Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica

Controle de Rotas de Fluxo Potência

Mestranda: Vanessa Cristiane Rodrigues Orientador: Prof. Dr. Luiz Danilo Barbosa Terra

> Belo Horizonte Dezembro de 2002



Controle de Rotas

de Fluxo de Potência

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

 por

Vanessa Cristiane Rodrigues

 $Engenheira\ Eletricista - IPUC/PUC\text{-}Minas$

Orientador: Prof. Dr. Luiz Danilo Barbosa Terra

Ao meu Grande e Poderoso DEUS que muito me amou, antes mesmo que eu viesse a existir.

Agradecimentos

Ao meu orientador, professor Luiz Danilo, com quem aprendi a aprender e que, com competência e carinho, me ensinou a galgar o caminho das pedras.

Ao Jbran, meu amor, que sempre me incentivou e estimulou com sua compreensão, carinho e auxílio nas atividades diárias.

Aos meus pais, irmãos e familiares que sempre me motivaram nessa minha caminhada e compreenderam meus momentos de ausência.

Ao professor Éderson Bustamante, que tem importância significativa nessa minha conquista.

À Maria Isabel, que, várias vezes, ouviu pacientemente minhas confidências e, sempre que possível, me socorreu.

Às minhas eternas amigas Arli, Joana, Leila e Úrsula, com quem compartilhei e compartilharei muitos momentos bons e gratificantes.

Aos amigos do PPGEE, em especial ao Elton pelo auxílio e à Janaína, companheira de LATEX.

Aos professores do PPGEE, pela disposição perene.

À Eletrobrás, por sua iniciativa de fomento à pesquisa que muito tem contribuído para a formação de novos profissionais e pesquisadores.

Sumário

Siglas e Acrônimos				2	
R	lesumo				
A	Abstract				
1	Cor	nsidera	ções Iniciais	6	
	1.1	Objet	ivo	7	
	1.2	Releva	ância	8	
	1.3	Escop	0	9	
	1.4	Metoo	lologia	9	
	1.5	Organ	ização do Trabalho	9	
	1.6	Resun	no	10	
2	Sist	emas 1	Flexíveis de Transmissão em Corrente Alternada 1	2	
	2.1	A Pro	posta dos Dispositivos FACTS 1	12	
2.2 Os Dispositi		Os Di	spositivos FACTS	13	
		2.2.1	Compensador Estático de VAR (SVC) 1	14	
		2.2.2	Capacitor Série Controlado por Tiristor (TCSC) 1	15	
		2.2.3	Amortecedor de Ressonâncias Subsíncronas (NGH-SSR Damper)	15	
		2.2.4	Compensador Síncrono Estático (STATCOM) 1	16	
		2.2.5	Controlador de Potência Interfase (IPC) 1	17	
		2.2.6	Deslocador de Ângulo de Fase Controlado por Tiristor (TCPS) 1	17	
		2.2.7	Controlador Universal de Fluxo de Potência (UPFC) 1	18	
	2.3	Os Di	spositivos FACTS no Mundo 2	20	
	2.4	Resun	no	20	

C	1 .
SD	MARIO
20	MILLIO

3	Met	odologia	22
	3.1	Fluxo de Carga Linearizado	22
		3.1.1 O Modelo Linearizado	23
		3.1.2 Matriz de Conexão de um Sistema Elétrico	28
	3.2	Despacho Econômico	31
		3.2.1 Restrições de Operação	31
		3.2.2 Modelos Lineares	33
	3.3	Programação Linear	33
		3.3.1 Exemplo de Problema de Programação Linear	34
	3.4	Avaliação da Segurança do Sistema em Regime Permanente $\ \ . \ . \ .$	38
		3.4.1 Estados de Operação de um Sistema	38
		3.4.2 Análise de Contingência em Regime Permanente	40
	3.5	Implementação dos Dispositivos FACTS no Sistema Elétrico $\ .\ .\ .$	42
		3.5.1 Representação Estática dos Dispositivos FACTS	42
	3.6	Resumo	46
4	Esti	udo de Caso	48
	4.1	O Sistema-exemplo	48
		4.1.1 Análise Para o Sistema Intacto - Caso Base	50
		4.1.2 Análise para as $2^a \in 3^a$ Contingências $\ldots \ldots \ldots \ldots \ldots$	53
	4.2	Utilização do Dispositivo FACTS no Sistema-Exemplo $\ \ . \ . \ . \ .$	55
	4.3	Aplicação Numa Malha do Sistema Brasileiro	60
		4.3.1 Atuação do UPFC	61
	4.4	Resumo	63
5	Con	siderações Finais	65
	5.1	Conclusões	65
	5.2	Propostas de Novos Trabalhos	66
Re	eferê	ncias Bibliográficas	67
Aj	pênd	ice A - Matrizes de Conexão Para o Sistema-exemplo Sem o	
	Disj	positivo FACTS	74
Aj	pênd	ice B - Matrizes de Conexão Para o Sistema-exemplo Com o	
	Dis	positivo FACTS	77

Sumário

Apêndice C - Dados da Malha do SIN em Estudo	79
Apêndice D - Fluxos e Perdas nas Linhas	80
Apêndice F - Fluxocc.exe - Programa fonte	115

iii

Lista de Figuras

2.1	Esquema básico do SVC	14
2.2	Esquema básico do TCSC	15
2.3	Esquema básico do NGH-SSR Damper	16
2.4	Esquema básico do STATCOM	16
2.5	Esquema básico do Controlador de Potência Interfase (IPC)	17
2.6	Esquema básico do TCPS	18
2.7	Esquema básico do Controlador Universal de Potência (UPFC)	19
3.1	Modelo Linearizado	23
3.2	Representação das perdas no Modelo CC	28
3.3	Sistema de três barras	29
3.4	Curva de custo das centrais térmicas	32
3.5	Curva de custo linearizada das centrais térmicas	33
3.6	Sistema-exemplo de três barras	34
3.7	Curvas de custo dos geradores desdobrados	35
3.8	Estados de Operação de um Sistema Elétrico de Potência	39
3.9	Circuito equivalente do UPFC	43
3.10	Diagrama fasorial do UPFC	43
3.11	Modelo de injeção para o UPFC	44
3.12	Circuito equivalente do TCPS	45
3.13	Diagrama fasorial do TCPS	45
3.14	Modelo de injeção para o TCPS	45
4.1	Sistema-exemplo de três barras	49
4.2	Sistema-exemplo de três barras com o dispositivo FACTS	56
4.3	Malha Reduzida do SIN em Estudo	60

