrix}$$

$$d \delta_{23} / d \delta_{12} = -2.269$$

$$d \delta_{34} / d \delta_{12} = -0.424$$

$$d \delta_{45} / d \delta_{12} = -0.453$$

$$d P_1 / d \delta_{12} = -1.788 + 1.844 (-2.269) + 1.406 (-0.424) + 1.258 (-0.453) = -3.562$$

$$d P_2 / d \delta_{12} = -0.191 + 1.157 (-2.269) + 0.806 (-0.424) + 0.442 (-0.453) = -3.358$$

$$d P_2 / d \delta_{21} = 3.358$$

Portanto:

$$IES_{12}(1) = -3.56$$

$$IES_{21}(2) = 3.36$$

3.3. CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS A PARTIR DO MÉTODO PROPOSTO

Os resultados da simulação proposta permitem concluir que:

- a. Não há violação das restrições operativas diretas para as três condições de geração em HERMETO E ADEMIR.

- b. O cálculo dos valores de IES mostra que apenas com HERMETO fornecendo 232 MW o sistema pode ser considerado seguro pois só nesse caso os dois valores $IES_{12}(1)$ e $IES_{21}(2)$ são positivos simultaneamente. Nos outros dois casos ocorreu violação das restrições indiretas.
- c. Ao se calcular o IES, o que está sendo simulado são variações incrementais em torno de pontos operativos que poderiam decorrer, na prática, de mudanças que obviamente ocorrem nas cargas. Vê-se portanto que estas variações permitem revelar importantes informações que os resultados do fluxo de potência simplesmente não determinam.
- d. Tendo em vista as hipóteses simplificadoras adotadas neste método, este pode ser considerado conservativo. Assim é que, para os casos em que IES é negativo há possibilidade de um desempenho aceitável do sistema enquanto que, para o IES positivo o sistema pode considerado seguro, respeitando-se naturalmente qualquer outra restrição operativa.

4. ANÁLISE COMPARATIVA - CONCLUSÕES

4.1. MÉTODO DE COMPARAÇÃO ADOTADO

Após chegar aos resultados determinados na parte 3, buscou-se uma forma de comparação destes por outro caminho com a finalidade de constatar a validade da sua utilização. Apesar das dificuldades inerentes para realizar esta tarefa, já que não se estava cogitando em verificar os valores encontrados para o IES mas sim saber o essencial, isto é, se a indicação por eles fornecidas correspondia ou não a uma situação indesejável para o sistema, duas premissas básicas surgiram de imediato:

- A representação do sistema deveria ser a mais realista possível, isto é incluir as inércias e as reatâncias das máquinas juntamente com os respectivos sistemas de controle de tensão e velocidade.
- A simulação a utilizar comparativamente deveria tanto quanto possível assemelhar-se ao teste que o método propõe.

Visando estes dois itens, procedeu-se com auxílio do Power System Stability Program da Philadelphia Electric Company a uma simulação que consistiu basicamente em observar as oscilações dinâmicas das máquinas do sistema durante 10 segundos após impor uma variação negativa no torque mecânico de

HERMETO considerando-se que houvesse disponibilidade em ADEMIR e que as outras máquinas estivessem funcionando a plena carga. Agindo desta maneira, admitiu-se estar próximo do procedimento utilizando na parte 3 em que as máquinas mais envolvidas eram também ADEMIR e HERMETO.

Os dados utilizados em sua maioria, são típicos, e vêm apresentados a seguir com a mesma nomenclatura adotada no manual do programa de estabilidade da PECO.

