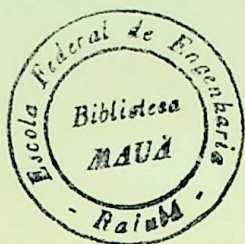


TESE
303

UMA ESTRATÉGIA CORRETIVA PARA
CONTROLE DE EMERGÊNCIA EM
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Josias Matos de Araujo

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO



UMA ESTRATÉGIA CORRETIVA PARA CONTROLE DE
EMERGÊNCIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Autor: Josias Matos de Araujo

Orientador: Prof. Hector Arango

Co-Orientador: Prof. Júlio César Tibúrcio

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

1 9 8 0

CLASS. 621.316.728.0/02.27(043.2)

CUTT. A658_m

TOMBO 303



AGRADECIMENTOS

Às mães, pais, que foram meus primeiros e únicos
professores.

Às professoras e amigos do curso de graduação,
que me ajudaram muito para a realização deste trabalho.

Às professoras e amigos do curso de pós-graduação,
que me ajudaram muito para a realização deste trabalho.

Às professoras e amigos do curso de mestrado,
que me ajudaram muito para a realização deste trabalho.

Às professoras e amigos do curso de doutorado,
que me ajudaram muito para a realização deste trabalho.

Às professoras e amigos do curso de especialização,
que me ajudaram muito para a realização deste trabalho.

Às professoras e amigos do curso de extensão,
que me ajudaram muito para a realização deste trabalho.

Às professoras e amigos do curso de pesquisa,
que me ajudaram muito para a realização deste trabalho.

À minha esposa Terezinha
e a nosso filho Marcelo

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, que foram meus primeiros e princi pais mestres.

Ao professor e amigo Hector Arango, que colaborou de maneira decisiva para a realização deste trabalho.

Ao professor e amigo Júlio César Tibúrcio, sempre atencioso nos momentos precisos.

A ELETROBRÁS, pela confiança e apoio depositados neste trabalho.

A Universidade Federal do Pará, pela oportunidade que me deu para realizar este trabalho.

Às Srtas. Sonia Maria Maia Kherlakian e Maria da Glória Ribeiro Costa, pelo grande cuidado que tiveram na datilografia deste trabalho.

Aos funcionários da EFEL, em especial à turma do Centro de computação.

RESUMO

A técnica apresentada neste trabalho é aplicada para problemas de controle de estado de emergência em tempo real e estudos de planejamento off-line. É um método geral para calcular o deslocamento ótimo de geração que elimina sobrecarga em linhas. A estratégia utiliza o método de solução de inversa generalizada para matrizes retangulares e a matriz de sensibilidade de sistemas de potência. O custo é minimizado.

ABSTRACT

This work presents a method that is applicable for real-time emergency state control problems and detail off-line studies. It is a general method to determine the optimal shift in generation to eliminate overloading of lines. The approach incorporates the generalized inverse solution method for rectangular matrices, and the sensitivity matrix of power systems. The additional cost incurred in shifting generation is minimized.

Índice

1 - INTRODUÇÃO	1
2 - CONTROLE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA SOB CONDIÇÕES DE EMERGÊNCIA	3
2.1 - Considerações Gerais	3
2.2 - Controle de Sistema de Potência	4
2.3 - Estados de Operação de um Sistema de Potência	5
2.3.1 - Estado de Operação Normal	5
2.3.2 - Estado de Operação de Alerta	5
2.3.3 - Estado de Operação de Emergência	5
2.3.4 - Estado de Operação de Restauração	5
2.4 - Ação de Segurança em um Sistema de Potência	5
2.5 - As Estratégias de Ação de Controle em Emergência	5

2.5.1 - "O progresso não é sempre o resultado de grandes saltos tecnológicos, sendo também produto de incontáveis pequenas modificações e melhorias."

(Documento brasileiro à Conferência das Nações Unidas sobre Ciência e Tecnologia para Desenvolvimento)

ÍNDICE

1 - INTRODUÇÃO	1
2 - CONTROLE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA SOB CONDIÇÕES DE EMERGÊNCIA	3
2.1 - Considerações Gerais	3
2.2 - Controle de Sistema de Potência	4
2.3 - Estados de Operação de um Sistema de Potência	6
2.3.1 - Estado de Operação Normal	7
2.3.2 - Estado de Operação de Alerta	9
2.3.3 - Estado de Operação de Emergência	9
2.3.4 - Estado de Operação de Restabelecimento	9
2.4 - Ações de Segurança em um Sistema de Potência	9
2.5 - As Estratégias de Ações de Controle em Emergências	14
2.5.1 - Medidas Corretivas sob Condições de Emergência	14
2.5.2 - Medidas de Recuperação para levar o Sistema em Estado Normal	20
3 - ESTRATÉGIA CORRETIVA DE FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA	22
3.1 - Considerações Gerais	22
3.2 - Cálculo da Matriz de Sensitividade	22
3.3 - Despacho de Potência Ótimo	22
3.4 - Relação entre Sobrecarga e Deslocamento de Geração	25
3.5 - Cálculo da Matriz \underline{H}	27
3.6 - Determinação da Inversa Generalizada da Matriz \underline{H}	29

3.6.1 - Considerações Gerais	29
3.6.2 - Inversa Generalizada de $\underline{\underline{H}}$	30
3.7 - Escolha da Matriz Normal	31
3.8 - Fluxograma do Método	32
3.9 - Restrições Usadas na Estratégia Corretiva .	37
3.10 - Programa Digital da Estratégia Corretiva . .	38
4 - EXEMPLOS DE APLICAÇÃO	40
4.1 - Sistema de Pequeno Porte	40
4.2 - Sistema de Médio Porte	49
5 - COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES FINAIS	61
6. BIBLIOGRAFIA	65

NOMENCLATURA

- Uma barra debaixo de uma letra indica que a letra representa um vetor. Exemplo: \underline{X}
- Duas barras debaixo de uma letra indicam que a letra representa uma matriz. Exemplo $\underline{\underline{L}}$.
- O supra índice t indica transposição e $^{-1}$, inversão.
- Os sub-índices, em geral, são representados por letras minúsculas.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

O despacho econômico de potência recebeu considerável atenção nos últimos anos. Muitos artigos sobre otimização de fluxo de potência ativa e reativa têm sido publicados desde Carpentier⁵ usando modelos de sistemas de potência não-linear. A análise de segurança de sistemas de potência tem sido incluída nos estudos de despacho econômico. Nestes estudos de segurança, usa-se um conjunto de restrições para evitar a sobrecarga em linhas de transmissão e geradores. Durante a operação do sistema, muitos elementos tais como linhas de transmissão e transformadores são desligados quer para isolar uma falta quer para serviço de manutenção. O erro humano ainda pode ser considerado como outra causa do desligamento inadvertido de um elemento. Se um sistema sobrevive após a ocorrência de uma falta, operará em um novo estado onde um ou mais dos elementos do sistema poderão tornar-se sobrecarregados. Além do mais, muitas das tensões de barra poderão exceder provavelmente, os limites especificados. Para uma operação segura, um novo estado deve ser determinado. O problema de segurança vem se tornando cada vez mais complicado à medida que os sistemas de potência crescem e aumentam as interligações.

Durante a fase de pesquisa bibliográfica para a elaboração deste trabalho, notamos a existência de um número apreciável de métodos desenvolvidos para garantir a segurança do sistema. Happ¹¹ desenvolveu um método para calcular fatores de penalidade usando a matriz de sensibilidade para despacho de potência ótimo. Peschon¹⁹ introduziu a análise de sensibilidade em sistemas de potência para despacho econômico. Daniel e Chen⁶ propuseram um método de cálculo de deslocamento de geração para eliminar sobrecargas em linhas de transmissão e manter fluxos de potências em linhas críticas, usando uma representação de modelo de fluxo de potência linear, baseado na matriz de impedância de barras.

Neste trabalho procura-se analisar a estratégia cor
retiva apresentada recentemente por Mamandur e Berg¹⁸ para resolver
problemas de controle de estado de emergência em tempo real
e estudos de planejamento off-line, verificando as possiblida
des de aplicação do método às situações práticas, suas vantagens
e desvantagens, dado o interesse que vem sendo demonstrado pelos
engenheiros de sistema de potência pela tecnologia automática na
avaliação da segurança e controle de sistemas. Trata-se de um mé
todo geral para determinar o deslocamento ótimo de geração no
despacho econômico associado aos estados de contingências ou situ
ações de sobrecarga no sistema. O método utiliza o conceito de
matriz inversa generalizada e a matriz de sensibilidade de sistemas
de potência.

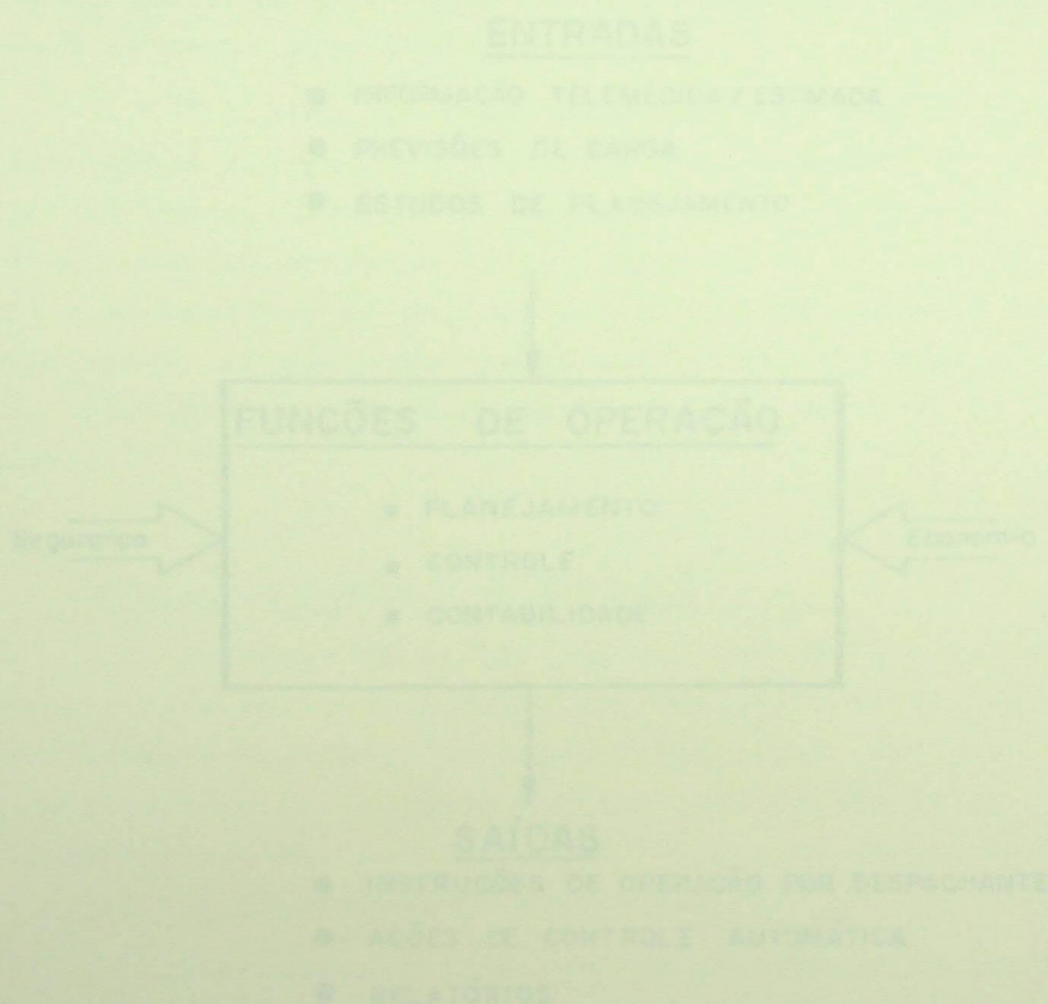


FIGURA 2.1 - Funções de operação de um sistema
elétrico de potência.

CAPÍTULO 2

CONTROLE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA SOB CONDIÇÕES DE EMERGÊNCIA

2.1 - Considerações Gerais

A operação de um Sistema Elétrico de Potência envolve uma série de considerações de segurança e economia. Os problemas de operação de sistema podem ser classificados em operações de planejamento, de controle e de contabilidade, conforme ilustrado na figura 2.1.

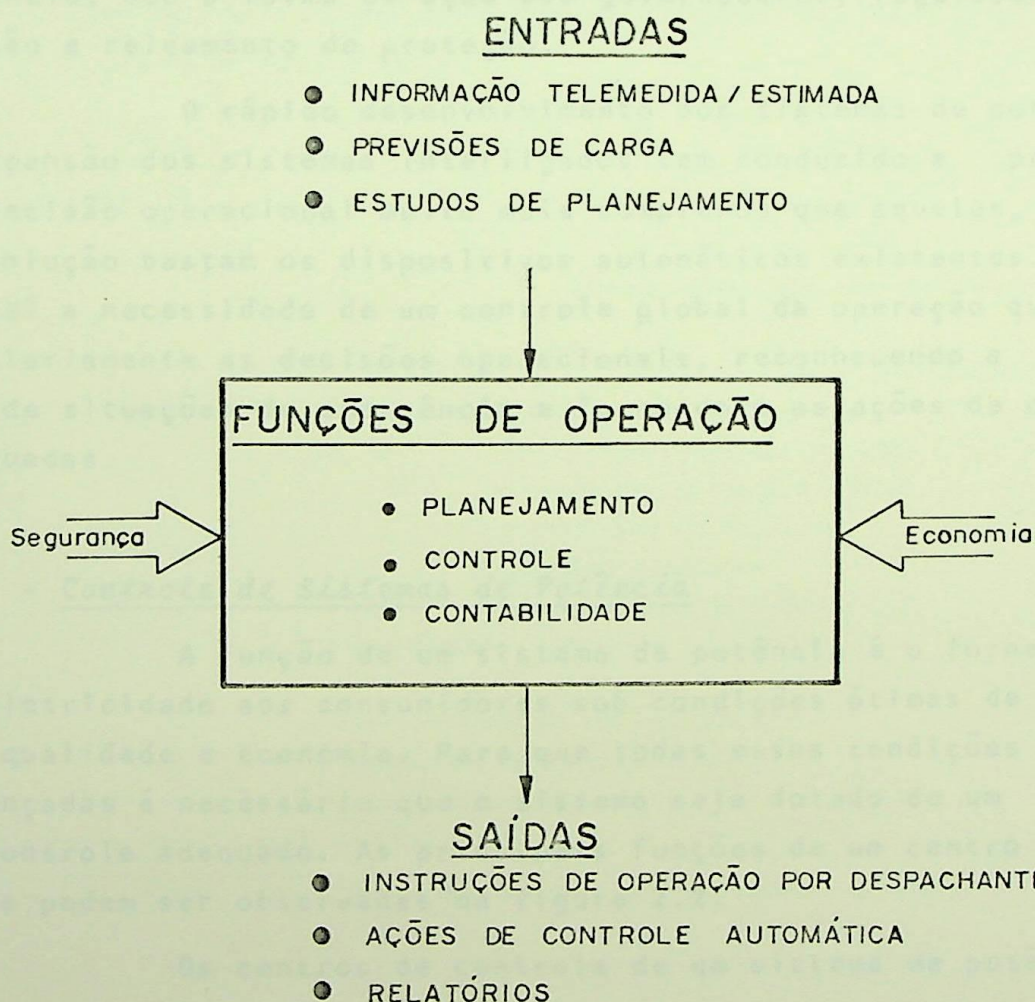


FIGURA 2.1 - Funções da operação de um sistema elétrico de potência

A operação elétrica do sistema geração-transmissão pode ser encarada como uma série de controles necessários para manter a segurança do sistema, garantindo a continuidade de serviço sob padrões pré-estabelecidos de frequência e tensão. As ações de controle manual ou automática são estabelecidas por vários processos baseados na disponibilidade de informação do sistema, dados, experiência e recursos de engenharia. É evidente que sob certas circunstâncias, as decisões executadas podem não ser as melhores sob o ponto de vista de desempenho desejado e podem na realidade piorar ao invés de aliviar uma emergência.