Lista de Tabelas

4.1	Fluxos nas linhas em MW - Primeiro Despacho	53
4.2	Fluxos nas linhas em MW - 2^a e 3^a Contingências	55
4.3	Fluxos nas linhas, em MW - Atuação do UPFC (Caso-exemplo)	57
4.4	Fluxos em MW (4^a e 5^a Contingências) com o dispositivo FACTS in-	
	corporado	59
4.5	Valores de geração para o FOP	61
4.6	Dimensões do UPFC	61
4.7	Perdas Totais nas Linhas (MW)	61
4.8	Fluxos nas Linhas (MW) - Atuação do UPFC	62
1	Impedâncias e Limites das Linhas da Malha em Estudo	78
2	Dados das Barras da Malha em Estudo	78
3	Curvas de Custos Linearizadas	79
4	Fluxos nas Linhas (MW) - Sistema Intacto	80
5	Fluxos nas Linhas (MW) - Saída da Linha 1	81
6	Fluxos nas Linhas (MW) - Saída da Linha 3	81
7	Fluxos nas Linhas (MW) - Saída da Linha 4	82
8	Fluxos nas Linhas (MW) - Saída da Linha 5	82
9	Fluxos nas Linhas (MW) - Saída da Linha 6	83
10	Fluxos nas Linhas (MW) - Saída da Linha 7 ou 8 $\ .\ .\ .\ .\ .$	83
11	Fluxos nas Linhas (MW) - Saída da Linha 9 ou 10 $\ \ldots \ \ldots \ \ldots \ \ldots \ \ldots$	84
12	Fluxos nas Linhas (MW) - Saída da Linha 11 ou 12	84
13	Fluxos nas Linhas (MW) - Saída da Linha 13 $\ .\ .\ .\ .\ .\ .$	85
14	Perdas nas Linhas (MW)	85

Siglas e Acrônimos

- FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) Sistemas Flexíveis de Transmissão em Corrente Alternada
- STATCOM (pode ser usada a sigla SSC) (*Static Synchronous Compensator*)
 Compensador Síncrono Estático (Termo adotado em detrimento do termo Condensador Estático ou STATCON).
- SSG (Static Synchonous Generator) Gerador Síncrono Estático.
- SVC (*Static VAR Compensator*) Compensador Estático de Var.
- SVG (Static VAR Generator) Gerador Estático de Var.
- TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*) Capacitor Série Controlado por Tiristor.
- NGH-SSR *Damper* Amortecedor de Ressonâncias Subsíncronas.
- SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*) Compensador Série Síncrono Estático
- TSC (Thyristor Switched Capacitor) Capacitor Chaveado por Tiristor
- TCR (*Thyristor Controlled Reactor*) Reator Controlado por Tiristor
- TCSR (*Thyristor Controlled Series Reactor*) Reator Série Controlado por Tiristor.
- IPC (*Interphase Power Controller*) Controlador de Fluxo de Potência Interfase.
- PAR (*Phase Angle Regulator*) Regulador de Angulo de Fase.

- TCPAR (*Thyristor Controlled Phase Angle Regulator*) Regulador de Ângulo de Fase Controlado por Tiristor.
- TCPS (*Thyristor Controlled Phase Shifter*) Deslocador de Fase Controlado por Tiristor.
- UPFC (*Unified Power Flow Controller*) Controlador Universal de Fluxo de Potência.
- SIN Sistema Interligado Nacional

Resumo

O papel do Estado vem mudando muito nos últimos anos e, com isso, vários setores da economia estão sendo entregues à iniciativa privada, um grande exemplo é a mudança que o setor energético vem sofrendo no mundo. Os impactos ambientais causados pelas grandes usinas hidrelétricas e pelos corredores de transmissão, além dos fatores econômicos, levam o homem a optar por geração distribuída e aproveitamento máximo da capacidade das linhas de transmissão.

O Brasil possui o maior sistema elétrico interligado do mundo e é um grande mercado energético. Com a implantação do novo modelo proposto, em que a competitividade encontra-se na geração, há a necessidade de um sistema de transmissão robusto e disponível para possibilitar o escoamento de toda energia gerada.

Para tornar o sistema de transmissão em corrente alternada mais flexível, foram propostos os dispositivos FACTS (Sistemas Flexíveis de Transmissão em Corrente Alternada), cujos tipos e objetivos são os mais diversos. Segundo a literatura disponível, os dispositivos FACTS mais flexíveis são o UPFC (Controlador Universal de Fluxo de Potência), o TCPS (Deslocador de Fase Controlado por Tiristor) e o IPC (Controlador de Potência Interfase).

Este trabalho expõe as características de alguns dispositivos FACTS e dá especial atenção ao UPFC e TCPS. A presente Dissertação propõe uma metodologia baseada em Programação Linear e Fluxo Linearizado para controlar os fluxos de potência ativa, em regime permanente, numa malha em casos de contingência.

A metodologia proposta mostrou-se eficaz quando aplicada numa malha reduzida do Sistema Interligado Nacional.

Abstract

 \mathbf{T} he role of the Government has changed a lot during the last years and, due to these changes, various sectors of the economy have gone over to the private initiative, an important example of these changes being the ones experienced, on a worldwide scale, by the electric sector. The environmental impacts caused by extensive hydroelectric plants and by the transmission corridors, besides their economic factors, led to the option of the distributed generation and the possible maximum utilization of the capacity of transmission lines.

Brazil owns the biggest interconnected electric system in the world and has a huge energy market. The implantation of the new proposed model, in which the ability to be able to compete is based on generation, demands the availability of a very solid transmission system able to allow for the flow of the total of the potentially generated energy.

In order to make AC transmission system more flexible, FACTS (Flexible AC Transmission Systems) equipments were proposed, the types and the objectives of which are most varied. In agreement with the literature available, the most flexible of the options are the UPFC (Unified Power Flow Controller), the TCPS (Thyristor Controller Phase Shifter) and the IPC (Interphase Power Controller).

The present study shows the characteristics of some of these FACTS equipments, paying special attention to the UPFC and to the TCPS. It proposes a methodology based on the Linear Programming and on the Linearized Flow to control the flow of the active power, in steady-state, in a network in the case of a contingency.

The methodology proposed showed itself to be efficient when applied in a reduced network of the National Interconnected System.

"Assim como tu não sabes qual o caminho do vento, nem como se formam os ossos no ventre da que está grávida, assim também não sabes as obras de Deus, que faz todas as coisas" (Eclesiastes 11:5)

Capítulo 1 Considerações Iniciais

 \mathbf{N} ão restam dúvidas quanto aos benefícios proporcionados pelo uso da energia elétrica. Ela é, sem dúvida, a grande responsável por muitos dos avanços tecnológicos do mundo. Grandes foram os investimentos feitos no setor elétrico e são muito poucas, atualmente, as regiões do planeta que não a conhecem. O grande sistema elétrico que cobre o globo representa a maior e mais cara construção do homem [Elgerd 1982].