- Dados do Sistema de Excitação:

Nome	K_A	T_A	V_A MAX	V_A MIN	K_E	T_E (s)	T_{SE} (s)	A_{EX}	B_{EX}	μ	B_{MO}
ADEMIR	54,70	0,15	1,16	-1,16	-0,05	0,84	1,58	0,0	0,0	0,080	1,0
HERMEIO	50,00	0,06	1,00	-1,00	-0,05	0,57	1,00	0,0016	1,658	0,091	1,0
SACHDEVA	258,00	0,04	3,65	-2,80	1,00	0,29	0,39	0,0	0,0	0,077	0,0
CURI-7	120,00	0,10	7,60	-1,90	1,00	0,80	1,00	0,0130	1,250	0,040	1,0
CAMINHA	400,00	0,05	3,50	-3,50	-0,17	0,95	1,00	0,0039	1,555	0,040	0,0

A figura 4.1-1 mostra o diagrama de blocos correspondente ao sistema de excitação considerado.

- Dados do Sistema de Controle de Velocidade

Nome	1/FR	T_{MAX}	T_3 (s)	T_4 (s)	T_S (s)	T_C (s)	T_S (s)
ADEMIR	1,33	400,0	5,0	- 1,00	30,0	0,80	0,50
HERMEIO	(*)	(*)	0,0	1,35	0,30	0,20	5,00
SACHDEVA	0,83	250,0	5,0	- 0,80	30,00	0,80	0,50
CURI-7	0,73	220,0	5,0	- 0,55	30,00	0,80	0,50
CAMINHA	1,75	525,0	5,0	- 1,05	30,00	0,80	0,50

(*) Estes valores foram variados de acordo com a simulação conforme descrito no texto.

A figura 4.1-2 ilustra o diagrama de blocos correspondente ao sistema de controle de velocidade.