Em geral, a importância de uma decisão correta cresce com as ações mais imediatas em detrimento daquelas cuja urgência não é fator primordial. Os dois requisitos, rapidez e correção da ação, praticamente preterem as ações manuais em favor da automação. Esta tem sido sempre parte integral de um sistema de potência, sob a forma de ação dos governadores, reguladores de tensão e releamento de proteção.

O rápido desenvolvimento dos sistemas de potência e a expansão dos sistemas interligados tem conduzido a problemas de decisão operacional muito mais complexos que aqueles, para cuja solução bastam os dispositivos automáticos existentes. Decorre daí a necessidade de um controle global da operação que otimize diariamente as decisões operacionais, reconhecendo a ocorrência de situações de emergência e fornecendo as ações de controle adequadas.

2.2. - Controle de Sistemas de Potência

A função de um sistema de potência é o fornecimento de eletricidade aos consumidores sob condições ótimas de segurança, qualidade e economia. Para que todas essas condições sejam alcançadas é necessário que o sistema seja dotado de um centro de controle adequado. As principais funções de um centro de controle podem ser observadas na figura 2.2.

Os centros de controle de um sistema de potência podem ser classificados em

- Despacho Central
- Centros Regionais

- Centros Locais

Os sistemas de potência que atendem áreas muito extensas, geralmente não centralizam todas as operações em um único centro de controle, mas dividem o sistema de controle em vários centros de controles regionais. Cada centro regional tem autonomia de controle das operações locais e é coordenado pelo Despacho Central do sistema. As atribuições dos Centros Regionais variam de acordo com as exigências e diretrizes de cada companhia.

Os Centros de Controle modernos devem ser equipados com um sistema de aquisição automática de dados através do qual serão informados em tempo real das seguintes situações:

- estado do sistema de transmissão
- carga
- fluxos de potência ativa e reativa nas linhas
- potências ativas e reativas geradas nas unidades
- tensão e frequência.

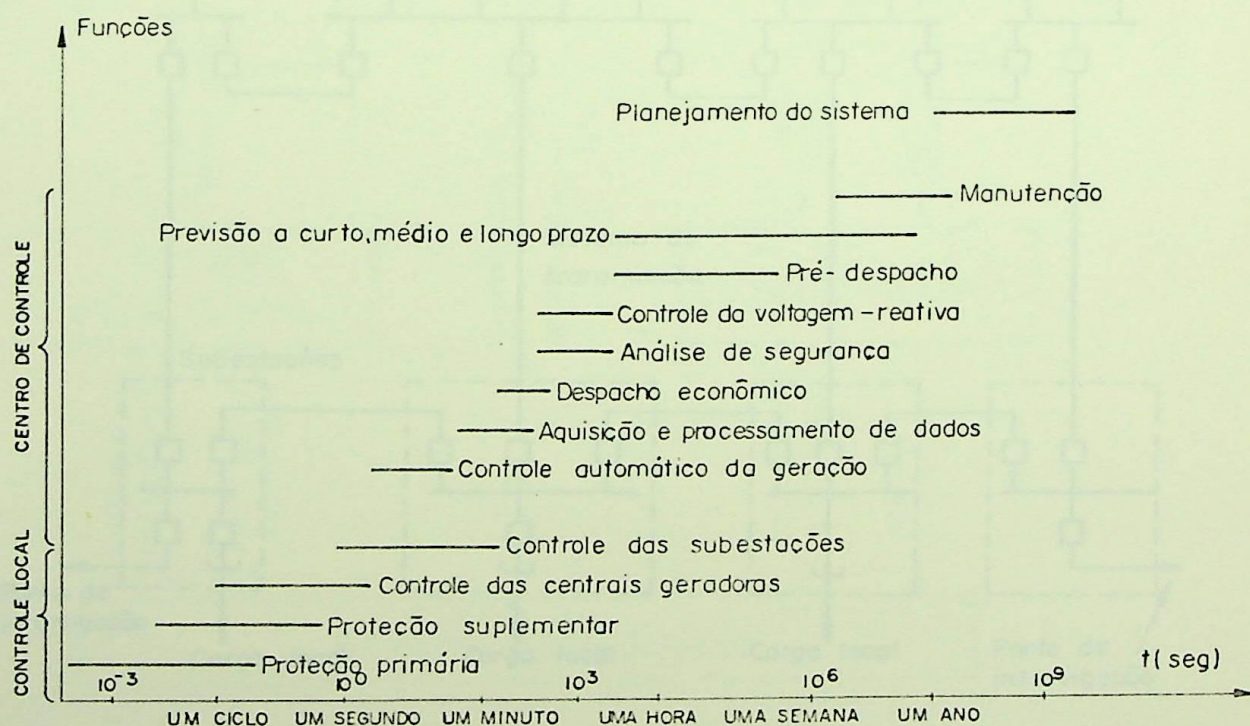


FIGURA 2.2.- Funções de um Centro de Controle

2.3. - Estados de Operação de um Sistema de Potência

A figura 2.3 representa os elementos de um sistema de potência. A operação dia-a-dia impõe uma série de facilidades de utilização visando atender as exigências do consumidor com certas restrições tais como limitações de equipamentos, necessidades de manutenção, custos de operação variável e fixo e acordos de interligação.

Em termos de segurança, é útil classificar os estados de um sistema de potência em quatro modos de operação ou estados de operação conforme mostrados na figura 2.4.

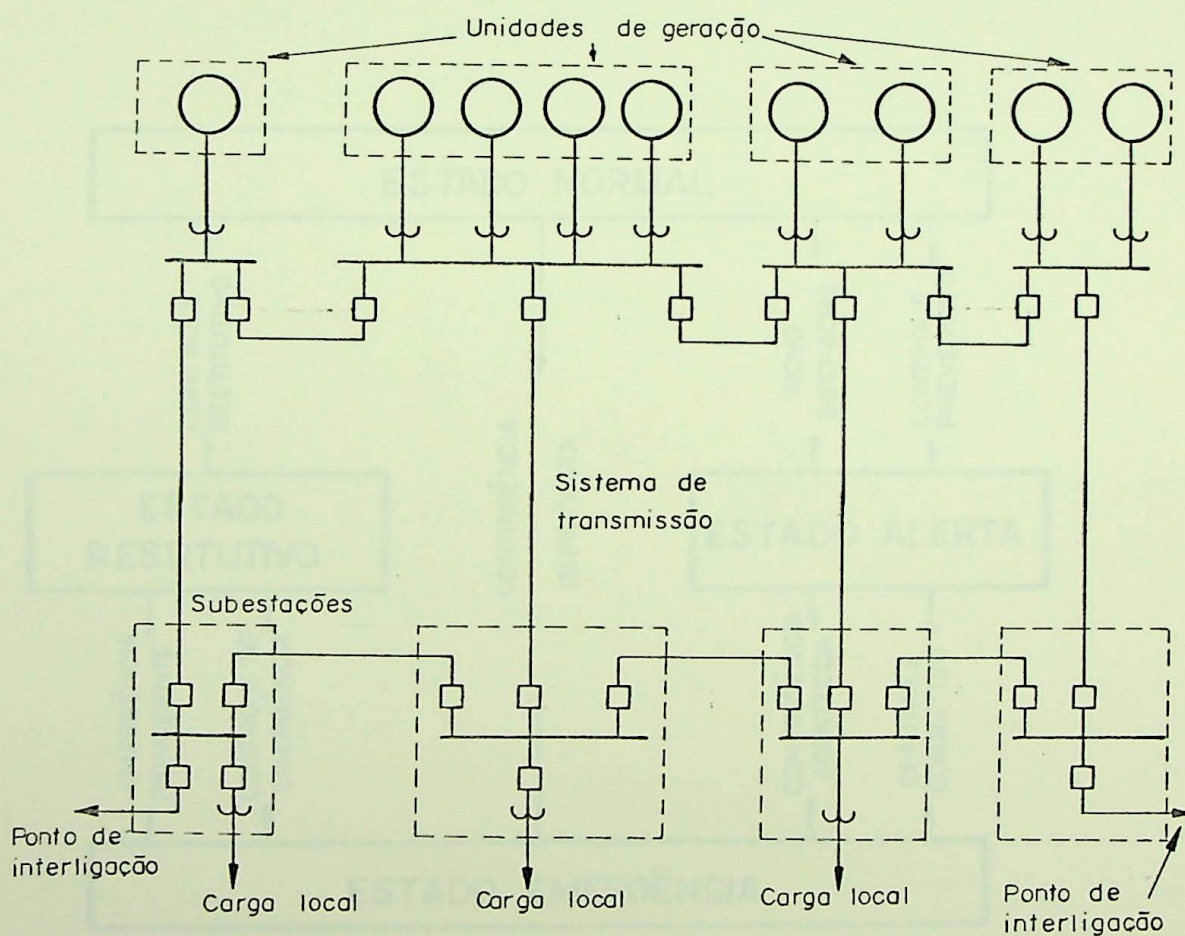


FIGURA 2.3 - Elemento de um Sistema de Potência

2.3.1. - Estado de Operação Normal

No estado normal o objetivo dos controles preventivos é assegurar a continuidade de serviço à frequência e tensão dentro das faixas estabelecidas, operar os equipamentos e linhas dentro dos limites especificados, minimizar o custo total e os efeitos de possíveis eventos futuros.

Métodos eficientes têm sido desenvolvidos para monitoração de segurança on-line com a finalidade de testar continuamente a capacidade do sistema de potência de resistir a contingências. Se o sistema falha ao passar por qualquer um destes testes, diz-se normal inseguro, pois a ocorrência real de tal contingência resultaria em sobrecarga e/ou condições anormais de tensão, podendo acarretar, conseqüentemente corte de serviço.

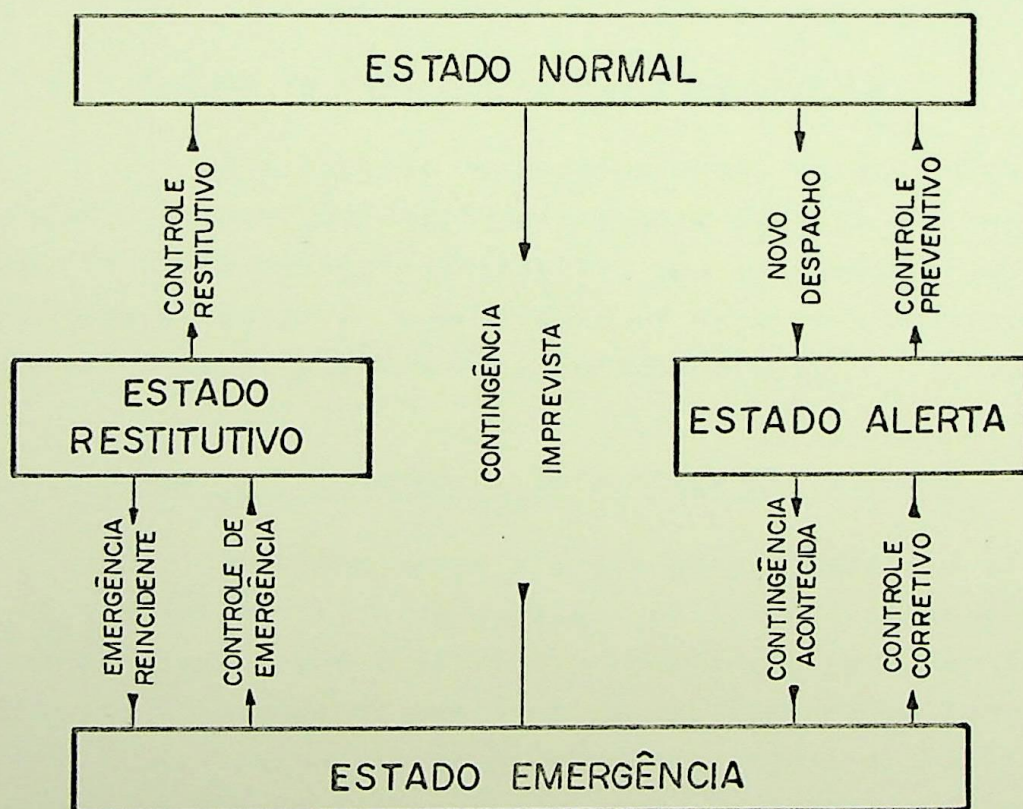


FIGURA 2.4 - Estado de Operação de um Sistema Elétrico de Potência

Uma terapia preventiva se torna necessária no caso do sistema estar em um estado normal inseguro. As ações preventivas podem ser de vários tipos:

- alteração na geração de algumas unidades;
- alterações no intercâmbio de potência com sistemas vizinhos;
- alterações na configuração do sistema;
- alterações nas lógicas de controle e filosofia de proteção.

2.3.2. - Estado de Operação de Alerta

Nesse estado todos os consumidores são atendidos satisfatoriamente e nenhum equipamento ou linha está sobrecarregado. Em sendo detectado uma situação emergente, o objetivo do estado de alerta é impor correções e levar o sistema ao estado normal em um tempo mínimo. Surgem, entretanto, situações em que o sistema passará para o estado de emergência.

2.3.3. - Estado de Operação de Emergência

O estado de operação de emergência ocorre quando os limites especificados de algum componente são ultrapassados ou quando a qualidade de serviço em termos de tensão e frequência está fora dos limites aceitáveis. O objetivo do controle no estado de emergência é aliviar o perigo por meio de estratégias corretivas tais como alteração na geração e desligamento de carga.

2.3.4. - Estado de Operação de Restabelecimento

O estado de restabelecimento caracteriza-se pela alteração das condições de funcionamento do sistema, com algumas cargas fora de serviço. O objetivo das estratégias corretivas neste estado é recuperar a qualidade de serviço o mais rapidamente possível e levar o sistema ao estado normal.

2.4. - Ações de Segurança em um Sistema de Potência

Um plano passo a passo para a melhoria da segurança de um sistema elétrico de potência utilizando computador e equipamentos automáticos é de vital importância para que as decisões em face a situações de emergências críticas sejam tomadas em tempo hábil. As sequências de ações de segurança estão indicadas no diagrama da figura 2.5, cujos blocos passaremos a descrever,

O nível 1 representa os dados de telemedição e display. Trata-se do nível SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), onde as decisões são tomadas por operadores humanos. Neste nível o operador é capaz de tomar suas decisões, com maior propriedade graças às informações que recebe da parte automática

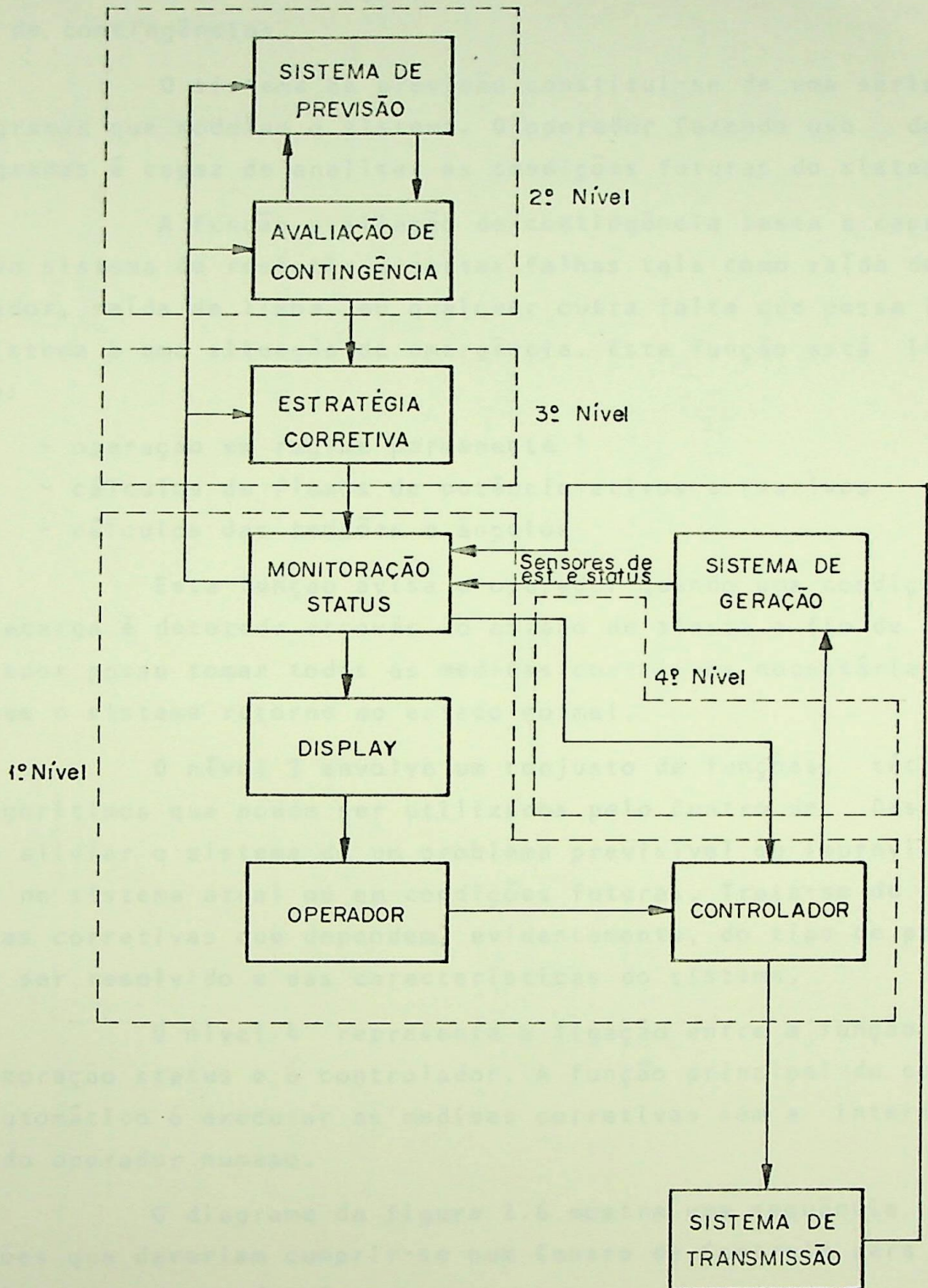


FIGURA 2.5 - Níveis de segurança

do Centro de Controle. O nível SCADA é, portanto, um controle de laço aberto.