A energia elétrica tornou-se uma necessidade essencial do homem e, como industrialização é sinônimo de desenvolvimento, fez-se necessário investir em geração de energia elétrica a fim de mover as máquinas do progresso, o que levou à construção de um número cada vez maior de usinas geradoras e, conseqüentemente, de linhas de transmissão e distribuição.

Com isso, a população foi beneficiada e pôde desfrutar do conforto proporcionado pelo uso da energia elétrica. Fornecer energia elétrica tornou-se, dessa forma, uma obrigação dos Estados Nacionais que, movidos por uma política de Bem-Estar Social [Prebisch 1991], investiram na construção de grandes sistemas elétricos. Para garantir o fornecimento ininterrupto de eletricidade, interligaram seus sistemas, tentando alcançar o principal objetivo de um sistema elétrico, ou seja, gerar energia suficiente e transmití-la em grandes quantidades até os centros consumidores, com boa qualidade e de forma apropriada, com menor custo econômico e ecológico possível [Elgerd 1982].

Como conseqüência, o número de usinas construídas cresceu muito; porém, os impactos ambientais causados pelas mesmas e o alto custo de construção estão levando o homem a substituir o aumento na capacidade instalada por uma transmissão mais eficiente [Vojdani et al. 1996]. Essa "opção" aliada à tendência de mercado aberto de energia elétrica que está ocorrendo em muitos países apresenta um grande desafio: "Como monitorar os impactos causados na rede de transmissão pelas transações simultâneas de energia?" [McNamara and Dale 1998; Casazza 1998].

Com a *desverticalização* da indústria de energia elétrica, existem empresas distintas operando as funções de geração, transmissão e distribuição.

O consumidor tem, dessa forma, liberdade de escolha, podendo optar pela empresa que melhor lhe atender. Perante tal condição, será preciso controlar o fluxo de energia nas linhas de transmissão. Esta necessidade levanta outras questões desafiadoras [Vojdani et al. 1996; McNamara and Dale 1998; Casazza 1998], por exemplo:

- Poderá uma empresa congestionar, propositadamente, a linha de transmissão de outra empresa?
- Haverá sonegação de informação?
- Como controlar os fluxos paralelos e os fluxos de malha?
- Em casos de rejeição de carga, quem deverá atuar primeiro?
- Como avaliar o impacto causado por áreas que não possuem redes contíguas?
- Como fazer o controle e o monitoramento entre vizinhanças?

Essas e outras questões formarão, talvez, o assunto mais discutido, na área de gerenciamento de energia elétrica, nos próximos anos.

Tendo em vista as questões supracitadas, é necessário tornar o sistema mais flexível e foi com tal intenção que em 1988, Hingorani propôs uma tecnologia baseada no uso de microcomputadores e de eletrônica de potência para projetar dispositivos capazes de executar funções de controle de fluxo de potência e de compensação da rede elétrica em tempo real. Essa estratégia foi denominada FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*). São vários os dispositivos FACTS e alguns deles serão vistos no capítulo 2.

1.1 Objetivo

A exemplo do que está ocorrendo em muitos países, o mercado de energia elétrica brasileiro passa por uma fase de transição entre a abertura e a manutenção da

Considerações Iniciais

estrutura verticalizada da indústria de energia, e com a entrada de produtores independentes (uma vez que está ocorrendo um incentivo ao uso de gás natural para a produção de eletricidade), o setor de energia elétrica tornou-se uma grande oportunidade de negócios. Com o objetivo de aproveitar melhor o potencial das linhas de transmissão, é necessário usar equipamentos que possibilitem o máximo aproveitamento das mesmas. Associada a tal condição, está a necessidade de determinar a rota do fluxo de potência; como tal rota é determinada pelas características intrínsecas da rede, torna-se imprescindível o uso de dispositivos que possibilitem determinar o carregamento da linha e controlar o fluxo de potência.

O principal objetivo da presente pesquisa é avaliar os impactos causados, em regime permanente, pelos dispositivos FACTS sobre uma das malhas do sistema brasileiro. O trabalho concentrar-se-á no uso do Controlador Universal de Fluxo de Potência (UPFC) e no Deslocador de Fase Controlado por Tiristor (TCPS) e avaliará a habilidade dos mesmos em controlar os fluxos ativos nas linhas.

1.2 Relevância

O impacto ambiental causado pela construção de grandes usinas hidráulicas, associado ao elevado custo econômico de tal empreendimento levou à diminuição de investimentos no setor de geração de energia. O incentivo à construção de pequenas usinas particulares, principalmente usinas termoelétricas movidas a gás natural, contribui para a formação do novo cenário do mercado energético.

Neste cenário, haveria uma desintegração da estrutura verticalizada das empresas de energia, quebrando, desta forma, o vínculo administrativo único entre geração, transmissão e distribuição.

Sendo mercados distintos, é necessário usar equipamentos que aproveitem melhor a capacidade das linhas de transmissão e que permitam levar energia elétrica de boa qualidade ao consumidor.

Deste modo, é de urgente necessidade a análise dos impactos causados pelos dispositivos FACTS e a avaliação dos benefícios a eles associados, a fim de tornar o sistema de transmissão em corrente alternada mais flexível e fornecer ao consumidor o conforto da energia elétrica.

1.3 Escopo

Este trabalho se limita a estudar os impactos causados por dois tipos de dispositivos FACTS: o UPFC e o TCPS, uma vez que ambos possuem, conforme será visto no capítulo 3, o mesmo modelo de injeção de potência. Será observado o comportamento do fluxo de potência ativa no sistema proposto, bem como a variação das perdas decorrentes da presença do dispositivo na rede em questão. Portanto, não será feita análise alguma do funcionamento dos circuitos eletrônicos dos equipamentos FACTS e das freqüências harmônicas por eles injetadas no sistema.

A pesquisa tem a intenção de avaliar o impacto dos dispositivos FACTS nos fluxos de potência ativa em uma das malhas da rede elétrica do Brasil.

1.4 Metodologia

Com o intuito de analisar o comportamento das linhas de transmissão diante da presença dos dispositivos FACTS, será usado o modelo linearizado CC. Além desse modelo, serão usados os seguintes métodos:

- Análise do Fluxo de Potência através da linha de transmissão com dispositivos FACTS;
- Implementação das características do dispositivo no programa de Fluxo de Carga;
- Análise de contingências;
- Obtenção dos valores ótimos de geração através da Programação Linear;
- Avaliação dos valores de potência ativa a serem injetados pelo UPFC e pelo TCPS.