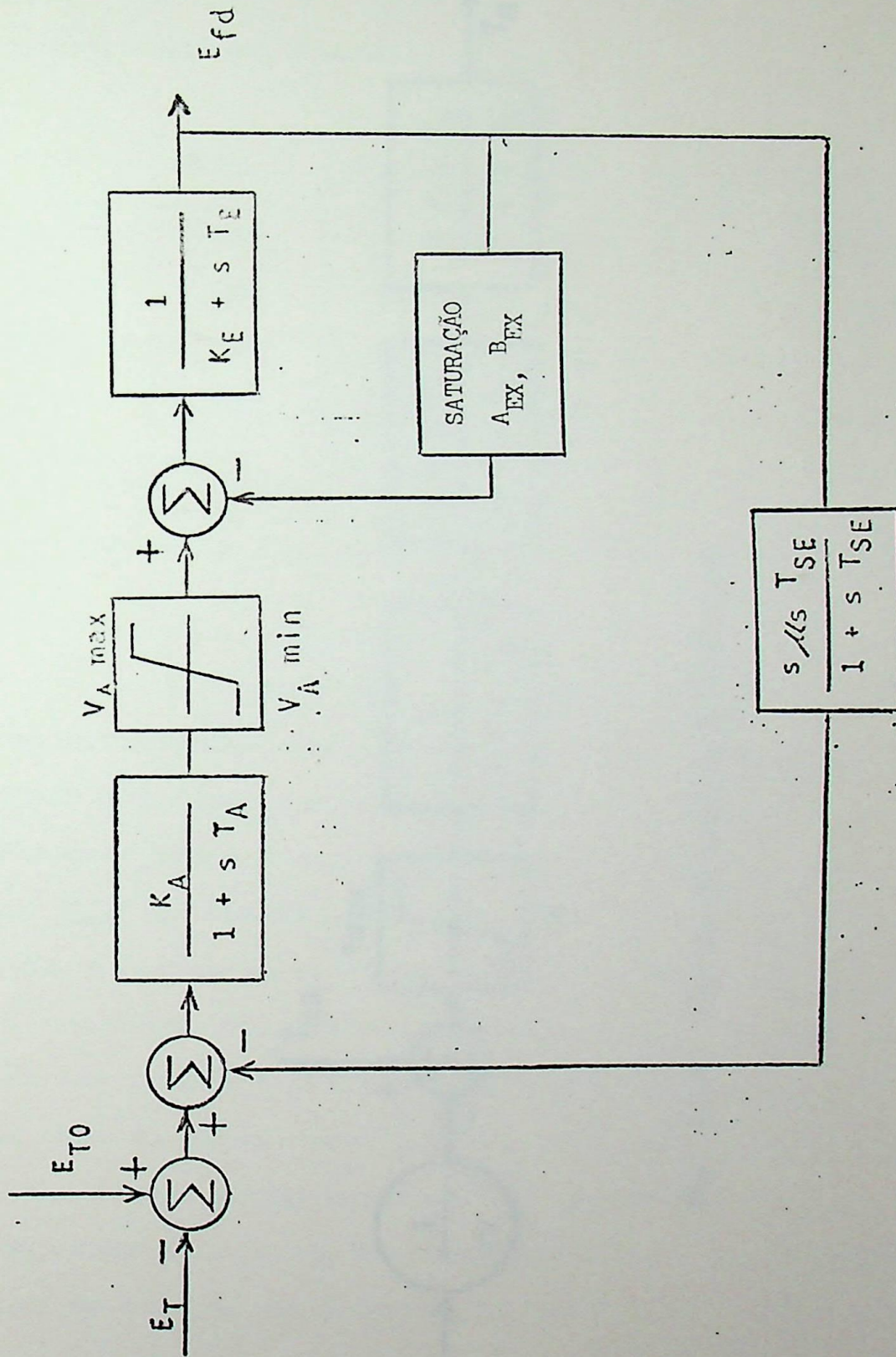


Fig. 4.1.1-1: Sistema de Excitação

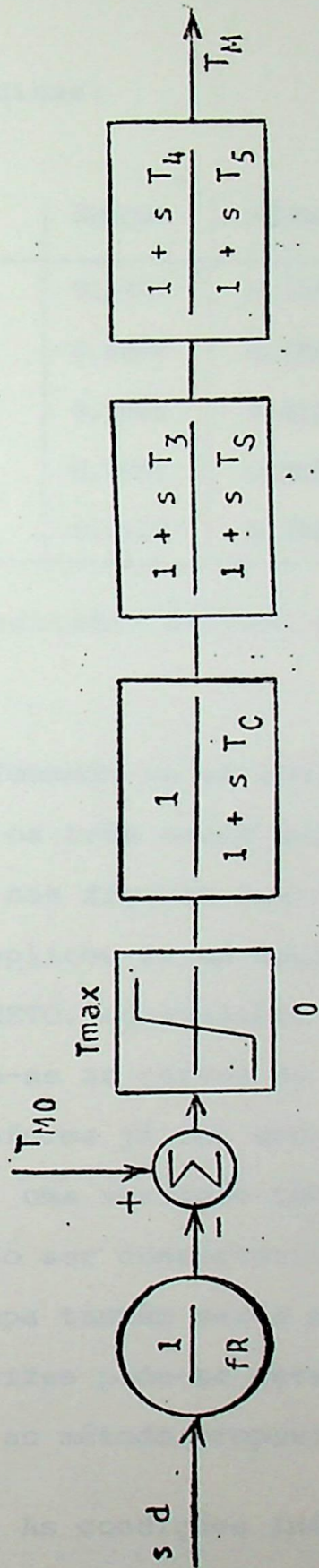


Fig. 4.1-2: Sistema de Controle de Velocidade

- Dados das máquinas:

Nome	$X'd$ (pu)	Xq (pu)	Xd (pu)	H (pu)	A_G	B_G	T'do (s)
ADEMIR	0.0857	0.1435	0.1993	21.56	0.020	8.000	4.15
HERMETO	0.1577	0.6804	0.6804	5.00	0.020	8.000	6.90
SACHDEVA	0.1390	0.2885	0.4120	6.48	0.020	8.000	6.10
CURI-7	0.1446	0.2851	0.3861	11.32	0.020	8.000	4.80
CAMINHA	0.0797	0.1327	0.2309	18.92	0.050	8.000	8.27

As reatâncias indicadas incluem a do transformador elevador.