O nível 2 engloba o sistema de previsão e a avaliação de contingências.

O sistema de previsão constitui-se de uma série de programas que modelam o sistema. O operador fazendo uso desses programas é capaz de analisar as condições futuras do sistema.

A função avaliação de contingência testa a capacidade do sistema de resistir a certas falhas tais como saída de um gerador, saída de linha, ou qualquer outra falta que possa levar o sistema a uma situação de emergência. Esta função está limitada a:

- operação em regime permanente
- cálculos de fluxos de potência ativos e reativos
- cálculos das tensões e ângulos

Esta função avisa o operador quando uma condição de sobrecarga é detetada através do estado de alerta a fim de que o operador possa tomar todas as medidas corretivas necessárias para que o sistema retorne ao estado normal.

O nível 3 envolve um conjunto de funções, técnicas e algoritmos que podem ser utilizados pelo Centro de Despacho para aliviar o sistema de um problema previsível ou imprevisível quer no sistema atual ou em condições futuras. Trata-se de estratégias corretivas que dependem, evidentemente, do tipo de problema a ser resolvido e das características do sistema.

O nível 4 representa a ligação entre a função de monitoração status e o controlador. A função principal do controle automático é executar as medidas corretivas sem a interferência do operador humano.

O diagrama da figura 2.6 mostra uma sequência de funções que deveriam cumprir-se num Centro de Controle para garantir a segurança do sistema.

O estudo do controle de um sistema elétrico de potência só pode ser efetuado se forem conhecidos a configuração atual do sistema e o valor de certas variáveis típicas que atuam sobre essa configuração. Necessita-se, portanto, de um número su

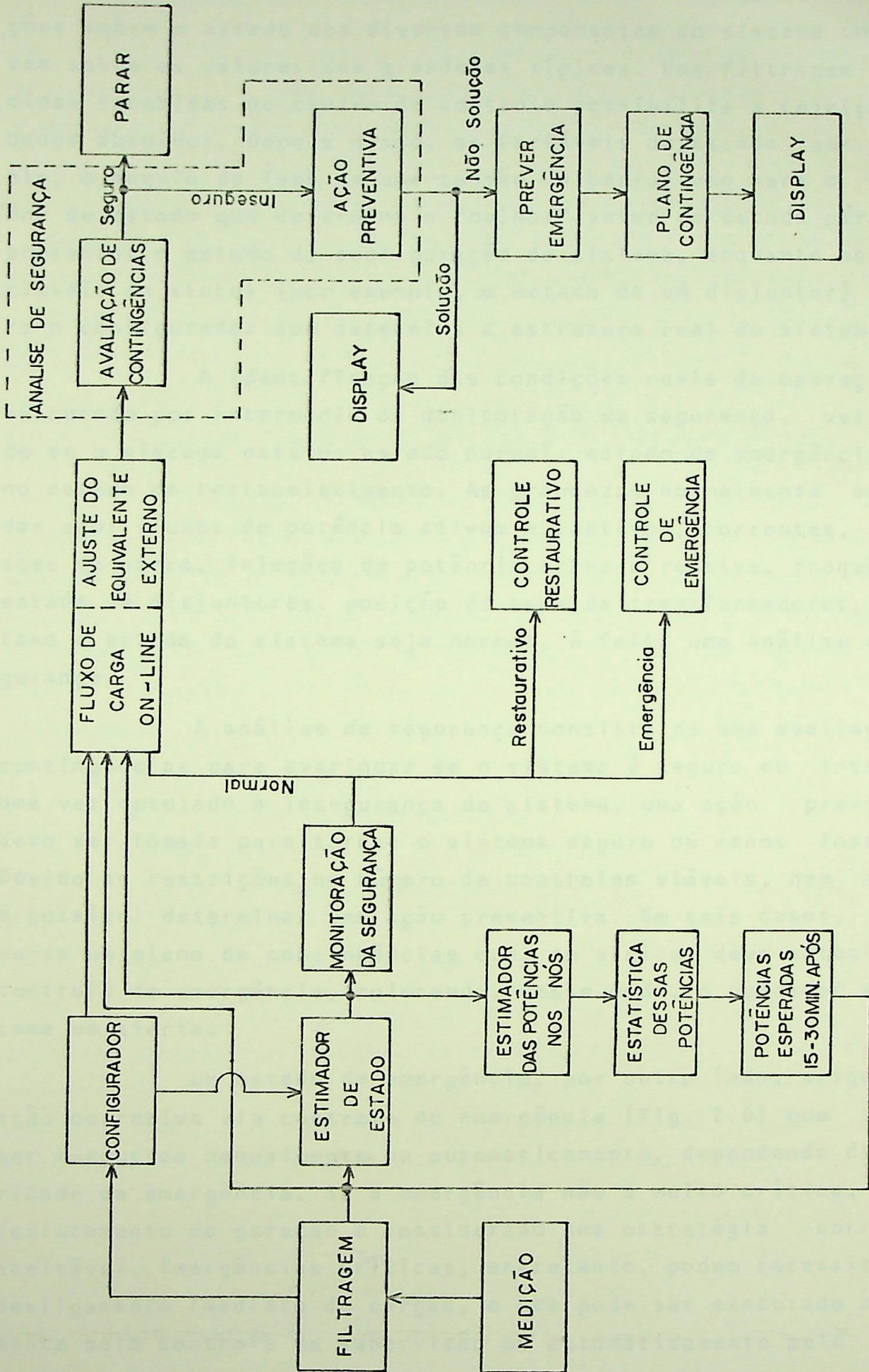


FIGURA 2.6 - Funções de um centro de controle

ficiente de aparelhos de medidas para coletar todas as informações sobre o estado dos diversos componentes do sistema como também sobre os valores das grandezas típicas. Uma filtragem das medidas recebidas no centro de controle possibilita a rejeição dos dados absurdos. Depois disso, as variáveis de estado (por exemplo, o ângulo de fase de uma tensão de barra) vão para o estimador de estado que determina o "melhor" vetor de estado para representar o estado da configuração do sistema, enquanto as variáveis de status (por exemplo, o estado de um disjuntor) vão para o configurador que determina a estrutura real do sistema.

A identificação das condições reais de operação é executado por intermédio da monitoração de segurança, verificando se o sistema está no estado normal, estado de emergência ou no estado de restabelecimento. As grandezas normalmente analisadas são: fluxos de potência ativos e reativos, correntes, tensões de barra, injeções de potência ativa e reativa, frequências, estado de disjuntores, posição de taps de transformadores, etc. Caso o estado do sistema seja normal, é feita uma análise de segurança.

A análise de segurança consiste de uma avaliação de contingências para averiguar se o sistema é seguro ou inseguro. Uma vez detectado a insegurança do sistema, uma ação preventiva deve ser tomada para tornar o sistema seguro ou menos inseguro. Devido as restrições no número de controles viáveis, nem sempre é possível determinar uma ação preventiva. Em tais casos, assume-se um plano de contingências que, em efeito, deve antecipar o controle de emergência, colocando, desse modo, o operador do sistema em alerta.

Um estado de emergência, por outro lado, exige uma ação corretiva via controle de emergência (Fig. 2.6) que pode ser executada manualmente ou automaticamente, dependendo da severidade da emergência. Se a emergência não é muito crítica, um deslocamento de geração é considerado uma estratégia corretiva aceitável. Emergências críticas, entretanto, podem necessitar do desligamento imediato de cargas, o que pode ser executado manualmente pelo controle de supervisão ou automaticamente pelo computador.

2.5. - As Estratégias de Ações de Controle em Emergências

Um dos pontos importantes que deve ser levado em consideração é o grau de anormalidade que o sistema de potência é capaz de suportar sem consequências sérias para o consumidor ou equipamentos, além das medidas que devem ser tomadas para conter as perturbações mais severas. Estas observações devem ser estabelecidas no projeto do sistema, embora a implementação diária necessite de um critério operacional a ser cumprido durante o funcionamento normal do sistema, incluindo os efeitos de falhas em equipamentos.

2.5.1. - Medidas Corretivas sob Condições de Emergências

Apesar de todas as precauções, uma situação de emergência deve ser levada em conta a fim de limitar os efeitos de uma perturbação e restabelecer as condições de operação normal do sistema. Esta ação exige a aplicação de uma estratégia conveniente para manter os limites de segurança do sistema. Entre as várias estratégias utilizadas pelas Companhias de Energia Elétrica, destacamos:

- Ajuste de geração
- Modificação da configuração
- Ajuste de tensão
- Ajuste de fluxos reativos
- Restrição de demandas
- Abertura de linhas externas.

As tabelas 1 a, 1 b, 1 c, 1 d e 1 e mostram as medidas tomadas para combater situações de emergência. Trata-se de um levantamento realizado pelo Grupo de Trabalho 32 (Planejamento e Operação de Sistemas) da CIGRE em 1976, através de consulta feita a 21 Companhias de Energia de diferentes localidades.

Nota-se pelas tabelas apresentadas que o ajuste de geração é a principal estratégia corretiva utilizada pelas Companhias de Energia Elétrica para combater as condições anormais, exceto para a excursão de tensão (tabela 1a). A alteração na configuração do sistema é a ação corretiva mais comum, na faixa de segunda ação executada (tabela 1 b).

TABELA 1a - ESCOLHA DE ESTRATÉGIAS PARA COMBATER PERTURBAÇÕES - 1ª AÇÃO EXECUTADA

ANORMALIDADES / EMERGÊNCIA	M E D I D A S					
	AJUSTE DE GERAÇÃO	CHAVEAR ESTAÇÕES AUXILIARES	CHAVEAMENTO DO SISTEMA	AJUSTE DE TENSÃO/ FLUXOS REATIVOS	DESLIGAR CARGA	ABRIR LIGAÇÕES EXTERNAS
Geração onerosa	13					
Sobrecarga potencial perigosa	11	1				
Sobrecarga real perigosa	11		1			
Risco de desligamento de circuitos múltiplos	9	1	1			
Desligamento de circuitos múltiplos	7		2		3	2
Queda de Frequência (Em torno do valor nominal)	13					
Elevação de Frequência (Em torno do valor nominal)	13					
Queda de Frequência (Bem abaixo do nominal)	9			3		2
Elevação de Frequência (Bem acima do nominal)	13		1			
Queda de Tensão	2			10		
Elevação de Tensão	1			10		

TABELA 1c - ESCOLHA DE ESTRATEGIA PARA COMBATER PERTURBAÇÕES - 3ª AÇÃO EXECUTADA

ANORMALIDADES/ EMERGÊNCIA	M E D I D A S					
	AJUSTE DE GERAÇÃO	CHAVEAR ESTAÇÕES AUXILIARES	CHAVEAMENTO DO SISTEMA	AJUSTE DE TENSÃO FLUXOS REATIVOS	DESLIGAR CARGA	ABRIR LIGAÇÕES EXTERNAS
Geração onerosa			5	1		
Sobrecarga potencial perigosa	1		3	5	1	1
Sobrecarga real perigosa	1	3		4	1	
Risco de desligamento de circuito múltiplos	1		2	5	2	
Desligamento de circuitos múltiplos			1	2	2	
Queda de frequência (Em torno do valor nominal)					2	
Elevação de frequência (Em torno do valor nominal)						
Queda de frequência (Bem abaixo do nominal)	1			2	1	1
Elevação de frequência (Bem acima do nominal)						
Queda de Tensão			1		2	
Elevação de Tensão			1			

TABELA 1c - ESCOLHA DE ESTRATEGIA PARA COMBATER PERTURBAÇÕES - 3ª AÇÃO EXECUTADA

ANORMALIDADES/ EMERGÊNCIA	M E D I D A S					
	AJUSTE DE GERAÇÃO	CHAVEAR ESTAÇÕES AUXILIARES	CHAVEAMENTO DO SISTEMA	AJUSTE DE TENSÃO FLUXOS REATIVOS	DESLIGAR CARGA	ABRIR LIGAÇÕES EXTERNAS
Geração onerosa			5	1		
Sobrecarga potencial perigosa	1		3	5	1	1
Sobrecarga real perigosa	1	3		4	1	
Risco de desligamento de circuito múltiplos	1		2	5	2	
Desligamento de circuitos múltiplos			1	2	2	
Queda de frequência (Em torno do valor nominal)					2	
Elevação de frequência (Em torno do valor nominal)						
Queda de frequência (Bem abaixo do nominal)	1			2	1	1
Elevação de frequência (Bem acima do nominal)						
Queda de Tensão			1		2	
Elevação de Tensão			1			

TABELA 1e - ESCOLHA DE ESTRATÉGIAS PARA COMBATER PERTURBAÇÕES 5ª, 6ª, 7ª AÇÕES EXECUTADAS

ANORMALIDADES / EMERGÊNCIA	M E D I D A S					
	AJUSTE DE GERAÇÃO	CHAVEAR ESTAÇÕES AUXILIARES	CHAVEAMENTO DO SISTEMA	AJUSTE DE TENSÃO / FLUXOS REATIVOS	DESLIGAR CARGA	ABRIR LIGAÇÕES EXTERNAS
Geração onerosa						
Sobrecarga potencial perigosa						1
Sobrecarga real perigosa					2	
Risco de desligamento de circuitos múltiplos						1
Desligamento de circuitos múltiplos	1				1	
Queda de frequência (Em torno do valor nominal)						
Elevação de frequência (Em torno do valor nominal)						
Queda de frequência (Bem abaixo do nominal)						
Elevação de frequência (Bem acima do nominal)						
Queda de Tensão						
Elevação de Tensão						

2.5.2. - Medidas de Recuperação para Levar o Sistema ao Estado Normal

De acordo com o caráter de severidade podemos classificar as emergências em

- Muito grave: Muitos consumidores sem atendimento, circuitos fora de serviço, sérias sobrecargas, desvios excessivos de frequência.

- Grave: Alguns consumidores sem atendimento, circuitos fora de serviço, sobrecargas, desvios de frequência.

- Moderada: Circuitos fora de serviço levando a uma leve sobrecarga, desvio de frequência. Uma perturbação pode exigir uma emergência séria ou provocar uma probabilidade de instabilidade.

- Leve: O sistema funciona normalmente, embora a ocorrência de uma contingência possa levá-lo a uma emergência moderada.