1.5 Organização do Trabalho

O presente trabalho é dividido em quatro partes:

• A primeira parte compreende o Capítulo 2 e visa fazer uma breve exposição dos dispositivos FACTS, citando as características e aplicações de alguns deles.

• No Capítulo 3 é apresentada, em detalhes, a metodologia proposta para a análise dos casos estudados;

• A terceira parte do trabalho, representada pelo Capítulo 4, traz a análise de dois casos:

- O primeiro caso é um sistema simples de três barras e cinco linhas, através do qual tem-se a intenção de demonstrar a metodologia proposta;
- O segundo caso é uma rede de 8 barras e 13 linhas, do sistema brasileiro, utilizando dados realísticos, objetivando demonstrar a viabilidade da metodologia num caso real.

• A última parte, representada pelo Capítulo 5, apresenta as conclusões obtidas com o uso da metodologia sugerida, bem como sugestões para futuros trabalhos visando enriquecer a pesquisa de um assunto tão importante, desafiador e promissor.

1.6 Resumo

No presente capítulo, forma vistas algumas questões do novo cenário energético, o que procura justificar a relevância da pesquisa, bem como apresentar os objetivos e metodologia proposta da mesma. Por fim, foi apresentada a organização do trabalho.

"O SENHOR estende o norte sobre o vazio e suspende a Terra sobre o nada" (Jó 26:7)

Capítulo 2

Sistemas Flexíveis de Transmissão em Corrente Alternada

 \mathbf{C} om a crescente demanda de energia elétrica ao longo dos anos, tornou-se imperativo disponibilizar mais energia, seja por meio da construção de novas usinas geradoras de eletricidade, seja por meio de novas fontes de energia, as chamadas fontes alternativas. Entretanto os impactos ambientais causados pelas fontes tradicionais, como as hidrelétricas, ou alternativas, tais como as usinas eólicas, são muito grandes. As primeiras prejudicam o *habitat* de muitos animais e mesmo do homem devido ao alagamento das regiões circunvizinhas e de cidades enquanto as últimas colaboram para a morte de muitas aves que se chocam nas pás de suas turbinas.

Seria também benéfica a construção de novos corredores de transmissão, todavia houve um aumento significativo da população nas regiões metropolitanas, além das dificuldades de obtenção de novos direitos de passagem. Com isso, a solução seria utilizar melhor os corredores já existentes. Aproveitar totalmente o limite térmico das linhas seria uma ótima alternativa, e esta é uma das propostas dos dispositivos FACTS.

2.1 A Proposta dos Dispositivos FACTS

No novo cenário energético, fez-se necessário desenvolver uma forma de levar energia ao consumidor por rotas determinadas. Essa necessidade aliada ao interesse de aproveitamento dos limites das linhas, apresenta um novo problema: "Como aproveitar os limites da linha sem levar o sistema ao colapso de tensão?"

Em um artigo publicado em 1988, Narai Hingorani propôs um novo conceito: os Sistemas Flexíveis de Transmissão em Corrente Alternada, ou FACTS. A idéia básica de Hingorani era obter sistemas de corrente alternada, com alto nível de flexibilidade, tais como os sistemas de transmissão em corrente contínua [Watanabe et al. 1998; Watanabe and Barbosa 1996]. Esta idéia foi baseada no uso de tiristores de potência. A partir de então, foram concebidas várias idéias de equipamentos com tecnologia FACTS, bem como desenvolvidos novos dispositivos semicondutores autocomutados tais como GTO (*Gate Turn-Off Thyristor*), MCT (*MOS Controlled Thyristor*) e IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*). Os dispositivos autocomutados mais usados, nos quais são baseados os equipamentos FACTS, são os GTOs, amplamente utilizados nas fontes de tensão síncronas em estado sólido [Gyugyi 1993].

Os dispositivos FACTS apresentam-se como valiosas ferramentas que podem proporcionar o aumento da capacidade de transmissão de potência das redes, além de controlar diretamente o fluxo de potência em rotas específicas de transmissão [CIGRÉ 1996; Edris et al. 1998].

Com o avanço da eletrônica de potência, tais dispositivos tornar-se-ão mais acessíveis e serão de grande valia, tanto para o controle de rotas, quanto para a estabilidade do sistema, proporcionando entrega ininterrupta de energia e energia de boa qualidade.

2.2 Os Dispositivos FACTS

Desde que Hingorani propôs o conceito de FACTS, vários dispositivos vêm sendo pesquisados. Há uma infinidade de compensadores, alguns tipo série, outros tipo derivação, cada qual com muitos de objetivos. E, juntamente com essa nova estratégia, muitos termos têm sido propostos para denominar tais dispositivos [Edris et al. 1997]. Certos dispositivos já são disponíveis no mercado, alguns ainda estão em fase de concepção.

Os dispositivos FACTS podem ser divididos em três categorias:

- Compensação Paralela: Estão incluídos nesta categoria o SVC (Static VAR Compensator), o STATCOM (Static Synchronous Compensator), o TSC (Thyristor Switched Capacitor), o TCR (Thyristor Controlled Reactor), dentre outros.
- Compensação Série: O SSSC (Static Synchronous Series Compensator), o TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor), o TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor), etc.

• Compensação Série-Paralela: Fazem parte desta categoria o UPFC (Unified Power Flow Controller) e o TCPS (Thyristor Controlled Phase Shifter), por exemplo.

Será vista, nas próximas seções, a descrição básica de alguns dos dispositivos FACTS.

2.2.1 Compensador Estático de VAR (SVC)

Criado há cerca de duas décadas e meia, foi o primeiro dos controladores FACTS aplicado num sistema de potência. O primeiro SVC, com controle de tensão, foi demonstrado em 1977 pela *General Electric* no *Tri-State GT* e outro, com controle de estabilidade e de tensão, desenvolvido pela *Westinhouse*, começou a operar em 1978 na *Minnesota Power & Light System* [Hingorani 1996].

O SVC, representado na figura 2.1, é composto, basicamente, de três conjuntos: um de capacitores ou de reatores fixos, um de capacitores chaveados por tiristores e um de reatores controlados por tiristores, associados em derivação com a linha. O SVC pode gerar ou absorver potência reativa para manter ou controlar a tensão do sistema elétrico. Com o surgimento da estratégia FACTS, o mercado de Compensadores Estáticos de VAR cresceu substancialmente.