Tomando-se os dados mencionados anteriormente foram processados os três casos correspondentes as condições iniciais expressas nas figuras 3.2-1, 3.2-2 e 3.2-3 respectivamente. Nos três casos aplicou-se um degrau negativo no (torque mecânico) T_{MAX} de HERMETO, equivalente a 2,5% da geração total do sistema e registrou-se as curvas de oscilação das máquinas durante 10 segundos, conforme já foi mencionado. Apesar de fisicamente não ser possível uma variação tão brusca, adotou-se este meio pelo fato do método ser conservativo e desta forma um degrau ao invés de uma rampa também seria mais conservador. Agindo-se com estas diretrizes pode-se estabelecer os seguintes pontos comuns em relação ao método proposto:

- As condições iniciais são as mesmas.
- As máquinas mais envolvidas são as mesmas, ADEMIR e HERMETO.

- Ao se aplicar um decrêscimo no torque mecânico ΔT_{MAX} em HERMETO, há uma maior transferência de potência de ADEMIR para este já que em ADEMIR, $T_{MAX} > P$, e nas máquinas restantes, SACHDEVA, CURI-7 e CAMINHA, $P = T_{MAX}$, sendo P a potência antes do impacto em HERMETO. Com isto, tentou-se assemelhar-se da condição existente na parte 3, onde apenas ΔP_1 e ΔP_2 eram diferentes de zero.

Em seguida está indicada a equação para o cálculo de $1/fR$ conforme fig.4.1-2 e um quadro resumo referente a ADEMIR e HERMETO com os valores de interesse para cada caso.

$$\frac{1}{fR} = \frac{C}{e_p BF} \quad (4.1.1)$$

onde:

R = regulação na base B

e_p = estatismo permanente do regulador em p.u.

B = base em MVA e igual a 100.

C = capacidade máxima da turbina correspondente ao ajuste do limitador do regulador de velocidade.

f = frequência em Hz.

Para todas as máquinas considerou-se $e_p = 0.05$ pu, $f = 60$ Hz e $C = T_{MAX}$.

CASO \ NOME	ADEMIR		1/FR	HERMETO		
	P (MW)	T _{MAX} (MW)		P (MW)	T _{MAX} (MW)	ΔT_{MAX} (MW)
1	43	400	0.77	232	232	-50
2	100	400	0.61	182	182	-50
3	183	400	0.40	120	120	-50

P - potência correspondente as condições iniciais.

4.2. ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS PELO MÉTODO ADOTADO PARA COMPARAÇÃO:

Estabelecidas as simulações para comparação com o método proposto obteve-se as curvas de oscilação das máquinas cuja análise correspondente a cada caso vem descritas abaixo:

Caso 1 - Variação da Potência Mecânica de HERMETO de 232 MW para 182 MW

As curvas de oscilação deste caso estão ilustrados na figura 4.2-1. Conforme pode ser observado há uma nítida tendência de amortecimento em todas as máquinas sem haver qualquer indicação de perigo para o sistema.

Caso 2 - Variação na Potência Mecânica de HERMETO de 182 MW para 132 MW

Nestas condições ADEMIR injeta no sistema 100MW em estado permanente. A variação da potência mecânica de 182 MW para 132 MW ocasiona de acordo com a figura 4.2-2 oscilações