- Muito Leve: O sistema funciona normalmente, embora a ocorrência de uma contingência possa provocar uma leve sobrecarga.

O objetivo principal é eliminar as condições perigosas do sistema tais como frequências anormais, tensões fora dos limites especificados, fluxos excessivos de potência. As medidas normalmente tomadas no intuito de recuperar o estado normal do sistema são:

- Restabelecer a frequência
- Eliminar as sobrecargas por ajustes de geração/por chaveamento
- Restabelecer a tensão, etc.

A tabela 2 mostra a sequência de ações de recuperação, segundo levantamento do Grupo de Trabalho da CIGRÉ em 1976¹⁷.

TABELA 2 - SEQUÊNCIA DE AÇÕES DE RESTAURAÇÃO

SEVERIDADE DA ANOMALIDADE	RESTABELECEER FREQUÊNCIA	REDUÇÃO DE SOBRECARGAS REAIS		RESTABELER TENSÃO	RELIGAR DEMANDA	AJUSTAR TRANSFERÊNCIAS EXTERNAS	REDUÇÃO DE SOBRECARGAS POTENCIAIS	
		POR AJUSTE DE GERAÇÃO	POR CHAVEAMENTO				POR AJUSTE DE GERAÇÃO	POR CHAVEAMENTO
1ª AÇÃO								
A	7	3	1	3		1		
B	6	4	2	3				
C	4	4	4	2			1	
D	2	2	2				7	3
E	2	1		1			6	1
2ª AÇÃO								
A	5	3	3	2		1	1	1
B	5	3	3	1		2	1	1
C	1	2	2		1	2	2	1
D				2		1	2	5
E				1			2	3
3ª AÇÃO								
A		3	2	2	3	1		
B		3	3	3	3			
C		3	2	3	1			1
D	2	1	1			1		
E	2					1		
4ª AÇÃO								
A	1	2	4	1	2	2	1	1
B	1		1	2	3	3	1	1
C				1	1	1	2	
D	1		1			2		
5ª AÇÃO								
A	1	1	2	2	3	2		
B	1	1	2		3	2		
C	1	1	1		2	2	1	1
D		1	1	2				
A - MUITO GRAVE B - GRAVE C - MODERADO D - LEVE E - MUITO LEVE								

CAPÍTULO 3

ESTRATÉGIA CORRETIVA DE FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA3.1. Considerações Gerais

Este trabalho concentra-se apenas no controle da potência ativa. Trata-se de um despacho de potência modificado. O método determina o deslocamento de geração, minimiza o aumento do custo de operação e ao mesmo tempo elimina sobrecargas em elementos de transmissão. O método envolve a solução da inversa generalizada para matrizes retangulares e usa os fatores triangulares da matriz jacobiana do fluxo de carga de Newton-Raphson para obter as relações de sensibilidade. A metodologia parte de um despacho ótimo.

3.2. Cálculo da Matriz de Sensibilidade

No método de fluxo de carga de Newton-Raphson temos a seguinte relação:

$$\underline{\underline{J}} \underline{X} = \underline{Y} \quad (3.1)$$

onde $\underline{\underline{J}}$ é a matriz jacobiana do sistema.

$$\underline{X} = \begin{bmatrix} \Delta Q \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad \text{representa o vetor de correções dos módulos e fases das tensões de barra.}$$

$$\underline{Y} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad \text{representa o vetor de mismatches de potência ativa e reativa das barras do sistema.}$$

Na solução do método corretivo apresentado neste trabalho estamos interessados nos elementos da matriz de sensibilidade (matriz inversa da matriz jacobiana). Muitas técnicas podem ser utilizadas para a inversão do jacobiano. Aqui, entretanto, será usada a técnica de fatorização do jacobiano, tendo em vista a sua fácil implementação, os gastos modestos de memória e o tempo de processamento relativamente rápido para a obtenção da matriz de sensibilidade em comparação com outras técnicas.

O produto do jacobiano fatorizado e a matriz de sensibilidade $\underline{\underline{S}}$ é dado pela expressão

$$\underline{\underline{J}} \underline{\underline{S}} = \underline{\underline{J}}_L \underline{\underline{J}}_U \underline{\underline{S}} = \underline{\underline{I}} \quad (3.2)$$

onde $\underline{\underline{J}}_L$ e $\underline{\underline{J}}_U$ são as matrizes triangulares inferior e superior, respectivamente.

$\underline{\underline{I}}$ é a matriz identidade.

O produto $\underline{\underline{J}}_U \underline{\underline{S}}$ pode ser definido como uma matriz $\underline{\underline{S}}_p$. Os elementos dessa matriz são obtidos por substituição direta na equação (3.2), usando a matriz $\underline{\underline{J}}_L$. Depois do cálculo de $\underline{\underline{S}}_p$, a equação (3.3) é utilizada para obter os elementos da matriz de sensibilidade.

$$\underline{\underline{J}}_U \underline{\underline{S}} = \underline{\underline{S}}_p \quad (3.3)$$

onde a matriz de sensibilidade $\underline{\underline{S}}$ é obtida por substituição inversa.

Se estamos interessados na i-gésima coluna da matriz de sensibilidade, uma inversão completa do jacobiano não é necessária, economizando, portanto, tempo de computação. Considere-se um vetor coluna $\underline{\underline{e}}_i$ definido de tal modo que seu i-gésimo elemento seja 1 e todos os demais iguais a zero. Pós-multiplicando os lados esquerdo e direito da equação (3.2) pelo vetor $\underline{\underline{e}}_i$, temos:

$$\underline{\underline{J}}_L \underline{\underline{J}}_U \underline{\underline{S}} \underline{\underline{e}}_i = \underline{\underline{I}} \underline{\underline{e}}_i \quad (3.4)$$

$$\underline{\underline{J}}_L \underline{\underline{J}}_U \underline{\underline{S}}_i = \underline{\underline{e}}_i$$

$$\underline{\underline{J}}_L \underline{\underline{S}}_{pi} = \underline{\underline{e}}_i$$

O produto $\underline{\underline{S}} \underline{\underline{e}}_i = \underline{\underline{S}}_i$ é a i-gésima coluna da matriz $\underline{\underline{S}}$. O produto $\underline{\underline{J}}_U \underline{\underline{S}}_i$ pode ser definido como o vetor coluna $\underline{\underline{S}}_{pi}$. Os elementos desse vetor são calculados por substituição direta. A i-gésima coluna de $\underline{\underline{S}}$ é calculada por substituição inversa.

Esta técnica convenientemente modificada pode ser usada para o cálculo simultâneo de mais de uma coluna da matriz $\underline{\underline{S}}$.

3.3. - Despacho de Potência Ótimo

O método clássico de despacho de potência utiliza para a determinação do deslocamento econômico de geração, um conjunto de funções de custo incremental penalizado da forma

$$\left(\frac{dC}{dP}\right)_i \gamma_i = \lambda \quad (3.5)$$

onde $\left(\frac{dC}{dP}\right)_i$ representa o custo incremental de geração da unidade i e é geralmente representado por um conjunto de trechos de característica linear; γ_i representa o fator de penalidade da unidade i e λ , o custo incremental de geração da unidade de referência. O fator de penalidade da equação (3.5) está relacionado com as perdas incrementais do sistema $\frac{\partial P_L}{\partial P_i}$ segundo a equação (3.6)

$$\gamma_i = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i}} \quad (3.6)$$

As perdas incrementais da equação (3.6) podem ser expressas na forma¹¹

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_i} = \frac{\partial P_L}{\partial E_i} \frac{\partial E_i}{\partial P_i}, \quad i = 2, m \quad (3.7)$$

onde E_i representa as tensões complexas na forma retangular ou na forma polar. Considerando E_i na forma polar dado por $V_i \angle \theta_i$ podemos escrever

$$\frac{\partial E_i}{\partial P_i} = \sum_{j=2}^m \frac{\partial E_j}{\partial \theta_j} \frac{\partial \theta_j}{\partial P_j} + \sum_{j=2}^m \frac{\partial E_j}{\partial V_j} \frac{\partial V_j}{\partial P_j} \quad (3.8)$$

Substituindo (3.8) em (3.7) obtemos

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_i} = \sum_{j=2}^m \frac{\partial P_L}{\partial \theta_j} \frac{\partial \theta_j}{\partial P_j} + \sum_{j=2}^m \frac{\partial P_L}{\partial V_j} \frac{\partial V_j}{\partial P_j} \quad (3.9)$$

A expressão (3.9) em forma matricial resulta

$$\underline{P_L} = \underline{A} \underline{C} \quad (3.10)$$

onde $\underline{P_L}$ é o vetor de perdas incrementais do sistema de ordem $1 \times (m-1)$, para um sistema com m barras de geração incluindo a barra de referência.

$$\underline{A} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \theta} & \frac{\partial P_L}{\partial V} \end{bmatrix}$$

$$\underline{C} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \theta}{\partial P} \\ \frac{\partial V}{\partial P} \end{bmatrix} \quad \text{é uma submatriz da matriz de sensibilidade, de ordem } 2(m-1) \times (m-1).$$

Para calcular os elementos dos vetores $\frac{\partial P_L}{\partial \theta}$ e $\frac{\partial P_L}{\partial V}$

consideremos P_i , a potência líquida injetada na i -gésima barra do sistema. A perda total de transmissão do sistema em termos de injeção de potência pode ser expressa pela equação (3.11)

$$P_L = \sum_{i=1}^n P_i \quad (3.11)$$

onde n representa o número total de barras do sistema.

Derivando a equação (3.11) em relação a θ e V , obtemos

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \theta} & \frac{\partial P_L}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta} & \frac{\partial P_1}{\partial V} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta} & \frac{\partial P_2}{\partial V} \end{bmatrix} + \dots + \begin{bmatrix} \frac{\partial P_n}{\partial \theta} & \frac{\partial P_n}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Os elementos dos vetores $\frac{\partial P_1}{\partial \theta}$, $\frac{\partial P_1}{\partial V}$, ..., $\frac{\partial P_n}{\partial \theta}$ são calculados durante a formação da matriz jacobiana do fluxo de carga de Newton-Raphson.

3.4. - Relação entre Sobrecarga e Deslocamento de Geração

A saída de uma linha em um sistema de potência pode resultar em um número de elementos sobrecarregados. Uma mudança de geração pode aliviar este problema. A estratégia corretiva que será desenvolvida neste trabalho visa aliviar sobrecarga de elementos de transmissão, minimizando o custo de operação do

sistema.

Consideremos que a linha que une as barras i e k de um ramo de um sistema está acima de sua capacidade de transmissão devido a uma contingência no sistema. As mudanças nos fluxos das linhas podem ser expressas em termos de injeções de potência nas barras de geração. Por definição a sobrecarga na linha de i para k

$$\Delta P_{ik} = P_{ik}^{(2)} - P_{ik}^{(1)}$$

onde $P_{ik}^{(1)}$ representa a capacidade de transmissão da linha e $P_{ik}^{(2)}$, a potência fluindo pela linha no estado pós-falta.

A relação entre sobrecarga e deslocamento de geração em termos matriciais é dado pela equação (3.13)

$$\underline{\Delta P}_{TR} = \underline{H} \underline{\Delta P}_{GER} \quad (3.13)$$

onde

$$\underline{\Delta P}_{TR} = [\Delta P_{ik}]$$

$$\underline{H} = \left[\frac{\partial P_{ik}}{\partial P_2} \quad \frac{\partial P_{ik}}{\partial P_3} \quad \dots \quad \frac{\partial P_{ik}}{\partial P_m} \right]$$

$$\underline{\Delta P}_{GER} = \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \vdots \\ \Delta P_m \end{bmatrix}$$

sendo $\Delta P_2, \Delta P_3, \dots, \Delta P_m$ os deslocamentos de geração.

A solução da equação (3.13) é, em geral, indeterminada pois o número de equações é diferente do número de incógnitas. Portanto, para determinar o vetor deslocamento de geração que satisfaça a equação (3.13) é necessário considerar uma outra condição. Foi escolhida a condição de minimização do custo de operação, além de se ter que calcular os elementos da matriz \underline{H} e de sua inversa generalizada. Além do mais, o conjunto de equações (3.13) não deve apresentar equações redundantes. Por exemplo, se duas ou mais linhas paralelas e idênticas estão presen

tes entre duas barras, apenas uma equação pode ser incluída em (3.13) para representar o link.

3.5. - Cálculo da Matriz H

Consideremos um trecho de uma linha de transmissão mostrado na figura 3.1. Ele pode representar uma linha de transmissão ligando duas barras i e k de um sistema maior.

O fluxo de potência ativa da barra i para a barra k é expresso por

$$P_{ik} = \text{Re} \{ \bar{V}_i \bar{I}_{ik}^* \} \quad (3.14)$$

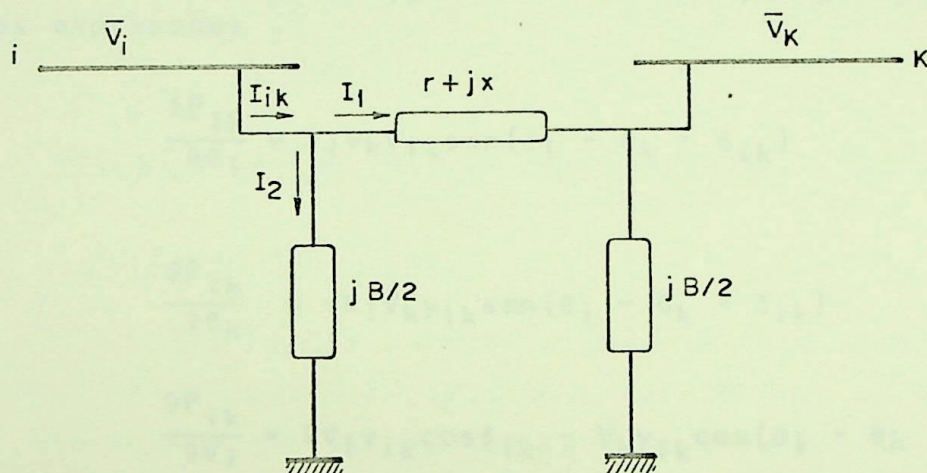


FIGURA 3.1 - Representação de um trecho de um Sistema de Transmissão

A corrente \bar{I}_{ik} é dada por

$$\bar{I}_{ik} = \bar{I}_1 + \bar{I}_2 \quad (3.15)$$

$$\bar{I}_{ik} = (\bar{V}_i - \bar{V}_k) \bar{y}_{ik} + \bar{V}_i (jB/2)$$

onde

$$\bar{V}_i = V_i \angle \theta_i$$

$$\bar{V}_k = V_k \angle \theta_k \quad \text{são as tensões das barras i e k res}$$

pectivamente.

$\bar{y}_{ik} = y_{ik} \angle \delta_{ik}$ é a admitância da linha que liga as barras de i e k .