Figura 2.1: Esquema básico do SVC

2.2.2 Capacitor Série Controlado por Tiristor (TCSC)

O TCSC é a associação paralela de um capacitor série de valor fixo e um outro dispositivo de compensação: o TCR (Reator Controlado por Tiristor). A principal função do TCSC é possibilitar a variação contínua do nível de compensação série da linha de transmissão [CIGRÉ 1996; Gotham and Heydt 1998]. Dos novos dispositivos FACTS, o TCSC foi o primeiro a ser demonstrado num sistema de transmissão. Neste dispositivo, o valor final do capacitor série pode ser controlado de forma contínua através dos ângulos de disparo dos tiristores. O esquema básico do TCSC é apresentado na figura 2.2.

O TCSC apresenta um bom desempenho e pode, inclusive, controlar a rota do fluxo de potência [Fuerte-Esquivel et al. 2000; Billinton et al. 1999; Nilsson 1996]. Vários TCSCs já estão em funcionamento no mundo [Edris 2000; Gama 1995], inclusive no Brasil, na linha entre as subestações de Imperatriz e Serra da Mesa, interligando o Sistema Norte-Nordeste ao Sistema Sul-Sudeste-Centro-Oeste, desde o início de 1999.



Figura 2.2: Esquema básico do TCSC

2.2.3 Amortecedor de Ressonâncias Subsíncronas (NGH-SSR *Damper*)

O NGH-SSR *Damper*, representado na figura 2.3, foi desenvolvido por Hingorani para conter ressonâncias subsíncronas (SSR) [Hingorani 1996]. As oscilações de ressonância subsíncronas podem aumentar de 20 a 30% devido à inserção de capacitores mecanicamente controlados, o que pode danificar o eixo de alguma turbina de gerador do sistema, como ocorreu na década de 1970, com uma das turbinas da *Southern California Edison*.



Figura 2.3: Esquema básico do NGH-SSR Damper

2.2.4 Compensador Síncrono Estático (STATCOM)

O STATCOM, mostrado na figura 2.4, é, essencialmente, um inversor trifásico associado a um capacitor de corrente contínua [Watanabe et al. 1998; CIGRÉ 1996]. Este inversor gera três tensões em fase com as tensões do sistema. Quando as tensões são maiores ou menores que as tensões do sistema de corrente alternada, o fluxo de corrente causado pode aumentar ou diminuir o ângulo de fase da linha, e a diferença entre as amplitudes das tensões determina a intensidade do fluxo de corrente. Desta forma, o fluxo de potência reativa pode ser determinado através do controle de tensão [Kosterev 1997; Gyugyi et al. 1990; Khaparde and Krishna 1999]. Esta característica torna o STATCOM superior ao SVC.



Figura 2.4: Esquema básico do STATCOM

O STATCOM foi a base para a concepção do UPFC, a ser visto na seção 2.2.7.

2.2.5 Controlador de Potência Interfase (IPC)

O esquema básico do IPC é mostrado na figura 2.5. O IPC tem três parâmetros controláveis: os dois ângulos de fase ($\alpha_1 \in \alpha_2$) e o módulo da reatância X_A . O IPC comporta-se como uma fonte de corrente controlada por tensão, isto faz com que a <u>potência ativa</u> não dependa da reatância externa X (reatância da linha) e o IPC não contribua para correntes de curto-circuito [Sybille et al. 1996; Brochu et al. 1997].



Figura 2.5: Esquema básico do Controlador de Potência Interfase (IPC)

O IPC é, na verdade, a associação de dois Reguladores de Ángulo de Fase e permite que o nível da potência transmitida e a potência reativa total gerada/absorvida sejam controlados independentemente.

2.2.6 Deslocador de Ângulo de Fase Controlado por Tiristor (TCPS)

Uma das concepções do TCPS é mostrada na figura 2.6. O controle do ângulo de fase é obtido através da adição ou subtração da componente da tensão variável que, por sua vez, é perpendicular à tensão da linha. Tal componente de tensão é obtida através de um transformador ligado entre as duas outras fases [Watanabe and Barbosa 1996; Gyugyi 1993]. Este dispositivo é muito eficaz quando o ângulo de fase é muito pequeno.

A diferença entre os ângulos de fase entre as tensões terminais do TCPS é obtida através de um *booster* conectado em série com a linha de transmissão. A potência (ativa e reativa), injetada na linha de transmissão pelo *booster* (através da tensão injetada U_T), é retirada da rede pelo transformador em derivação e entregue ao transformador série. Desprezando as perdas, o TCPS não produz nem consome potência ativa ou reativa. Este dispositivo pode ser considerado um "acelerador" de potência reativa. A potência ativa é "tirada" pelo braço paralelo e "entregue" pelo braço série, ou vice-versa. Portanto, um fluxo de malha é gerado. Do pontode-vista elétrico, são dois os tipos de TCPS: o TCPAR (*Thyristor Controlled Phase Angle Regulator*) e o QBT (*Quadrature Boosting Transformer*). O primeiro é um TCPS em que as tensões de entrada e saída são iguais em módulo, porém com um deslocamento de fase entre elas, o que significa que o parâmetro controlável é o ângulo de defasamento, já o segundo é um TCPS cuja tensão injetada pelo ramo série tem um defasamento constante em relação à tensão de entrada, portanto o módulo da tensão injetada é o parâmetro controlável. No Reino Unido e Europa Central, o QBT mais comumente utilizado injeta uma tensão perpendicular à tensão do sistema ($\beta = 90^{o}$).



Figura 2.6: Esquema básico do TCPS

2.2.7 Controlador Universal de Fluxo de Potência (UPFC)

O Controlador Universal de Fluxo de Potência (UPFC), proposto por L. Gyugyi em 1992, é considerado o mais flexível de todos os equipamentos FACTS, pois tem a capacidade de controlar os fluxos de potência ativa e reativa, além de controlar a tensão do sistema [Edris et al. 1998; Mihalič et al. 1996; Galiana et al. 1996]. O UPFC, cujo esquema básico é representado pela figura 2.7, é constituído, fundamentalmente, de dois conversores ligados *back-to-back* pelo lado CC, através de um capacitor de corrente contínua, sendo que um conversor está em série com a linha e outro em paralelo. O UPFC é um controlador "completo" e pode ser analisado como a união de duas fontes de tensão controladas [Morioka et al. 1999; Bian et al. 1997]: uma em série e outra em paralelo com a linha. Tais fontes podem operar como dois compensadores distintos e independentes: um de Potência Ativa e outro de Potência Reativa [Sen and Stacey 1998].



Figura 2.7: Esquema básico do Controlador Universal de Potência (UPFC)

O arranjo da figura 2.7 funciona como um conversor CA-CA, em que a potência ativa pode fluir livremente em qualquer direção entre os dois terminais do conversor através do elo CC. Cada conversor pode fornecer ou absorver potência reativa do sistema através de seu próprio terminal, porém não pode, instantaneamente, trocar potência reativa através do elo CC.