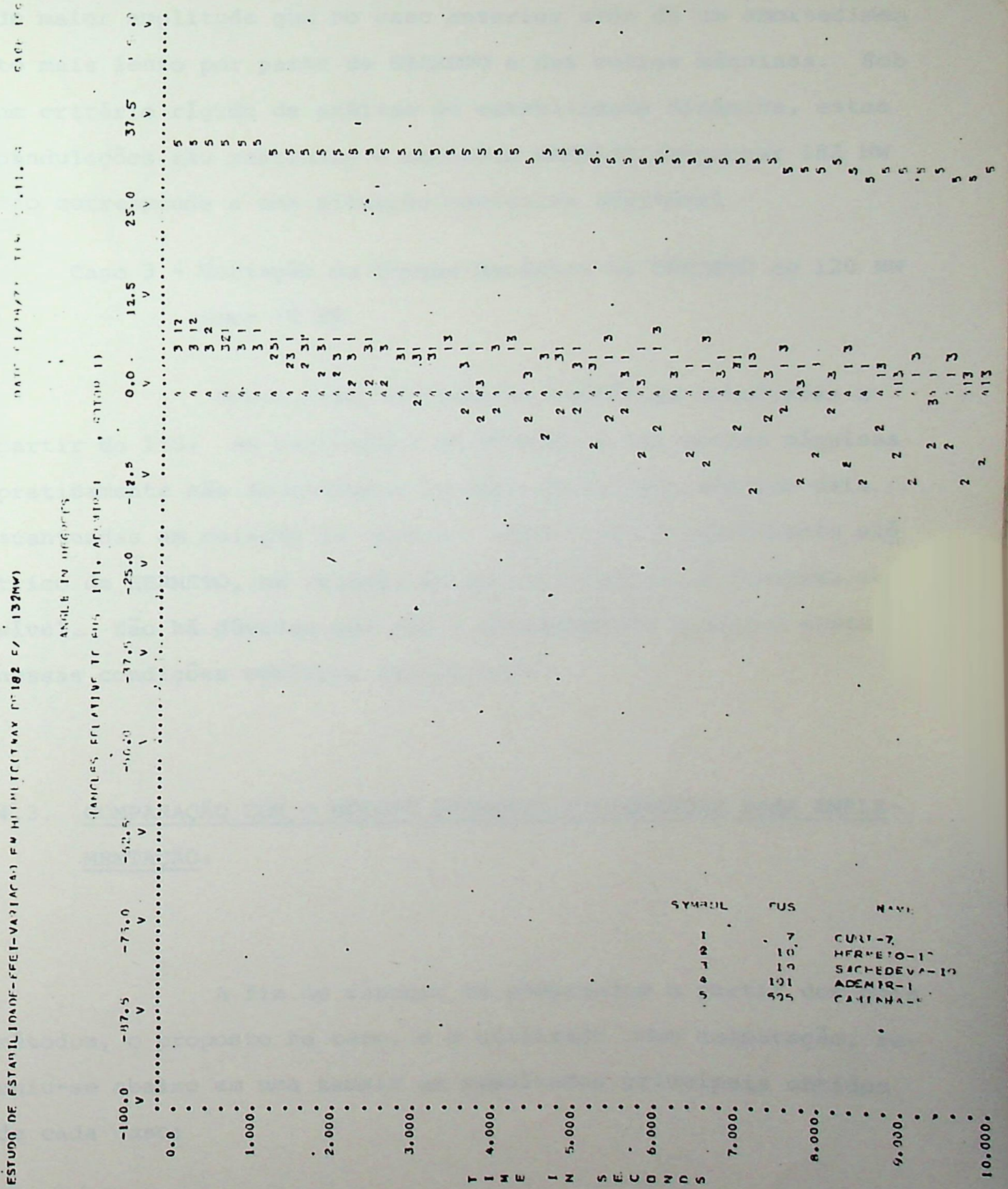


FIG. 4.2-2

de maior amplitude que no caso anterior além de um amortecimento mais lento por parte de HERMETO e das outras máquinas. Sob um critério rígido de análise de estabilidade dinâmica, estas pendulações são marginais e portanto HERMETO despachar 182 MW não corresponde a uma situação operativa aceitável.

Caso 3 - Variação no Torque Mecânico de HERMETO de 120 MW para 70 MW

Neste caso confirma-se também as conclusões a partir do IES. As oscilações de HERMETO e das outras máquinas praticamente não amortecem e as suas amplitudes são bem mais acentuadas em relação ao caso 2. Além disso o afastamento elétrico de HERMETO, em relação às outras máquinas é bastante sensível. Não há dúvidas que não é recomendável operar o sistema nessas condições conforme figura 4.2-3.