Substituindo (3.15) em (3.14) obtemos

$$P_{ik} = \text{Re} \left\{ \bar{V}_i \left[(\bar{V}_i - \bar{V}_k) \bar{y}_{ik} + \bar{V}_i (jB/2) \right]^* \right\}$$

ou

$$P_{ik} = V_i^2 y_{ik} \cos \delta_{ik} - V_i V_k y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \delta_{ik}) \quad (3.16)$$

Derivando P_{ik} com relação a θ_i , θ_k , V_i e V_k resultam as expressões

$$\frac{\partial P_{ik}}{\partial \theta_i} = V_i V_k y_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k - \delta_{ik}) \quad (3.17)$$

$$\frac{\partial P_{ik}}{\partial \theta_k} = -V_i V_k y_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k - \delta_{ik}) \quad (3.18)$$

$$\frac{\partial P_{ik}}{\partial V_i} = 2V_i y_{ik} \cos \delta_{ik} - V_k y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \delta_{ik}) \quad (3.19)$$

para $i > m$

$$\frac{\partial P_{ik}}{\partial V_k} = -V_i y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \delta_{ik}) \quad (3.20)$$

para $k > m$

Portanto, a matriz \underline{H} é expressa por

$$\underline{H} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{12}}{\partial P_2} & \frac{\partial P_{12}}{\partial P_3} & \dots & \frac{\partial P_{12}}{\partial P_m} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

onde

$$\frac{\partial P_{ik}}{\partial P_j} = \sum_{y=2}^n \frac{\partial P_{ik}}{\partial \theta_y} \frac{\partial \theta_y}{\partial P_j} + \sum_{y=m+1}^n \frac{\partial P_{ik}}{\partial V_y} \frac{\partial V_y}{\partial P_j}$$

$$j = 2, m$$

Em forma matricial, temos :

$$\underline{\underline{H}} = \underline{\underline{S}}_2 \underline{\underline{S}}_1 \quad (3.22)$$

onde

$$\underline{\underline{S}}_2 = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ik}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_{ik}}{\partial V} \end{bmatrix}$$

de ordem $Z \times [(n-1)+(n-m)]$,
sendo Z , o número de elementos
sobrecarregados.

$$\underline{\underline{S}}_1 = \begin{bmatrix} \frac{\partial \theta}{\partial P} \\ \frac{\partial V}{\partial P} \end{bmatrix}$$

submatriz da matriz de sensibilidade,
de ordem $[(n-1)+(n-m)] \times (m-1)$

3.6. - Determinação da Inversa Generalizada da Matriz $\underline{\underline{H}}$

3.6.1. - Considerações Gerais

Uma matriz apresenta inversa se é quadrada e não singular, obedecendo uma série de propriedades. Em outras palavras, uma matriz admite inversa se suas colunas (ou filas) são linearmente independentes.

Se $\underline{\underline{M}}$ é uma matriz não singular de ordem p , a solução da equação linear $\underline{\underline{M}}\underline{\underline{x}} = \underline{\underline{y}}$, onde $\underline{\underline{y}}$ é um vetor coluna de ordem $(p \times 1)$, é $\underline{\underline{x}} = \underline{\underline{M}}^{-1}\underline{\underline{y}}$ onde $\underline{\underline{M}}^{-1}$ é a inversa de $\underline{\underline{M}}$ (isto é, $\underline{\underline{M}}\underline{\underline{M}}^{-1} = \underline{\underline{M}}^{-1}\underline{\underline{M}} = \underline{\underline{I}}$, matriz identidade). Se $\underline{\underline{M}}$ é uma matriz quadrada tal que exista $\underline{\underline{M}}^{-1}$ que satisfaça $\underline{\underline{x}} = \underline{\underline{M}}^{-1}\underline{\underline{y}}$, então $\underline{\underline{M}}^{-1}$ é chamada de inversa generalizada da matriz $\underline{\underline{M}}$. Portanto, a seguinte definição²¹ é válida.

"Se $\underline{\underline{M}}$ é uma matriz $p \times q$ de classe arbitrária, uma inversa generalizada de $\underline{\underline{M}}$ ($\underline{\underline{M}}^{-1}$), é uma matriz de ordem $q \times p$ tal que $\underline{\underline{x}} = \underline{\underline{M}}^{-1}\underline{\underline{y}}$ seja a solução de $\underline{\underline{M}}\underline{\underline{x}} = \underline{\underline{y}}$ para qualquer $\underline{\underline{y}}$ que torne a equação consistente".

Se uma matriz retangular $\underline{\underline{M}}$ de dimensão $p \times q$ é de classe $r > 0$, então existe uma fatoração tal que:

$$\underline{\underline{M}}^{p \times q} = \underline{\underline{B}}^{p \times r} \underline{\underline{C}}^{r \times q} \quad (3.23)$$

As matrizes $\underline{\underline{B}}$ e $\underline{\underline{C}}$ são de classe r . A decomposição de $\underline{\underline{M}}$ é obtida selecionando, inicialmente, a matriz $\underline{\underline{B}}$ tal que suas colunas sejam colunas linearmente independentes de $\underline{\underline{M}}$. A matriz $\underline{\underline{C}}$ é determinada depois de obter-se a matriz $\underline{\underline{B}}$ tal que a fatorização da equação (3.23) seja satisfeita. A inversa generalizada de $\underline{\underline{M}}$ é definida pela equação (3.24).

$$\underline{\underline{M}}^{-1} = \underline{\underline{C}}^t (\underline{\underline{C}} \underline{\underline{C}}^t)^{-1} (\underline{\underline{B}}^t \underline{\underline{B}})^{-1} \underline{\underline{B}}^t \quad (3.24)$$

Se as colunas (ou filas) de $\underline{\underline{M}}$ são linearmente independentes, a equação (3.24) se transforma em (3.25) e (3.26), respectivamente.

$$\underline{\underline{M}}^{-1} = (\underline{\underline{M}}^t \underline{\underline{M}})^{-1} \underline{\underline{M}}^t \quad (3.25)$$

$$\underline{\underline{M}}^{-1} = \underline{\underline{M}}^t (\underline{\underline{M}} \underline{\underline{M}}^t)^{-1} \quad (3.26)$$

A inversa generalizada da equação (3.24) é útil para casos em que dois ou mais elementos de um sistema estejam sobrecarregados.

Podemos destacar três tipos básicos de inversas generalizadas:

- Inversa generalizada para uma solução normal mínima de $\underline{\underline{M}} \underline{\underline{x}} = \underline{\underline{y}}$ (consistente).
- Inversa generalizada para uma solução de mínimos quadrados de $\underline{\underline{M}} \underline{\underline{x}} = \underline{\underline{y}}$ (inconsistente).
- Inversa generalizada para uma solução de mínimos quadrados normal mínima de $\underline{\underline{M}} \underline{\underline{x}} = \underline{\underline{y}}$ (inconsistente).

3.6.2. - Inversa Generalizada de $\underline{\underline{H}}$

Dos três tipos básicos de inversas generalizadas mencionadas anteriormente, o de real interesse para a estratégia corretiva é o primeiro tipo. O problema é encontrar uma inversa generalizada $\underline{\underline{H}}^{-1}$, independente de $\underline{\underline{\Delta P}}_{\text{GER}}$, tal que $\underline{\underline{H}}^{-1} \underline{\underline{\Delta P}}_{\text{GER}}$ apresenta a mesma norma na classe de todas as soluções de

$$\underline{\underline{H}} \underline{\Delta P}_{GER} = \underline{\Delta P}_{TR}.$$

Na solução da estratégia corretiva, a condição de norma mínima será representado por $\|\Delta P_{GER}\|$ e definida pela expressão

$$\|\Delta P_{GER}\| = (\underline{\Delta P}_{GER}^t \underline{\underline{N}} \underline{\Delta P}_{GER})^{1/2} \quad (3.27)$$

onde $\underline{\underline{N}}$ é uma matriz normal definida positiva (NDP) de ordem $(m-1)$.

A matriz $\underline{\underline{H}}$ é retangular com o número de filas igual ao número de linhas sobrecarregadas (Z) e o número de colunas igual a $(m-1)$, e sua inversa generalizada para qualquer matriz NDP²¹ é dado por

1) Para $Z \leq (m-1)$

$$\underline{\underline{H}}^{-1} = \underline{\underline{N}}^{-1} \underline{\underline{H}}^t (\underline{\underline{H}} \underline{\underline{N}}^{-1} \underline{\underline{H}}^t)^{-1} \quad (3.28)$$

2) Para $Z > (m-1)$

$$\underline{\underline{H}}^{-1} = \underline{\underline{N}} \underline{\underline{H}}^t \underline{\underline{H}} (\underline{\underline{H}}^t \underline{\underline{H}} \underline{\underline{N}}^{-1} \underline{\underline{H}}^t \underline{\underline{H}})^{-1} \underline{\underline{H}}^t \quad (3.29)$$

3.7. - Escolha da Matriz Normal

A condição para que a matriz normal $\underline{\underline{N}}$ seja selecionada é a minimização da função custo.

Quando se tem uma variação ∂P_i no gerador i , há uma redução na geração de referência ($\partial P_i - \partial P_L$), em sentido contrário. A variação no custo da geração de referência seria

$$(\partial P_i - \partial P_L) \frac{\partial C_{REF}}{\partial P_{REF}}$$

A variação total no custo de geração do sistema devido a variação ∂P_i será portanto

$$\partial C_i - (\partial P_i - \partial P_L) \frac{\partial C_{REF}}{\partial P_{REF}}$$

A variação incremental do custo de geração do sistema será

$$c_i = \frac{\partial C_i}{\partial P_i} - \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i}\right) \frac{\partial C_{REF}}{\partial P_{REF}} \quad (3.30)$$

onde

$\frac{\partial C_i}{\partial P_i}$ é o custo incremental da unidade i

$\frac{\partial P_L}{\partial P_i}$ é a perda incremental de transmissão para a unidade i , calculada pela equação (3.10)

$\frac{\partial C_{REF}}{\partial P_{REF}}$ é o custo incremental de geração da unidade de referência

c_i é o custo incremental relativo.

Em termos de custo incremental relativo e deslocamento de geração, o aumento total no custo de operação, ΔC_T é expresso por

$$\Delta C_T = c_2 \Delta P_2 + c_3 \Delta P_3 + \dots + c_m \Delta P_m \quad (3.31)$$

Igualando a equação (3.27) com a equação (3.31)

$$\left(\frac{\Delta P_{GER}^t}{N} = \frac{\Delta P_{GER}}{N}\right)^{1/2} = (c_2 \Delta P_2 + c_3 \Delta P_3 + \dots + c_m \Delta P_m) \quad (3.32)$$

ou

$$\left(\frac{\Delta P_{GER}^t}{N} = \frac{\Delta P_{GER}}{N}\right) = (c_2 \Delta P_2 + c_3 \Delta P_3 + \dots + c_m \Delta P_m)^2 \quad (3.31)$$

A condição estabelecida pela equação (3.32), isto é, $\|\Delta P_{GER}\| = \Delta C_T$ representa a minimização do custo de operação associado com o deslocamento de geração.

A matriz normal \underline{N} deve ser escolhida como uma matriz triangular inferior, da forma

$$\underline{\underline{N}} = \begin{bmatrix} N_{22} & & & & & \\ N_{32} & N_{33} & & & & \\ N_{42} & N_{43} & N_{44} & & & \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & & \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ N_{m1} & N_{m2} & N_{m3} & \cdot & \cdot & \cdot & N_{mn} \end{bmatrix}$$

Com a representação acima da matriz normal, a equação (3.24) resulta

$$\begin{aligned} & N_{22} \Delta P_2^2 + N_{32} \Delta P_2 \Delta P_3 + N_{33} \Delta P_3^2 + \dots + N_{mm} \Delta P_m^2 = \\ & = c_2^2 \Delta P_2^2 + 2c_2c_3 \Delta P_2 \Delta P_3 + 2c_2c_4 \Delta P_2 \Delta P_4 + \dots + c_3^2 \Delta P_3^2 + \dots + \\ & + c_m^2 \Delta P_m^2 \end{aligned} \quad (3.34)$$

Comparando os coeficientes da equação (3.34), a forma final da matriz normal em termos de custo incremental relativo é

$$\underline{\underline{N}} = \begin{bmatrix} c_2^2 & & & & & \\ 2c_2c_3 & c_3^2 & & & & \\ 2c_2c_4 & 2c_3c_4 & c_4^2 & & & \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & & \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & c_m^2 \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

A grande vantagem de escolher a matriz $\underline{\underline{N}}$ triangular inferior é que, em termos computacionais, não é necessário armazenar todos os elementos de $\underline{\underline{N}}$.

3.8. - Fluxograma do Método

A figura 3.2 representa um procedimento geral para o desenvolvimento de um despacho de potência utilizando os con

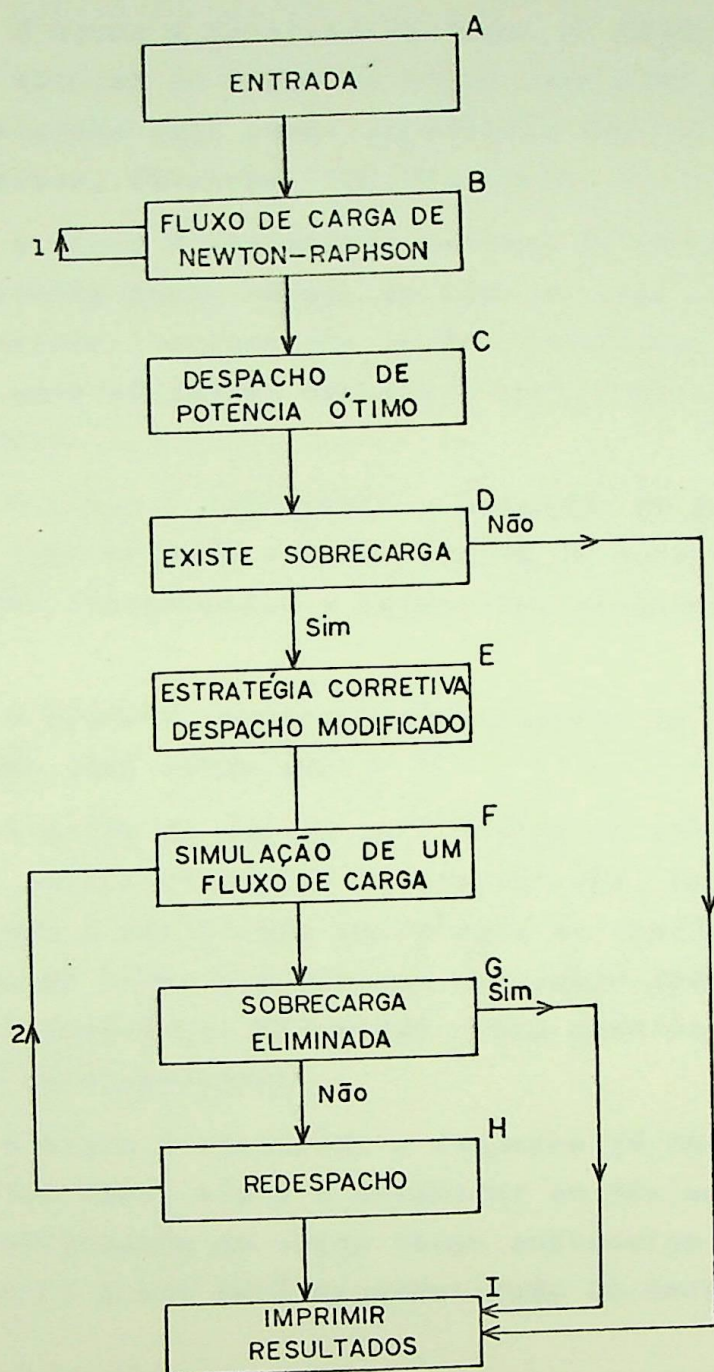


FIGURA 3.2 - Fluxograma geral

ceitos do despacho modificado quando se pretende eliminar sobre cargas em linhas de transmissão. O fluxograma apresenta nove blocos, cuja descrição passaremos a expor.

O bloco A consiste de todos os dados necessários tanto para a solução do fluxo de carga como para o despacho de potência do sistema tais como: impedância das linhas, gerações ativas e reativas, demandas, funções custo, tolerância, etc.

O bloco B representa o fluxo de carga de Newton-Raphson. A escolha deste método se deve ao fato de que para o cálculo das perdas incrementais serão necessários os elementos da matriz de sensibilidade, obtidos a partir da fatorização da matriz jacobiana.

O bloco C representa o despacho de potência ótimo que pode ser implementado usando fatores de penalidade e calculando as perdas incrementais a partir dos elementos do jacobiano.

O bloco D representa as situações de contingências a que o sistema está submetido.

A saída de uma ou mais linhas do sistema poderá sobrecarregar outros elementos de transmissão. Neste bloco cada linha do sistema é verificada em relação as condições de sobrecarga. Se nenhuma linha ultrapassou sua capacidade de transmissão, o bloco I deverá ser executado. Caso contrário, a estratégia corretiva será aplicada.

O bloco E constitui o despacho de potência modificado. O objetivo deste bloco é encontrar um deslocamento de geração ótimo, eliminando ao mesmo tempo sobrecarga de linhas de transmissão. Este bloco está esquematizado em detalhes na figura 3.3.

O bloco F representa a simulação de um fluxo de carga usando o novo despacho de geração obtido no bloco E.

O bloco G constitui a verificação de tolerância. Se a sobrecarga foi eliminada passa-se ao bloco I; caso contrário é feito o redespacho.