O conversor em paralelo faz o controle de tensão na barra local quando opera sozinho, como um STATCOM. Porém, quando opera em conjunto com o conversor série, ele faz o controle de tensão na barra através da injeção de potência reativa no sistema e provê potência ativa para o conversor série através do elo CC para realizar o controle de fluxo [Rahman et al. 1997; Schauder et al. 1998].

O inversor série faz o controle de fluxo de potência injetando uma tensão com módulo e ângulo de fase controlados em série com a linha por meio de um transformador. O fluxo de corrente através desta fonte de tensão resulta em uma troca de potência ativa e reativa entre o conversor e o sistema [Gyugyi 1992; Gyugyi et al. 1995]. A potência ativa trocada pelo terminal série é convertida em potência CC e aparece no elo CC como uma demanda positiva ou negativa de potência. O conversor série fornece compensação ativa série para a linha, controle de tensão e regulação de ângulo.

2.3 Os Dispositivos FACTS no Mundo

Vários dispositivos FACTS já estão em operação no mundo, O SVC, por exemplo, é utilizado há mais tempo. Da nova geração de dispositivos, pode-se citar [Rahman et al. 1997; Schauder et al. 1997; Edris 2000; Schauder et al. 1998; Lemay et al. 1999]:

- TCSC: Brasil, na linha que interliga as subestações de Imperatriz e Serra da Mesa;
- STATCOM: Subestação de Sullivan no nordeste do Tennesse, nos Estados Unidos;
- UPFC: Subestação de Inez, no Kentucky, Estados Unidos;
- IPC: Leste dos Estados Unidos, na subestação de Plattsburgh.

Vários outros dispositivos estão em estudo para melhorar o desempenho do sistema elétrico fazendo parte da tecnologia do futuro [Rabinowitz 2000; Hammons 2000].

2.4 Resumo

Neste capítulo foram apresentados, sucintamente, os esquemas básicos e o funcionamento de alguns dos dispositivos FACTS. Pôde-se observar as principais aplicações dos tipos citados, sendo o UPFC, o TCPS e o IPC, os mais flexíveis. Finalmente, foram apresentadas as localizações de alguns dispositivos FACTS no mundo.

"Quanto à Terra, dela procede o pão, mas por baixo é revolvida por fogo" (Jó 28:5)

Capítulo 3 Metodologia

O mercado de energia elétrica apresenta atualmente um cenário bastante diverso do anterior, no qual o Estado desempenhava as funções de investidor, construtor e contolador dos sistema elétrico. O fornecimento de eletricidade era de responsabilidade do Estado, porém, nos últimos anos, no mundo inteiro, o Estado desviou-se dessa função, estimulando o investimento de capital privado, com o intuito de tornar o mercado energético mais competitivo, com qualidade assegurada.

Apesar de serem mercados distintos, sempre será necessário planejar o funcionamento do sistema para os anos subseqüentes, o que não pode ser feito separadamente, uma vez as funções do sistema são integradas. Um dos métodos utilizados para o estudo do comportamento dos fluxos de potência ativa é o modelo linearizado, que apresenta resultados bastante razoáveis e de baixo custo computacional. Deve ser feita, também, a análise de segurança do sistema, tanto na fase de planejamento quanto da operação do sistema.

3.1 Fluxo de Carga Linearizado

O fluxo de potência reativa de uma linha de transmissão está intimamente ligado à diferença entre as tensões das barras terminais desta linha, assim como o fluxo de potência ativa está fortemente ligado à abertura angular da mesma, ou seja, à diferença entre os ângulos das tensões das barras.

O fluxo de potência ativa é aproximadamente proporcional à abertura angular da linha e se desloca no sentido dos ângulos maiores para os menores. A relação entre o fluxo de potência ativa e os ângulos das barras é aproximadamente igual à relação entre a corrente e a tensão em um circuito de corrente contínua, para o qual é válida a Lei de Ohm [Monticelli 1983; Ramos and Dias 1983]. Esta propriedade permite desenvolver um modelo aproximado: o Fluxo de Carga CC.

O Fluxo de Carga Linearizado torna possível, com baixo custo computacional e precisão razoável, saber a distribuição dos fluxos de potência ativa numa rede de transmissão. Este tipo de modelo é muito útil, tanto no planejamento quanto na operação de sistemas.

3.1.1 O Modelo Linearizado

O fluxo de potência linearizado é baseado no acoplamento entre os ângulos das tensões nodais e as potências ativas injetadas nas barras, e apresenta resultados melhores para sistemas com tensões elevadas, nos quais as quedas de tensão não são muito relevantes.

O modelo CC não leva em conta as magnitudes das tensões das barras, as potências reativas e os *taps* dos transformadores. Também não são considerados os elementos *shunt* das linhas.

Este modelo só é válido nos casos em que as seguintes aproximações são válidas, pois, caso contrário, os valores obtidos não serão úteis.

$$R \ll x \tag{3.1}$$

$$R \sim 0 \tag{3.2}$$

Seja a linha representada na figura 3.1:



Figura 3.1: Modelo Linearizado

O fluxo de potência complexa de uma linha de transmissão é dado por:

$$S_{ik}^* = P_{ik} - jQ_{ik} = E_i^* I_{ik} \tag{3.3}$$

Separando as partes real e imaginária dessa equação complexa, têm-se os fluxos

de potência ativa e reativa:

$$P_{ik} = V_i^2 g_{ik} - V_i V_k g_{ik} \cos \theta_{ik} - V_i V_k b_{ik} \sin \theta_{ik}$$
(3.4)

$$Q_{ik} = -V_i^2 (b_{ik} + b_{ik}^{sh}) + V_i V_k b_{ik} \cos \theta_{ik} - V_i V_k g_{ik} \sin \theta_{ik}$$
(3.5)

Aplicando as aproximações das equações 3.1 e 3.2, tem-se:

$$P_{ik} = \frac{V_i V_k \sin(\theta_{ik})}{x_{ik}} \tag{3.6}$$

$$Q_{ik} = \frac{V_i^2 - V_i V_k \cos(\theta_{ik})}{x_{ik}}$$
(3.7)

Considerando também:

- $V_i = 1$ p.u. em todos os barramentos.
- θ_{ik} muito pequeno, o que significa:

$$\sin(\theta_{ik}) \sim (\theta_i - \theta_k) \tag{3.8}$$

Obtém-se:

.

$$P_{ik} = \frac{\sin(\theta_{ik})}{x_{ik}} \tag{3.9}$$

$$Q_{ik} = \frac{1 - \cos(\theta_{ik})}{x_{ik}} \tag{3.10}$$

E, pela aproximação da equação 3.8, vem:

$$P_{ik} = \frac{\theta_i - \theta_k}{x_{ik}} \tag{3.11}$$

$$Q_{ik} = 0 \tag{3.12}$$

Formulação Matricial

O modelo linearizado desenvolvido anteriormente pode ser expresso matricialmente por uma equação do tipo:

$$\mathbf{I} = Y \cdot \mathbf{E} \tag{3.13}$$

Para uma rede de transmissão sem transformadores em-fase ou defasadores, os fluxos de potência ativa nos ramos da rede são dados por:

$$P_{ik} = x_{ik}^{-1} \theta_{ik} \tag{3.14}$$

em que x_{ik} é a reatância equivalente de todas as linhas em paralelo que existem no ramo (i - k).