4.3. COMPARAÇÃO COM O MÉTODO PROPOSTO E SUGESTÕES PARA IMPLEMENTAÇÃO:

A fim de resumir os resultados a partir dos dois métodos, o proposto na tese, e o utilizado como comparação, reuniu-se abaixo em uma tabela os resultados principais obtidos de cada caso:

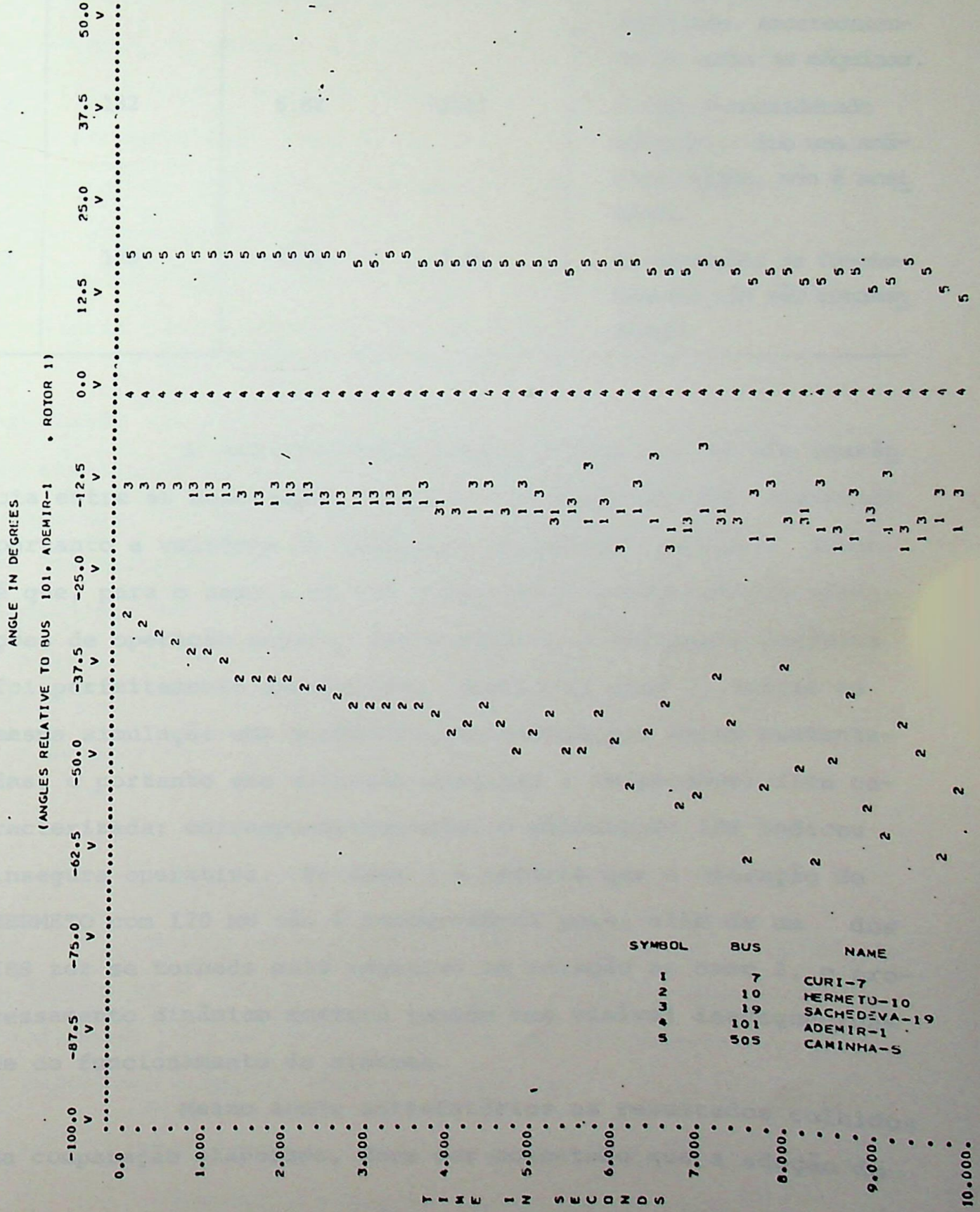


FIG. 4.2-3

Caso	Geração de HERMETO (MW)	Método Proposto		Método de Comparação
		IES ₁₂ (1)	IES ₂₁ (2)	
1	232	0.37	0.61	Oscilações de pequena amplitude. Amortecimento de todas as máquinas.
2	182	6.82	-2.11	O caso é considerado marginal. Sob uma análise rígida, não é aceitável.
3	120	-3.56	3.36	As condições de funcionamento não são recomendáveis

A análise desta tabela indica que há uma coerência entre as conclusões a partir dos dois métodos, mostrando portanto a validade de aplicação do método proposto. Assim é que, para o caso 1 em que o método proposto indicou condições de operação segura, IES positivo, a simulação dinâmica foi perfeitamente amortecida. Quanto ao caso 2, ocorre na mesma simulação uma tendência das oscilações serem sustentadas, e portanto uma situação marginal e indesejável fica caracterizada; correspondentemente, o cálculo do IES indicou insegura operativa. No caso 3 é notória que a operação de HERMETO com 120 MW não é recomendável pois, além de um dos IES ter se tornado mais negativo em relação ao caso 2, o processamento dinâmico mostrou também uma visível inadequacidade do funcionamento do sistema.

Mesmo sendo satisfatórios os resultados colhidos da comparação elaborada, deve ser comentado que a adoção do

método proposto, merece ser precedida de diversas investigações para determinar a margem de segurança com que se quer operar. Esta consideração poderá alterar o valor aceitável para IES que, no exemplo utilizado, foi maior que zero. Este mentário é proveniente do fato que o método na sua forma original é conservativo, isto é, se $IES < 0$ há possibilidades de funcionamento aceitável do sistema. Portanto, somente em estudos de planejamento operativo, poderão indicar o valor a ser dotado para o IES com a finalidade de obter o índice numérico necessário para a operação do sistema.