O bloco H representa o processo de redespacho. Obtidos os novos valores de geração, há necessidade da simulação

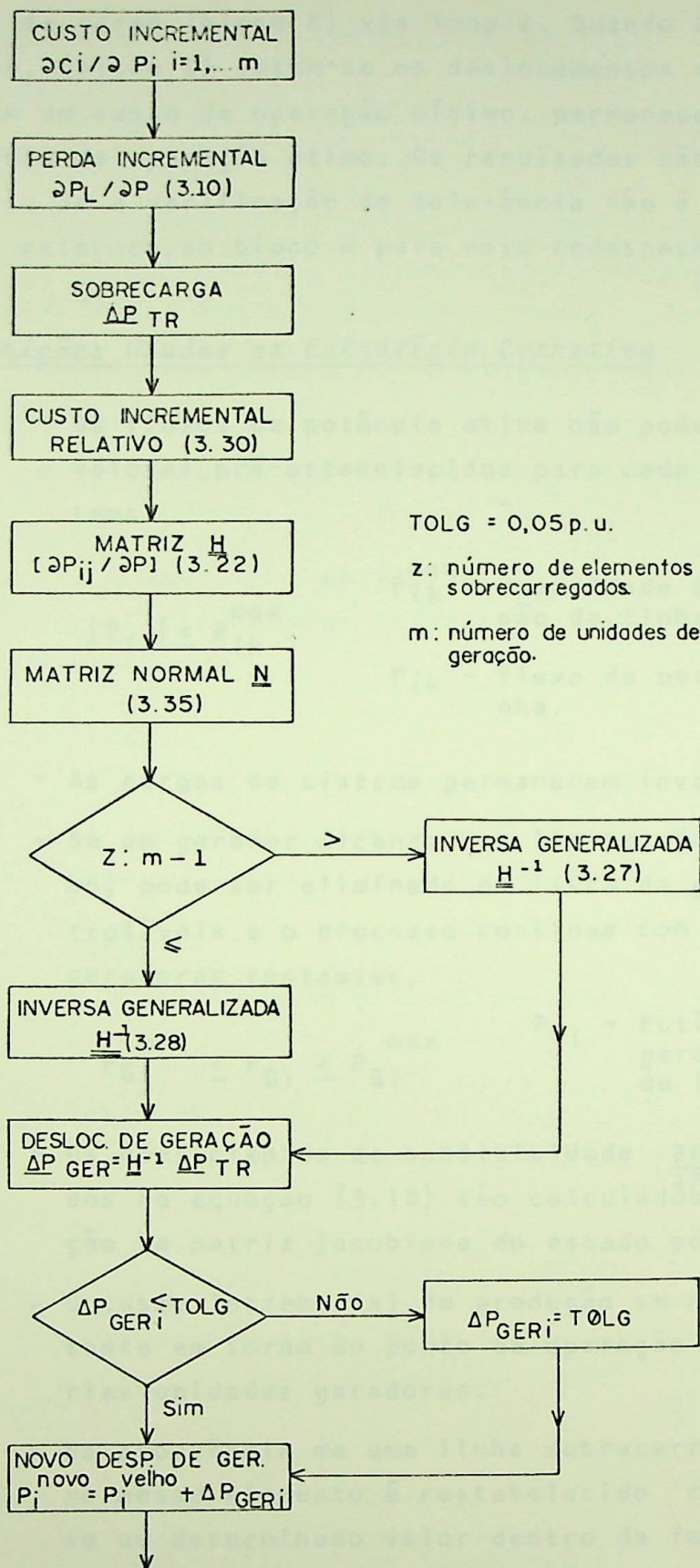


FIGURA 3.3 - Fluxograma simplificado da estratégia corretiva

de um fluxo de carga (bloco F) via loop 2. Quando a tolerância é satisfeita, (bloco G) obtêm-se os deslocamentos de geração que produzem um custo de operação mínimo, permanecendo o sistema em um ponto de operação ótimo. Os resultados são impressos pelo bloco I. Se a verificação de tolerância não é satisfeita, os cálculos retornam ao bloco H para novo redespacho.

3.9. - Restrições Usadas na Estratégia Corretiva

- Os fluxos de potência ativa não podem exceder os valores pré-estabelecidos para cada linha do sistema.

$$|P_{ik}| \leq P_{ik}^{\max}$$

P_{ik}^{\max} - capacidade de transmissão da linha.
 P_{ik} - fluxo de potência na linha.

- As cargas do sistema permanecem invariáveis.
- Se um gerador alcança seu limite máximo ou mínimo, pode ser eliminado da lista de geradores controláveis e o processo continua com as unidades geradoras restantes.

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max}$$

P_{Gi} - Potência ativa gerada na unidade de i.

- Os coeficientes de sensibilidade $\frac{\partial \theta}{\partial P}$ e $\frac{\partial V}{\partial P}$ usados na equação (3.10) são calculados da fatorização da matriz jacobiana do estado pós-falta.
- O custo incremental de produção se mantém constante em torno do ponto de operação para as várias unidades geradores.
- Na ocorrência de uma linha sobrecarregada, o fluxo nesse elemento é restabelecido considerando-se um determinado valor dentro da faixa pré-estabelecida. O número de iterações para a convergência do método dependerá da restrição de fluxo adotada.

3.10. - Programa Digital da Estratégia Corretiva

O programa foi desenvolvido em linguagem FORTRAN IV, utilizando o computador Telefunken TR-86.

O programa foi dimensionado para um sistema de até 25 barras e 35 linhas, dada a pequena capacidade de memória do computador utilizado. Foi usado dimensionamento dinâmico.

O programa consta de um programa principal e várias subrotinas.

As principais subrotinas são:

- FAT

Fatoriza a matriz jacobiana produto das matrizes triangulares inferior e superior, respectivamente.

- XINVR

Calcula os elementos da matriz de sensibilidade usando os fatores triangulares da matriz jacobiana, determinados pela subrotina FAT.

- JACOB

Calcula os elementos da matriz jacobiana do sistema.

- ORDJACOB

Ordena os elementos da matriz jacobiana.

- DEPIJ

Determina os termos $\frac{\partial P_L}{\partial \theta}$ e $\frac{\partial P_L}{\partial V}$, necessários para o cálculo do vetor $\underline{P_L}$ de perdas incrementais do sistema.

- DEPIJV

Calcula os elementos $\frac{\partial P_{ik}}{\partial \theta}$ e $\frac{\partial P_{ik}}{\partial V}$ necessário para a formação da matriz \underline{H} .

A determinação da matriz normal, da inversa generalizada da matriz \underline{H} e do custo de operação estão inseridas no

programa principal.

A implementação da estratégia corretiva é relativamente simples, exigindo além das subrotinas mencionadas, as subrotinas para produto e transposição de matrizes. O tempo de processamento do programa depende basicamente:

- da restrição de fluxo nas linhas
- da técnica utilizada para a obtenção da matriz de sensibilidade
- do número de elementos sobrecarregados.
- do número de barras do sistema

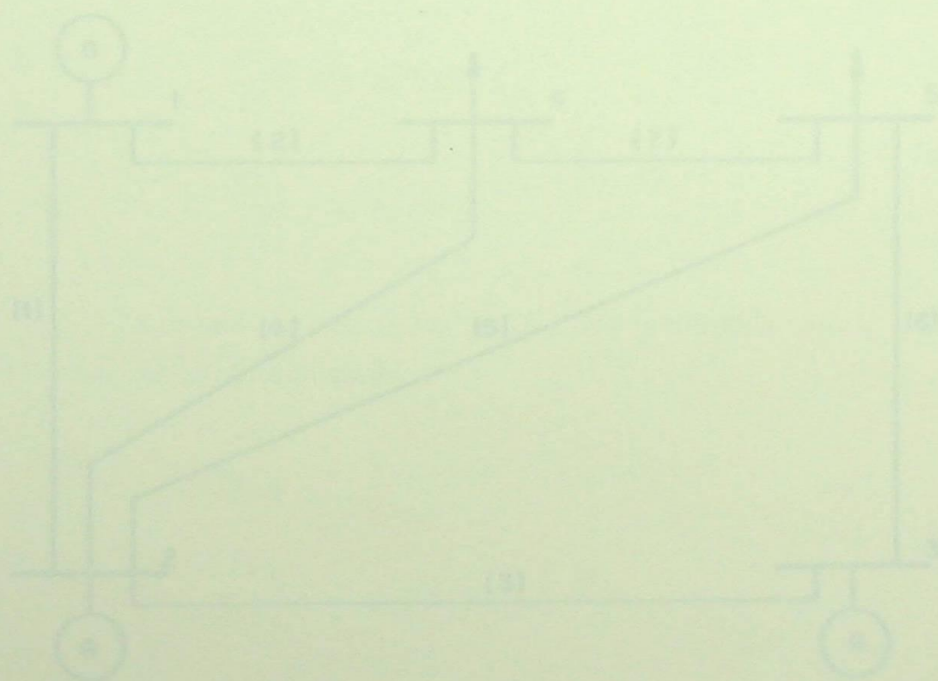


FIGURA 4.1 - Diagrama unifilar - Sistema com 6 barras

CAPÍTULO 4

EXEMPLOS DE APLICAÇÃO

Para a aplicação do método desenvolvido neste trabalho utilizaremos dois exemplos de Sistemas Elétricos de Potência com Geração Térmica: um sistema com 5 barras e um sistema com 25 barras.

4.1. - Sistema de Pequeno Porte

Este caso será desenvolvido passo a passo para melhor ilustrar a estratégia corretiva apresentada no Capítulo 3.

Seja então o sistema

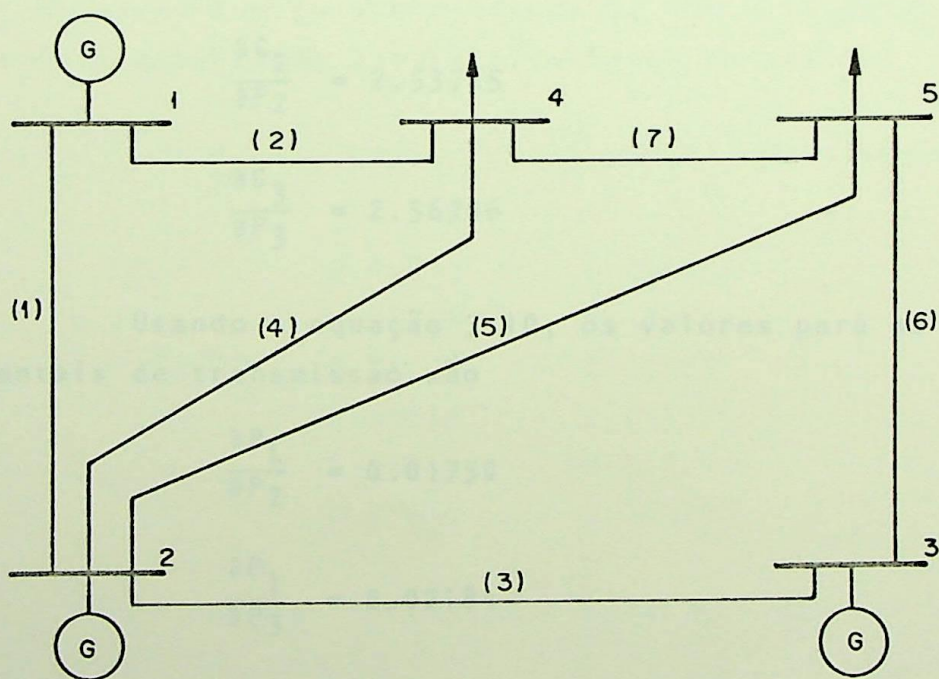


FIGURA 4.1 - Diagrama unifilar - Sistema com 5 barras

Na figura 4.1 temos um sistema com 5 barras, das quais 3 com geração térmica, e 7 linhas. Os limites (máximo e mínimo) de potência gerada, em cada unidade geradora, foram fixados em 100 MW e 5 MW, respectivamente. Os dados de linha e de barra estão mostrados nas tabelas 3 e 4 respectivamente.

O estado de operação inicial do sistema está mostrado nas tabelas 5 e 6 respectivamente.

Para a aplicação da estratégia corretiva consideramos a remoção da linha 5. Os fluxos nas linhas após a saída da linha 5 estão indicados na tabela 7, onde se pode observar que a linha 4 excedeu sua capacidade de transmissão.

Os coeficientes da função custo estão mencionados na tabela 8. Os limites de geração para os quais os custos incrementais são tomados constantes é considerado ± 5 MW.

O valor escolhido para a tolerância de fluxo de potência nas linhas foi de 5 MW.

Os custos incrementais antes do redespacho são:

$$\frac{\partial C_1}{\partial P_1} = 2.5154$$

$$\frac{\partial C_2}{\partial P_2} = 2.53725$$

$$\frac{\partial C_3}{\partial P_3} = 2.56706$$

Usando a equação 3.10, os valores para as perdas incrementais de transmissão são

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_2} = 0.01750$$

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_3} = 0.02184$$

A matriz \underline{H} pode ser obtida através da equação (3.22)

$$\underline{H} = \underline{S}_2 \quad \underline{S}_1$$

$$\underline{\underline{S}}_2 = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{24}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_{24}}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_{24}}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_{24}}{\partial \theta_5} & \frac{\partial P_{24}}{\partial V_4} & \frac{\partial P_{24}}{\partial V_5} \end{bmatrix}$$

$$\underline{\underline{S}}_1 = \begin{bmatrix} \frac{\partial \theta_2}{\partial P_2} & \frac{\partial \theta_2}{\partial P_3} \\ \frac{\partial \theta_3}{\partial P_2} & \frac{\partial \theta_3}{\partial P_3} \\ \frac{\partial \theta_4}{\partial P_2} & \frac{\partial \theta_4}{\partial P_3} \\ \frac{\partial \theta_5}{\partial P_2} & \frac{\partial \theta_5}{\partial P_3} \\ \frac{\partial V_4}{\partial P_2} & \frac{\partial V_4}{\partial P_3} \\ \frac{\partial V_5}{\partial P_2} & \frac{\partial V_5}{\partial P_3} \end{bmatrix}$$

Os elementos de $\underline{\underline{S}}_2$ são obtidos pelas equações (3.17) a (3.20), enquanto que os elementos de $\underline{\underline{S}}_1$ são calculados usando os fatores triangulares da matriz jacobiana. Portanto,

$$\underline{\underline{S}}_2 = \begin{bmatrix} 5.52914 & 0 & -5.52914 & 0 & -1.40390 & 0 \end{bmatrix}$$

$$\underline{\underline{S}}_1 = \begin{bmatrix} 0.05123 & 0.04627 \\ 0.04594 & 0.13385 \\ 0.03376 & 0.05555 \\ 0.03513 & 0.06439 \\ 0.00046 & 0.00271 \\ 0.00046 & 0.00279 \end{bmatrix}$$

Os custos incrementais relativos são

$$c_2 = \frac{\partial C_2}{\partial P_2} - \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_2}\right) \frac{\partial C_{REF}}{\partial P_{REF}} = -0.02217$$

$$c_3 = \frac{\partial C_3}{\partial P_3} - (1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_3}) \frac{\partial C_{REF}}{\partial P_{REF}} = -0.00328$$

Substituindo os valores dos custos incrementais em (3.35) obtemos a matriz normal

$$\underline{\underline{N}} = \begin{bmatrix} 4.91509 \times 10^{-4} & 0 \\ 1.45435 \times 10^{-4} & 1.07584 \times 10^{-5} \end{bmatrix}$$

Como o número de elementos sobrecarregados ($Z=1$) é menor que o número de unidades geradoras, excluindo a barra de referência ($m=2$), então a matriz inversa generalizada da matriz $\underline{\underline{H}}$, pode ser obtida pela equação (3.28), isto é:

$$\underline{\underline{H}}^{-1} = \underline{\underline{N}}^{-1} \underline{\underline{H}}^t (\underline{\underline{H}} \underline{\underline{N}}^{-1} \underline{\underline{H}}^t)^{-1}$$

$$\underline{\underline{H}}^{-1} = \begin{bmatrix} 0.55556 \\ -19.91112 \end{bmatrix}$$

O objetivo principal é aliviar a sobrecarga da linha 4, cuja restrição de fluxo é estabelecida em 0.37 p.u. Portanto,

$$\underline{\underline{\Delta P}}_{TR} = 0.37 - 0.4178 = -0.0478$$

Portanto, usando a expressão (3.13), obtemos o vetor deslocamento de geração

$$\underline{\underline{\Delta P}}_{GER} = \underline{\underline{H}}^{-1} \underline{\underline{\Delta P}}_{TR}$$

$$\underline{\underline{\Delta P}}_{GER} = \begin{bmatrix} -0.0265 \\ 0.9517 \end{bmatrix}$$

Como o deslocamento de geração não pode ultrapassar ± 0.05 p.u., então

$$0.0265$$

$$\Delta P_{\text{GER}} = 0.0500$$

O novo despacho de geração será, portanto,

$$P_2 = 69.15 - 2.65 = 66.5 \text{ MW}$$

$$P_3 = 54.79 + 5 = 59.79 \text{ MW}$$

Pelo fluxograma da figura 3,2 um fluxo de carga deve ser simulado utilizando os novos valores de geração para averiguar se a sobrecarga já foi eliminada e se o fluxo de potência na linha sobrecarregada está dentro dos limites especificados. Caso o fluxo na linha sobrecarregada não esteja dentro da tolerância estabelecida, um redespacho completo será executado. Neste exemplo foram necessárias 13 iterações para que se atingisse a solução final, conforme é mostrado na tabela 9.