A injeção de potência ativa na barra i é igual à soma dos fluxos que saem da barra, ou seja:

$$P_i = \sum_{k \in \Omega_i} x_{ik}^{-1} \theta_{ik} \qquad (i = 1, n)$$
(3.15)

sendo n o número de barras do sistema.

A expressão 3.15 pode ser colocada na forma:

$$P_i = \left(\sum_{k \in \Omega_i} x_{ik}^{-1} \theta_i\right) + \left(\sum_{k \in \Omega_i} -x_{ik}^{-1} \theta_k\right)$$
(3.16)

que, por sua vez, admite uma representação matricial da forma:

$$\mathbf{P} = B'\theta \tag{3.17}$$

em que:

 θ é o vetor dos ângulos das tensões nodais

 ${\bf P}$ é o vetor das injeções líquidas de potência ativa

B' é a matriz do tipo admitância nodal, cujos elementos são:

$$B'_{ik} = -x_{ik}^{-1} (3.18)$$

$$B'_{ii} = \sum_{k \in \Omega_i} x_{ik}^{-1} \tag{3.19}$$

A matriz B' que aparece na equação 3.17 é singular, pois a soma dos componentes de \mathbf{P} é nula, uma vez que as perdas de transmissão foram desprezadas, ou seja, a injeção de potência de uma barra qualquer pode ser obtida a partir da soma algébrica das demais. Para que este problema seja resolvido, adota-se uma barra como referência angular ($\theta_i = 0$). Desta forma, o sistema passa a ser não-singular com dimensão (n-1) e os ângulos das (n-1) barras restantes podem ser determinados a partir das injeções de potência especificadas nessas (n-1) barras. Isto vale para uma rede conexa [Monticelli 1983; Ramos and Dias 1983].

Uma vez escolhida a barra de referência, eliminam-se as respectivas linha e coluna da matriz admitância e a respectiva linha dos vetores de ângulos e de potências.

Os ângulos nodais, em radianos, são obtidos da seguinte forma:

$$\theta = B^{\prime - 1} \cdot \mathbf{P} \tag{3.20}$$

Obtidos os valores dos ângulos das barras e conhecendo as reatâncias das linhas, os fluxos de potência ativa nas linhas podem ser calculados por:

$$P_{ik} = x_{ik}^{-1} \theta_{ik} \tag{3.21}$$

Representação das Perdas no Modelo CC

A injeção de potência complexa nas barras da figura 3.1 é dada por:

$$S_i^* = P_i - jQ_i = E_i^* Ii (3.22)$$

Separando as partes real e imaginária, têm-se as injeções de potência ativa e reativa nas barras:

$$P_i = V_i \sum_{k \in I} V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik})$$
(3.23)

$$Q_i = V_i \sum_{k \in I} V_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik})$$
(3.24)

sendo I o conjunto de barras vizinhas à barra i, incluindo a própria barra i.

Na equação 3.23, aproximando-se as magnitudes das tensões nodais a 1 p.u., e rearranjando-se o somatório, tem-se:

$$P_i = G_{ii} + \sum_{k \in \Omega_i} (G_{ik} \cos \theta_{ik} + j B_{ik} \sin \theta_{ik})$$
(3.25)

em que Ω_i é o conjunto das barras circunvizinhas da barra i, excluindo-se a própria barra i. Considerando que:

$$G_{ik} = -g_{ik} \tag{3.26}$$

$$G_{ii} = \sum_{k \in \Omega_i} g_{ik} \tag{3.27}$$

$$B_{ik} \cong x_{ik}^{-1} \tag{3.28}$$

obtém-se:

$$P_i = \sum_{k \in \Omega_i} (1 - \cos \theta_{ik}) g_{ik} + \sum_{k \in \Omega_i} x_{ik}^{-1} \sin \theta_{ik}$$
(3.29)

Aproximando-se:

$$\cos\theta_{ik} \cong 1 - \frac{\theta_{ik}^2}{2} \tag{3.30}$$

$$\sin \theta_{ik} \cong \theta_{ik} \tag{3.31}$$

pode-se concluir que:

$$P_i - \frac{1}{2} \sum_{k \in \Omega_i} g_{ik} \theta_{ik}^2 = \sum_{k \in \Omega_i} x_{ik}^{-1} \theta_{ik}$$
(3.32)

As perdas de transmissão na linha (i - k) são dadas pela expressão:

$$Perdas = g_{ik}(V_i^2 + V_k^2 - 2V_iV_k\cos\theta_{ik})$$
(3.33)

Usando a aproximação da equação 3.30 e considerando as tensões nodais iguais
a 1 p.u., a equação 3.33 torna-se:

$$Perdas = g_{ik}\theta_{ik}^2 \tag{3.34}$$

Portanto, o lado esquerdo da expressão 3.32 é dado pela injeção líquida de potência ativa na barra *i* menos a metade das perdas ativas de todas as linhas adjacentes a esta barra. Ou seja, o efeito das perdas pode ser representado, aproximadamente, por cargas adicionais, as quais podem ser obtidas dividindo-se as perdas de cada linha da rede entre suas barras terminais, conforme mostra a figura 3.2.



Figura 3.2: Representação das perdas no Modelo CC

Sendo assim, o Modelo CC passa a ter a forma:

$$\mathbf{P} + \Delta \mathbf{P} = B'\theta \tag{3.35}$$

o que significa que o novo modelo é obtido a partir do modelo original $\mathbf{P} = B'\theta$, adicionando-se o vetor $\Delta \mathbf{P}$ ao vetor das injeções nodais de potência ativa.

Na análise de contingências, pode-se considerar, sem perda de qualidade dos resultados, que o vetor $\Delta \mathbf{P}$ permanece o mesmo, ou seja, basta calcular as perdas para a configuração básica.