Além disso, tais estudos operativos, poderão indicar também situações de instabilidade frente a grandes impactos auxiliando assim na busca de todas restrições operativas do sistema. Acrescenta-se ainda que a comparação que se adotou foi elaborada exclusivamente na tentativa de se aproximar daquilo que de uma forma simplificada era realizado no método proposto. Portanto a aplicação maior deste método é indicada para a previsão das condições impostas pelas emergências possíveis de ocorrerem no sistema ou seja:

- Saída de linhas e transformadores
- Perda de unidades geradoras

Devido às simplificações consideradas no modelo matemático para o cálculo do IES, sugere-se como implementações de interesse para um futuro trabalho que eventualmente venha ser elaborado a partir deste, o seguinte:

- Incluir a representação de máquinas de polos salientes e verificar a sua influência.

- Fazer com que todas as máquinas participem das variações de potência.
- Possibilite outras representações de carga.

Como último comentário, é bom lembrar que somente a utilização do método proposto em larga escala, poderá mostrar todas as suas vantagens. Pelo fato da sua execução ser fácil e rapidamente obtida, espera-se ser este aspecto um grande agente motivador para que venha a ser determinada integralmente a sua adequacidade. De qualquer forma, acredita-se que após este trabalho fique bem explicitado um aspecto importante do resultado de um fluxo de potência, pois o fato de que não haja violação de restrições, chamadas aqui de diretas, como magnitude de tensões e sobrecargas em equipamento, não é uma total garantia do perfeito funcionamento do sistema. A informação adicional que auxilia a complementar a análise em estado permanente do sistema pode ser então estabelecida pelo cálculo do IES que, sem dúvida, é um indicador exclusivamente qualitativo de uma maior ou menor segurança operativa.