O fluxo de potência ativa nas linhas do sistema após a última iteração no processo de redespacho estão mostrados na tabela 10.

Linha	Potência Ativa (MW)	Potência Ativa (MW)	Potência Ativa (MW)	Potência Ativa (MW)	Potência Ativa (MW)
1	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00
2	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00
3	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00
4	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00
5	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00

LINHA	BARRA	BARRA	RESISTÊNCIA	REATÂNCIA	SUSCEPTÂNCIA TOTAL	CAPAC. DE TRANSM.
1	1	2	0.020	0.060	0.060	0.40
2	1	4	0.080	0.240	0.050	0.40
3	2	3	0.040	0.120	0.030	0.30
4	2	4	0.060	0.180	0.040	0.39
5	2	5	0.060	0.180	0.040	0.40
6	3	5	0.080	0.240	0.050	0.50
7	4	5	0.010	0.030	0.020	0.50

Base = 100 MVA

TABELA 3 - Dados de linha em P.U.

BARRA	TENSÃO (P.U.)	P.ATIVA GERADA (MW)	P.REATIVA GERADA (MVAR)	P.ATIVA CONSUM. (MW)	P.REATIVA CONSUM. (MW)
1	1.060	0.00	0.00	0.00	0.00
2	1.056	69.15	30.00	20.00	10.00
3	1.044	54.79	10.00	45.00	15.00
4	1.000	0.00	0.00	40.00	5.00
5	1.000	0.00	0.00	60.00	10.00

Barra de referência: 1

TABELA 4 - Dados da barra

BARRA	TENSÃO	ÂNGULO (Grau)	PG (MW)	PC (MW)	QC (MW)
1	1.0600	0.0000	42.95	0.00	0.00
2	1.0560	-0.5246	69.15	20.00	10.00
3	1.0440	-0.8874	54.79	45.00	15.00
4	1.0361	-3.0737	0.00	40.00	5.00
5	1.0338	-3.2520	0.00	60.00	10.00

TABELA 5 - Estado de Operação Inicial

LINHA	BARRA	BARRA	FLUXO ATIVO (MW)
1	1	2	17.51
1	2	1	-17.45
2	1	4	25.44
2	4	1	-24.98
3	2	3	8.41
3	3	2	- 8.36
4	2	4	28.01
4	4	2	-27.58
5	2	5	30.09
5	5	2	-29.59
6	3	5	18.15
6	5	3	-17.90
7	4	5	12.43
7	5	4	-12.41

TABELA 6 - Fluxos nas linhas antes da remoção da linha 5
(Estado de Operação Inicial)

LINHA	BARRA	BARRA	FLUXO ATIVO (MW)
1	1	2	9.80
1	2	1	- 9.78
2	1	4	33.89
2	4	1	-33.05
3	2	3	17.13
3	3	2	-17.01
4	2	4	41.78
4	4	2	-40.83
6	3	5	26.79
6	5	3	-26.26
7	4	5	33.83
7	5	4	-33.72

TABELA 7 - Fluxos nas linhas após a remoção da linha 5

BARRA	A_1	A_2	A_3
1	0.0060	2.00	140
2	0.0075	1.50	120
3	0.0070	1.80	80

$$\text{Custo: } C = A_1 P_{Gi}^2 + A_2 P_{Gi} + A_3$$

$$\text{Custo inicial} = 696.19$$

TABELA 8 - Coeficientes da função custo

ITERAÇÃO	GERAÇÃO (MW)			CUSTO
	P ₁	P ₂	P ₃	
1	41.10	66.50	59.79	697.90
2	51.18	61.50	54.79	698.35
3	51.13	56.50	59.79	699.31
4	47.20	55.39	64.79	699.85
5	57.29	50.39	59.79	701.55
6	55.10	47.55	64.79	702.65
7	50.10	47.50	69.79	703.10
8	60.17	42.50	64.79	705.38
9	55.77	41.84	69.79	705.83
10	51.34	41.23	74.79	706.90
11	61.43	36.23	69.79	709.44
12	56.41	36.21	74.79	709.84
13	52.86	34.74	79.79	711.86

TABELA 9 - Resultado final da estratégia corretiva

LINHA	BARRA	BARRA	FLUXO ATIVO (MW)
1	1	2	19.96
1	2	1	-19.89
2	1	4	32.91
2	4	1	-32.12
3	2	3	- 2.42
3	3	2	2.47
4	2	4	37.16
4	4	2	-36.39
6	3	5	32.31
6	5	3	-31.55
7	4	5	28.51
7	5	4	-28.43

TABELA 10 - Fluxos nas linhas após a aplicação da estratégia corretiva

4.2. - Sistema de Médio Porte

Na figura 4.2, temos o sistema com 25 barras, das quais 5 com geração térmica e 35 linhas. Os limites (máximo e mínimo) de potência gerada, em cada unidade geradora, foram fixados em 350 MW e 10 MW, respectivamente. Os dados de linha encontram-se na tabela 11, enquanto que os dados de barra estão mencionados na tabela 12.

A variação máxima de potência para cada unidade geradora, em cada iteração, foi considerado ± 20 MW.

O valor escolhido para a tolerância de fluxo na linha foi da ordem de 5 MW (0.05 p.u.).

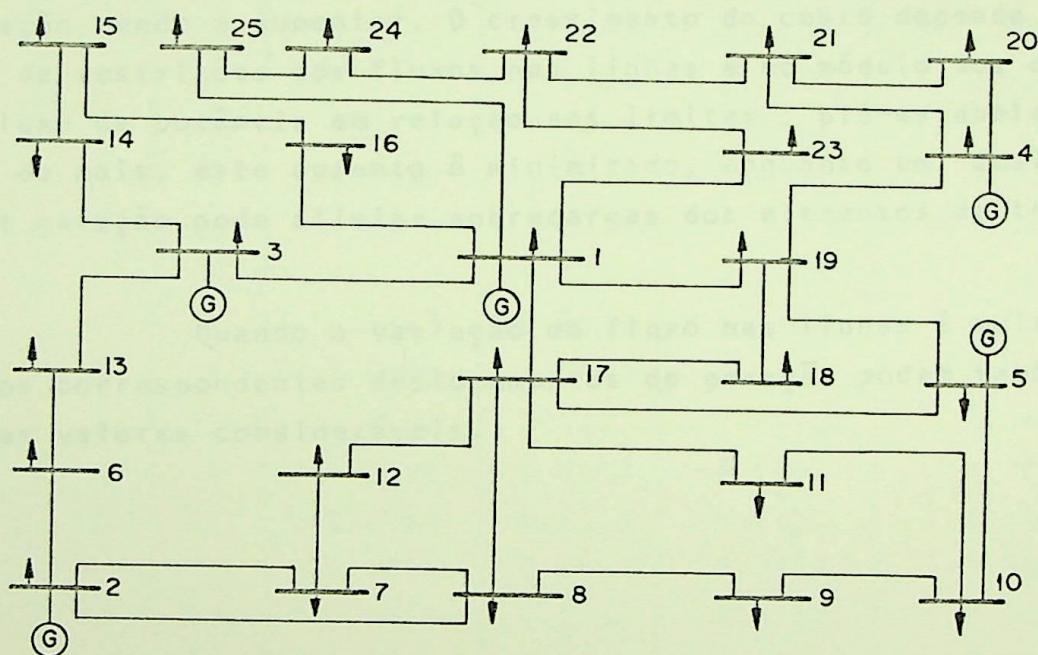


FIGURA 4.2 - Diagrama unifilar - Sistema com 25 barras

O estado de operação inicial do sistema está indicado nas tabelas 13 e 14, respectivamente.

A linha que liga as barras 5 e 19 foi removida do sistema para simular uma situação de contingência. Como consequência a linha que une as barras 5 e 17 (linha 16) ultrapassou

sua capacidade de transmissão. (Ver tabela 15).

Os coeficientes da função custo estão mostrados na tabela 16.

Neste exemplo, 5 iterações foram suficientes para se alcançar o vetor deslocamento de geração que eliminasse a sobrecarga da linha 16, além de se obter um custo mínimo de operação. (Tabela 17).

A tabela 18 apresenta valores dos fluxos ativos nas linhas do sistema após a última iteração do processo de despacho, onde se pode observar que o fluxo na linha 16 foi restabelecido para 110 MW, estando, portanto, abaixo da capacidade de transmissão dessa linha (120 MW). Analisando tanto o exemplo de 5 barras como o exemplo de 25 barras, nota-se que o custo de operação tende a aumentar. O crescimento do custo depende do número de restrições dos fluxos nas linhas e do módulo dos desvios de fluxo de potência em relação aos limites pré-estabelecidos. Além do mais, este aumento é minimizado, enquanto um deslocamento de geração pode aliviar sobrecargas dos elementos de transmissão.

Quando a variação de fluxo nas linhas é muito grande, os correspondentes deslocamentos de geração podem também apresentar valores consideráveis.

LINHA	BARRA	BARRA	RESISTÊNCIA	REATÂNCIA	SUSCEPTÂNCIA TOTAL	CAP. DE TRANSM.
1	1	3	0.0720	0.2876	0.0179	0.60
2	1	16	0.0290	0.1379	0.0337	0.70
3	1	17	0.1012	0.2799	0.0148	0.45
4	1	19	0.1487	0.3897	0.0224	0.25
5	1	23	0.1085	0.2245	0.0573	0.50
6	1	25	0.0753	0.3593	0.0873	0.50
7	2	6	0.0617	0.2935	0.0186	0.40
8	2	7	0.0511	0.2442	0.0155	0.50
9	2	8	0.0579	0.2763	0.0175	0.50
10	3	13	0.0564	0.1478	0.0085	0.30
11	3	14	0.1183	0.3573	0.0185	0.65
12	4	19	0.0196	0.0514	0.0113	0.60
13	4	20	0.0382	0.1007	0.0220	0.60
14	4	21	0.0970	0.2547	0.0558	0.40
15	5	10	0.0497	0.2372	0.0577	0.50
16	5	17	0.0144	0.1269	0.1335	1.20
17	5	19	0.0929	0.2442	0.0140	0.70
18	6	13	0.0263	0.0691	0.0040	0.30
19	7	8	0.0529	0.1465	0.0078	0.30
20	7	12	0.0364	0.1736	0.0110	0.30
21	8	9	0.0387	0.1847	0.0118	0.30
22	8	17	0.0497	0.2372	0.0572	0.30
23	9	10	0.0973	0.2691	0.0085	0.20
24	10	11	0.0898	0.2359	0.0135	0.30
25	11	17	0.1068	0.2807	0.0161	0.30
26	12	17	0.0460	0.2196	0.0139	0.30
27	14	15	0.0281	0.0764	0.0044	0.30
28	15	16	0.0256	0.0673	0.0148	0.40
29	17	18	0.0806	0.2119	0.0122	0.50
30	18	19	0.0872	0.2294	0.0132	0.30
31	20	21	0.0615	0.1613	0.0354	0.30
32	21	22	0.0414	0.1087	0.0238	0.30
33	22	23	0.2250	0.3559	0.0169	0.40
34	22	24	0.0970	0.2595	0.0567	0.30
35	24	25	0.0472	0.1458	0.0317	0.30

Base = 100 MVA

TABELA 11 - Dados de linha em p.u.

BARRA	TENSÃO (P.U.)	P.ATIVA GERADA (MW)	P.REATIVA GERADA (MW)	P.ATIVA CONSUM. (MW)	P.REATIVA CONSUM. (MW)
1	1.020	0.0	0.0	200.0	65.0
2	0.889	100.0	-17.0	10.0	3.0
3	0.959	150.0	4.0	50.0	17.0
4	0.891	50.0	- 4.0	30.0	10.0
5	0.885	200.0	-47.0	25.0	8.0
6	1.000	0.0	0.0	15.0	5.0
7	1.000	0.0	0.0	15.0	5.0
8	1.000	0.0	0.0	25.0	0.0
9	1.000	0.0	0.0	15.0	5.0
10	1.000	0.0	0.0	15.0	5.0
11	1.000	0.0	0.0	5.0	0.0
12	1.000	0.0	0.0	10.0	0.0
13	1.000	0.0	0.0	25.0	8.0
14	1.000	0.0	0.0	20.0	7.0
15	1.000	0.0	0.0	30.0	10.0
16	1.000	0.0	0.0	30.0	10.0
17	1.000	0.0	0.0	60.0	20.0
18	1.000	0.0	0.0	15.0	5.0
19	1.000	0.0	0.0	15.0	5.0
20	1.000	0.0	0.0	25.0	8.0
21	1.000	0.0	0.0	20.0	7.0
22	1.000	0.0	0.0	20.0	7.0
23	1.000	0.0	0.0	15.0	5.0
24	1.000	0.0	0.0	15.0	5.0
25	1.000	0.0	0.0	25.0	8.0

Barra de referência: 1

TABELA 12 - Dados de barra

BARRA	TENSÃO	ÂNGULO'	PG (MW)	PC (MW)	QC (MW)
1	1.020	0.0	254.89	200.0	65.0
2	0.889	13.8564	100.0	10.0	3.0
3	0.959	8.2581	150.0	50.0	17.0
4	0.891	0.8600	50.0	30.0	10.0
5	0.885	13.9508	200.0	25.0	8.0
6	0.9036	8.2863	0.0	15.0	5.0
7	0.8750	7.9331	0.0	15.0	5.0
8	0.8749	7.2342	0.0	25.0	0.0
9	0.8625	6.5020	0.0	15.0	5.0
10	0.8721	8.3319	0.0	15.0	5.0
11	0.8794	6.7003	0.0	5.0	0.0
12	0.8806	6.3035	0.0	10.0	0.0
13	0.9124	7.5656	0.0	25.0	8.0
14	0.9306	-1.5418	0.0	20.0	7.0
15	0.9375	-2.7998	0.0	30.0	10.0
16	0.9584	-2.7463	0.0	30.0	10.0
17	0.8911	5.9152	0.0	60.0	20.0
18	0.8796	3.1879	0.0	15.0	5.0
19	0.8937	2.4966	0.0	15.0	5.0
20	0.8745	-1.8794	0.0	25.0	8.0
21	0.8782	-3.5878	0.0	20.0	7.0
22	0.8896	-5.1024	0.0	20.0	7.0
23	0.9588	-3.1422	0.0	15.0	5.0
24	0.9095	-7.0273	0.0	15.0	5.0
25	0.9315	-6.5761	0.0	25.0	8.0

TABELA 13 - Estado de Operação Inicial

LINHA	BARRA	BARRA	FLUXO ATIVO (MW)
1	1	3	-40.04
1	3	1	42.02
2	1	16	41.86
2	16	1	-40.98
3	1	17	-14.03
3	17	1	17.03
4	1	19	2.19
4	19	1	- 0.68
5	1	23	30.51
5	23	1	-29.34
6	1	25	34.40
6	25	1	-33.27
7	2	6	24.81
7	6	2	-24.28
8	2	7	32.86
8	7	2	-32.16
9	2	8	32.38
9	8	2	-31.61
10	3	13	16.34
10	13	3	-15.82
11	3	14	41.67
11	14	3	-39.43
12	4	19	-39.99
12	19	4	40.41
13	4	20	37.46
13	20	4	-36.79
14	4	21	22.60
14	4	21	-21.96
15	5	10	31.80
15	10	5	-31.16
16	5	17	85.97
16	17	5	-84.60
17	5	19	57.28
17	19	5	-52.98

18	6	13	9.31
18	13	6	- 9.21
19	7	8	5.65
19	8	7	- 5.63
20	7	12	11.55
20	12	7	-11.47
21	8	9	6.19
21	9	8	- 6.16
22	8	17	6.07
22	17	8	- 6.01
23	9	10	- 8.83
23	10	9	8.93
24	10	11	7.22
24	11	10	- 7.13
25	11	17	2.13
25	17	11	- 2.10
26	12	17	1.48
26	17	12	- 1.46
27	14	15	19.44
27	15	14	-19.24
28	15	16	-10.76
28	16	15	10.98
29	17	18	17.12
29	18	17	-16.82
30	18	19	1.83
30	19	18	- 1.78
31	20	21	11.79
31	21	20	-11.65
32	21	22	13.61
32	22	21	-13.41
33	22	23	-13.61
33	23	22	14.34
34	22	24	7.01
34	24	22	- 6.84
35	24	25	- 8.16
35	25	24	8.26

TABELA 14 - Fluxos nas linhas antes da
remoção da linha 17
(Estado de Operação Inicial)

LINHA	BARRA	BARRA	FLUXO ATIVO (MW)
1	1	3	-44.24
1	3	1	46.54
2	1	16	40.17
2	16	1	-39.32
3	1	17	-33.18
3	17	1	38.37
4	1	19	20.69
4	19	1	-19.20
5	1	23	36.29
5	23	1	-34.77
6	1	25	39.49
6	25	1	-38.09
7	2	6	31.65
7	6	2	-30.80
8	2	7	29.84
8	7	2	-29.26
9	2	8	28.48
9	8	2	-27.88
10	3	13	9.87
10	13	3	- 9.38
11	3	14	43.58
11	14	3	-41.13
12	4	19	-29.40
12	19	4	29.62
13	4	20	32.22
13	20	4	-31.72
14	4	21	17.18
14	21	4	-16.82
15	5	10	43.38
15	10	5	-42.19
16	5	17	131.59
16	17	5	-128.41
18	6	13	15.78
18	13	6	-15.60
19	7	8	3.59
19	8	7	- 3.58

20	7	12	10.65
20	12	7	-10.58
21	8	9	0.46
21	9	8	- 0.44
22	8	17	5.99
22	17	8	- 5.94
23	9	10	-14.56
23	10	9	14.85
24	10	11	12.34
24	11	10	-12.10
25	11	17	7.10
25	17	11	- 6.98
26	12	17	0.59
26	17	12	- 0.58
27	14	15	21.13
27	15	14	-20.90
28	15	16	- 9.10
28	16	15	9.32
29	17	18	43.55
29	18	17	-41.55
30	18	19	26.56
30	19	18	-25.42
31	20	21	6.72
31	21	20	- 6.67
32	21	22	3.49
32	22	21	- 3.43
33	22	23	-18.70
33	23	22	19.77
34	22	24	2.13
34	24	22	- 2.05
35	24	25	-12.95
35	25	24	13.09

TABELA 15 - Fluxos nas linhas após a remoção da linha 17

BARRA	A_1	A_2	A_3
1	0.0015	1.80	40.0
2	0.0030	1.70	60.0
3	0.0012	2.10	100.0
4	0.0080	2.00	25.0
5	0.0010	1.90	120.0

$$\text{Custo: } C = A_1 P_{Gi}^2 + A_2 P_{Gi} + A_3$$

Custo inicial = 1980.97

TABELA 16 - Coeficientes da função custo

ITERAÇÃO	GERAÇÃO (MW)					CUSTO TOTAL
	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	
1	275.17	95.89	155.00	55.00	195.00	2041.55
2	271.65	93.68	160.00	60.00	190.00	2042.87
3	268.91	92.62	163.05	65.00	185.00	2044.54
4	267.71	91.99	164.87	69.20	180.00	2046.11
5	268.73	91.76	165.55	70.26	177.01	2046.53

TABELA 17 - Resultado final da estratégia corretiva

LINHA	BARRA	BARRA	FLUXO ATIVO (MW)
1	1	3	-47.65
1	3	1	50.24
2	1	16	43.26
2	16	1	-42.34
3	1	17	-19.53
3	17	1	23.02
4	1	19	15.49
4	19	1	-14.17
5	1	23	33.67
5	23	1	-32.33
6	1	25	37.15
6	25	1	-35.88
7	2	6	22.03
7	6	2	-21.60
8	2	7	30.41
8	7	2	-29.81
9	2	8	29.45
9	8	2	-28.81
10	3	13	19.02
10	13	3	-18.47
11	3	14	46.32
11	14	3	-43.55
12	4	19	-13.79
12	19	4	13.85
13	4	20	34.52
13	20	4	-33.95
14	4	21	19.56
14	21	4	-19.09
15	5	10	38.11
15	10	5	-37.19
16	5	17	110.02
16	17	5	-107.91
18	6	13	6.63
18	13	6	- 6.55

19	7	8	4.35
19	8	7	- 4.33
20	7	12	10.51
20	12	7	-10.45
21	8	9	2.92
21	9	8	- 2.90
22	8	17	5.24
22	17	8	- 5.19
23	9	10	-12.10
23	10	9	12.29
24	10	11	9.82
24	11	10	- 9.66
25	11	17	4.59
25	17	11	- 4.52
26	12	17	0.45
26	17	12	- 0.44
27	14	15	23.55
27	15	14	-23.28
28	15	16	- 6.63
28	16	15	6.86
29	17	18	31.04
29	18	17	-30.03
30	18	19	15.03
30	19	18	-14.61
31	20	21	8.95
31	21	20	- 8.86
32	21	22	7.95
32	22	21	- 7.84
33	22	23	-16.43
33	23	22	17.33
34	22	24	4.27
34	24	22	- 4.16
35	24	25	-10.84
35	25	24	10.96

TABELA 18 - Fluxos nas linhas após a aplicação da estratégia corretiva

CAPÍTULO 5

COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES FINAIS

A importância atual da tecnologia automática na avaliação da segurança e controle de sistemas de potência deve-se principalmente a quatro razões:

1 - Os sistemas de geração, transmissão e distribuição estão se tornando cada vez mais complexos com o crescimento das interligações. Torna-se, portanto, gradualmente difícil obter uma visão geral, necessária para definir uma estratégia conveniente contra as perturbações que afetam o sistema.

2 - Devido principalmente o aumento constante das interligações, as perturbações que ocorrem proporcionam consequências mais graves, se nenhuma medida especial for adotada. Essas faltas são mais prolongadas e duradouras devido principalmente a maior complexidade em detetar suas causas e o maior número de passos que devem ser elaborados para restabelecer as condições normais.

3 - Os métodos modernos de coleta de dados, de transmissão e processamento usando principalmente computadores fornecem uma massa de informações necessárias para a avaliação de segurança e a formulação de instruções para assegurar e restabelecer, se necessário, as condições de operação normal.

4 - Os processos de análise e algoritmos já existentes ou que estão sendo desenvolvidos, fornecem informações rápidas das medidas de segurança que devem ser adotadas, minimizando as consequências dos incidentes.

As medidas tomadas contra as perturbações necessitam da formulação de estratégias em diferentes níveis, de acordo com o grau de emergência.

a) Medidas de Segurança Preventiva

Seguindo o velho adágio "melhor prevenir do que remediar" têm

nicas de avaliação usando computadores foram desenvolvidas no intuito de estabelecer uma margem de proteção adequada ao sistema de potência na iminência de uma contingência que afete as condições normais do sistema. Estas medidas garantem um certo grau de segurança, isto é, uma probabilidade pré-determinada de continuidade de serviço.

b) Desenvolvimento de Controles Adaptativos (Adaptive Control)

Vários métodos foram desenvolvidos para adaptar as dinâmicas do controle de sistemas de potência ao estado de emergência. Tais técnicas constituem um auxiliar indispensável, facilitando a tarefa de controle do sistema em condições normais. Por outro lado, sob condições de perturbação, obtém-se uma resposta muito rápida do controle, combinada em alguns casos com uma ação terapêutica automática. Esta reação, evidentemente, não afeta a continuidade de serviço, mas previne o desligamento de linhas de transmissão sobrecarregadas. É óbvio que estas técnicas propiciam uma segurança adicional, evitando que eventos inesperados possam afetar a economia do sistema.

c) Modificações na Estrutura do Sistema de Potência

Estas modificações permitem limitar a zona de perturbação e as consequências de um incidente no sistema, quer desligando linhas de transmissão, quer seccionando o sistema em áreas eletricamente isoladas.

d) Desligamento de Carga

O desligamento de certos tipos de consumidores ou certas regiões para beneficiar outros consumidores ou outras regiões deve ser aplicado como último recurso, quando todos os outros meios já foram explorados, pois esta medida é contrária a continuidade de fornecimento, que é uma exigência importante de utilização de energia na forma de eletricidade.

A estratégia corretiva apresentada neste trabalho é útil para resolver problemas de controle de estado de emergência em tempo real e estudos de planejamento off-line. Trata-se de um algoritmo de despacho econômico para estados de contingên

cias em sistemas de potência. O método otimiza o deslocamento de geração, aliviando os elementos sobrecarregados.

Após a análise de alguns casos, podemos observar os seguintes aspectos com relação a estratégia corretiva em termos de sua aplicação a sistemas elétricos de potência.

- Exige um esforço computacional relativamente modesto, dependendo do número de barras do sistema e do número de elementos sobrecarregados.

- Se o número de geradores controláveis aumenta, o esforço computacional também aumentará.

- Na prática, a saída de uma linha pode causar a quebra de uma ou várias restrições, tais como

- a) As tensões de barra de carga podem variar a níveis inaceitáveis.
- b) Os limites de potência reativa de alguns geradores podem ultrapassar as faixas de valores pré-estabelecidos.
- c) Os fluxos ativos nas linhas podem exceder os valores máximos de transmissão permitidos.

A estratégia corretiva, contudo, utiliza apenas a restrição de fluxo de potência ativa. Consideramos, entretanto, as outras duas restrições importantes, dado que, na prática, as empresas de energia elétrica operam regidas por normas que determinam, principalmente, o limite máximo e mínimo de tensão.

A técnica, portanto, apresenta duas desvantagens óbvias:

- 1º) Apenas a geração de potência ativa é alterada para obter um novo estado de operação do sistema.
- 2º) O sistema não pode ser considerado em um estado seguro após a aplicação da estratégia corretiva, uma vez que nem todas as variáveis operativas são verificadas se estão dentro de padrões pré-estabelecidos.

- Após um redespacho substancial, o sistema pode atingir um estado de operação instável ou operar próximo ao limite de estabilidade. É conveniente, portanto, assegurar que os ângulos de fase das tensões de barras dos geradores estejam dentro de limites pré-estabelecidos. Para considerar este efeito é necessário modificar a equação (3.13), para a forma

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{TR} \\ \Delta \theta_{GER} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ik}}{\partial P_2} & \dots & \frac{\partial P_{ik}}{\partial P_m} \\ \frac{\partial \theta}{\partial P_2} & \dots & \frac{\partial \theta}{\partial P_m} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta P_m \end{bmatrix}$$

- A utilização da matriz jacobiana do estado pós-falta para a determinação da matriz de sensibilidade representa um esforço computacional significativo, uma vez que o jacobiano deverá ser formulado a cada contingência simulada. Testamos a utilização do jacobiano pré-falta e constatamos uma diferença irrelevante em relação ao adotado pela técnica corretiva, além de reduzir os gastos de memória e melhorar o tempo de computação.

- A estratégia deverá apresentar um desempenho bastante significativo, se técnicas de esparsidade forem aplicadas, minimizando, desse modo, o tempo computacional, além de possibilitar a utilização de um sistema com maior número de barras no computador TR-86.

Concluimos que a estratégia corretiva poderá ser viável para aplicação em sistemas reais desde que seja convenientemente modificada, com a introdução das restrições necessárias para manter a segurança do sistema dentro de padrões pré-estabelecidos.

BIBLIOGRAFIA

- [1] - Amerongen, R.A.M. e Meeteren, H.P. - "Security Enhancement by Real Power Rescheduling and Network Switching", CIGRÉ, Study Committee 32, 1979.
- [2] - Azaryev, D.I. - "Power Systems Control Under Emergency Conditions", CIGRÉ, Study Committee 32, 1978.
- [3] - Arango, H. e Fregosi, A. - "Centros de Controle de Sistemas Elétricos de Potência", Revista Pesquisa - EFEL, 1980.
- [4] - Brown, H.E. - "Solution of Large Networks by Matrix Methods", John Wiley & Sons, Inc., New York, 1975.
- [5] - Carpentier, J. - "Contribution to the Economic Dispatch Problems", Bull. Soc. Franc. Elect. Vol. 8, August, 1962.
- [6] - Daniels, H. e Chen, Mo-shing - "An Optimization Technique and Security Calculations for Dispatching Computers", IEEE Trans., Vol. PAS-91, 1972.
- [7] - Dy Liacco, T.E. - "Design Elements of the man-machine Interface for Power System Monitoring and Control", Proceedings of the International Symposium - Computerized Operation of Power Systems, Elsevier Scientific Publishing Company, 1976.
- [8] - Dy Liacco, T.E. - "System Security: The Computers Role", IEEE Spectrum, Vol. 15, nº 6, June, 1978.
- [9] - Ejebe, G.C. e Wollenberg, B.F. - "Automatic Contingency Selection", IEEE Trans., Vol. PAS-98, nº 1, 1979.
- [10] - Gungor, R.B.; Tsang, N.F. e Webb, B. - "A Technique for Optimizing Real and Reactive Power Schedules", IEEE Trans., Vol. PAS-90, 1971.

- [11] - Happ, H.H. - "Optimal Power Dispatch", Trans. IEEE, Vol. PAS-93, 1974.
- [12] - Happ, H.H. - "An Overview of Short and Long Range Operations Planning Functions in Power Systems", General Electric Company.
- [13] - IEEE Committee Report - "Control Criteria and Practices Related to Capacity Emergencies", IEEE Trans., Vol. PAS-98, March/April, 1979.
- [14] - IEEE Committee Report - "Current Operating Problems Associated with Automatic Generation Control", IEEE Trans., Vol. PAS-98, n° 1, 1979.
- [15] - Kaltenbach, J.C. e Hajdu, L.P. - "Optimal Corrective re-scheduling for Power System Security", IEEE Trans., Vol. PAS-90, n° 2, 1971.
- [16] - Knight, U.G. - "Report on Remedial Measures to Reduce the Incidence & Effect of Major Disturbances", CIGRÉ, Study Committee 32, 1977.
- [17] - Knight, U.G. - "A Survey of Control Strategies in Emergency", Electra n° 44, Jan. 1976.
- [18] - Mamandur, K.R.C. e Berg, G.J. - "Economic Shift in Electric Power Generation with Line Flow Constraints", IEEE Trans., Vol. PAS-97, Sept/Oct, 1978.
- [19] - Peschon, J. - "Sensitivity in Power Systems", IEEE Trans., Vol. PAS-87, 1968.
- [20] - Ralston, A. - "A First Course in Numerical Analysis", International Student Edition, 1965.
- [21] - Rao, C.R. e Mitra, S.K. - "Generalized Inverse Matrices and its Applications", John Wiley & Sons, Inc., New York, 1971.
- [22] - Shipley, R.B. - "Introduction to Matrices and Power Systems", John Wiley & Sons, Inc., New York, 1976.

NCr\$ 2900000

[illegible]

EFEI - BIBLIOTECA MAUÁ
8200303



NÃO DANIFIQUE ESTA ETIQUETA