11 119802

1. Cray, Selden S.

Power System Stability
Volume 1, Wiley-Interscience
New York, New York, 1974

2. Sigurd, Otto S.

Electric Power Systems
Analysis and Design
McGraw-Hill Book Company,
New York, New York, 1974

3. Brown, Roger S.

Analysis of Power Systems
McGraw-Hill Book Company,
New York, New York, 1974

REFERÊNCIAS

4. Ringold, R. J. e outros

Power System Analysis
and Design, Second Edition,
McGraw-Hill Book Company,
New York, New York, 1974

5. IEEE

IEEE Standard for
Power System Analysis
and Design, 1974

6. Manual do Power Flow Program do Philadelphia Electric
Company.

7. Manual do Power System Analysis Program do Philadelphia
Electric Company

1) LIVROS

1. Crary, Selden B. - Power System Stability
Volume I, John Willey &
Sons, Inc., New York, 1945.
2. Elgerd, Olle I. - Electric Energy Systems
Theory: An Introduction,
McGraw Hill Book Company,
1971.
3. Brown, Homer E. - Solution of Large Networks
by Matrix Methods, John
Willey & Sons, Inc., 1975.
4. Ringlee, R. J. e outros - Course Notes on Schedulling
and Economic Operation,
Apostila do Power Thechno-
logies, Inc., Schenectady,
New York, Sept. 1973.
5. Idem 4 - Notes on Hardware and Soft-
ware for Energy Control
Centers, Idem 4.
6. Manual do Power Flow Program da Philadelphia Electric
Company.
7. Manual do Power System Stability Program da Philadelphia
Electric Company

2) PUBLICAÇÕES

1. Clarke, Edith e Loyraine,
R. G. - Power Limits of Synchronous Machines, AIEE Trans., 1933 Supplement, pág. 1802 a 1809.
2. Shipley, R.B. e Coleman,
D. - A New Direct Matrix Inversion Method, Trans, AIEE C & E, Vol. 78, nov. 1959, pág. 568 a 572
3. Kirchmayer, L.K e outros - Electric Utility System Security Proceedings of American Power Conference, Volume 31, 1969.
4. Stott, B. e Alsac, O. - Optimal Load Flow with Steady State. Security, IEEE Transactions on PAS, Volume 93, May/June 1974, pág.745 a 751.
5. Dy Liacco, Thomas E. - Real Time Computer Control of Power Systems, Proceedings of IEEE, Vol. 62, nº 7, July, 1974 pág.884 a 891.

6. Sachdeva, M.S. e Ibraim, S.A.
 - A Fast Aproximate Technique for Outage Studies in Power System Planning Operation, IEEE. Transactions on PAS, Volume 93, July/August de 1974, pág.1133 e 1142.

7. IEEE Working Group on Operating Economics (W.G. 71-2) of the IEEE System Economics Subcommittee
 - Economy - Security Functions in Power System Operations apresentado no IEEE Power Engineering Society 1975 Winter Meeting.

8. Venikov, V.A. e outros
 - Estimation of Electrical Power System Steady State Stability in Load Flow Calculation, IEEE Transaction on PAS, Volume 94, May/June, 1975 pág.1034 a 1041.

9. Bubenko, J. e outros
 - Security Assesment for Power System Operation, conferên- cia apresentada no Compute- rized Operation of Power System em 1975 na Escola de Engenharia de São Carlos, S.P., Brasil

10. Dy Liacco, T.E.

- System Control Center Design, relatório preparado para o United States Energy Research and Development Administration, July 1975.

11. Savulescu, S.C.

- Qualitative Indices for the System Voltage and Reactive Power Control, IEEE Transaction on PAS, Volume 95, July/August 1976, pág.1413 a 1421.