3.1.2 Matriz de Conexão de um Sistema Elétrico

A matriz de conexão de um sistema dá idéia de como este sistema responde às variações das potências injetadas nas barras e pode ser muito útil quando do planejamento da expansão do sistema [Pereira and Pinto 1985].

No sistema de três barras da figura 3.3, as quedas de tensão sobre os elementos são dadas por:

$$v_{b1} = V_1 - V_2 \tag{3.36}$$

$$v_{b2} = V_1 - V_3 \tag{3.37}$$



Figura 3.3: Sistema de três barras

A tensão em cada ramo pode ser, então, representada, por:

$$v_b = A \cdot \mathbf{V}_{bus} \tag{3.38}$$

onde A é a matriz de incidência para esta rede e é dada por:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0\\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix}$$
(3.39)

e \mathbf{V}_{bus} é o vetor das tensões nodais representado por:

$$V_{bus} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix}$$
(3.40)

As correntes nos ramos são:

$$i_{b1} = \frac{V_1 - V_2}{x_{12}} \tag{3.41}$$

$$i_{b2} = \frac{V_1 - V_3}{x_{13}} \tag{3.42}$$

PSfrag replacements

O que pode ser genericamente escrito como:

$$i_b = \frac{1}{x} \cdot v_b \tag{3.43}$$

ou:

$$\mathbf{i}_b = y_{prim} \cdot \mathbf{v}_b \tag{3.44}$$

em que y_{prim} é a matriz admitância primitiva da rede e é uma matriz diagonal cujos elementos são as admitâncias das linhas. A dimensão desta matriz é $b \times b$, sendo b o número de linhas da rede.

Desta forma conclui-se que as correntes injetadas nas barras são:

$$\mathbf{I}_{bus} = Y_{bus} \cdot \mathbf{V}_{bus} \tag{3.45}$$

Substituindo 3.38 em 3.44, tem-se:

$$\mathbf{i}_b = y_{prim} \cdot A \cdot \mathbf{V}_{bus} \tag{3.46}$$

Lembrando que:

$$\mathbf{V}_{bus} = Z_{bus} \cdot \mathbf{I}_{bus} \tag{3.47}$$

As correntes nos ramos podem ser calculadas através de:

$$\mathbf{i}_b = (y_{prim} \cdot A \cdot Z_{bus}) \cdot \mathbf{I}_{bus} \tag{3.48}$$

O produto $(y_{prim} \cdot A \cdot Z_{bus})$ é chamado matriz de conexão da rede, ou seja:

$$C = y_{prim} \cdot A \cdot Z_{bus} \tag{3.49}$$

Analisando-se a equação 3.48, nota-se que:

- o vetor \mathbf{i}_b é análogo ao vetor de fluxos de potência nas linhas.
- o vetor \mathbf{I}_{bus} é análogo ao vetor de potências injetadas nas barras.

Deve-se, entretanto, lembrar que a matriz Z_{bus} é singular e, por isso, não possui inversa; sendo assim, é necessário reduzir a sua ordem para que seja possível a inversão.

Observando as analogias acima relacionadas observa-se que os fluxos de potência ativa nos ramos podem ser escritos conforme a expressão a seguir:

$$\mathbf{P}_b = C \cdot \mathbf{P}_{bus} \tag{3.50}$$

3.2 Despacho Econômico

O objetivo do sistema elétrico é, essencialmente, transportar energia dos centros de geração até os centros consumidores com:

- Custos mínimos;
- Máximo de continuidade;
- Segurança;
- Tensão e freqüência dentro dos limites estabelecidos;

Para que os objetivos acima relacionados sejam atingidos, deve-se realizar uma série de estudos, tais como: estudo dos fluxos de potência, de confiabilidade, de estabilidade, etc.

O despacho econômico consiste em determinar, para cada período de tempo, a potência que cada gerador deve fornecer, isto é, qual a melhor combinação de geradores para prover a demanda necessária [Neuenswander 1971].

3.2.1 Restrições de Operação

Algumas considerações devem ser feitas quando do estudo do despacho econômico:

- *Restrições de capacidade de cada gerador*: Estas restrições são determinadas pelas características de cada máquina, representadas por sua curva de capabilidade.
- *Reserva necessária para segurança do sistema*: Esta reserva visa atender ao sistema em casos de emergência, tais como saída de linhas, transformadores, geradores, etc.

Outras restrições também estão associadas ao problema do despacho econômico tais como: necessidade de manutenção de caudais ecológicos, abastecimento de água

à população, necessidade de bombeamento de água, dentre outras. Para este estudo, tais restrições não serão consideradas.

Custos da Produção de Energia Elétrica

Os custos de produção de eletricidade podem ser divididos em custos fixos (custos das instalações, por exemplo) e custos de produção (combustível, por exemplo). Os custos de produção dependem, dentre outras coisas, das características dos grupos geradores (potência, rendimento, tipo de combustível, no caso de térmicas, etc.) pelo que facilmente se conclui que diferentes centrais têm diferentes custos. Serão considerados, no despacho, apenas os custos de produção.

Curvas de Custos de Produção das Centrais Térmicas

A relação entre a potência produzida e o custo para produzí-la pode ser aproximada por uma curva semelhante à da figura 3.4, ou seja, a função Custo pode ser representada por um polinômio de segundo grau.



Figura 3.4: Curva de custo das centrais térmicas

As curvas do custo de produção podem ser estabelecidas a partir de ensaios, fornecidas pelos fabricantes ou determinadas a partir dos dados da exploração.

3.2.2 Modelos Lineares

São modelos simples e flexíveis que permitem, com boa qualidade de resultados, o uso da Programação Linear, que será vista na próxima seção. É possível incluir mais restrições, tais como: limites das linhas de transmissão e restrições de segurança. Permitem, também, considerar centrais hidrelétricas.

É necessário linearizar as curvas de custo que, como visto na seção 3.2.1, são quadráticas. Isto é realizado através do método *piecewise* [Stott and Marinho 1979], que consiste em desdobrar o gerador original em vários novos geradores. Um exemplo deste método é apresentado na figura 3.5.



Figura 3.5: Curva de custo linearizada das centrais térmicas

Neste caso, o gerador foi desdobrado em dois novos geradores. É possível desdobrar o gerador em quantos geradores forem desejados. As novas curvas de custo serão, então, representadas pelas duas retas, com os novos limites $P_{Gmin} \in P_G^A$ para o primeiro gerador e $P_G^A \in P_{Gmax}$ para o segundo gerador.

3.3 Programação Linear

A Programação Linear tem como objetivo determinar a melhor solução para um problema representado por uma equação linear e cujas restrições são, também, lineares. A equação que representa o problema é chamada Função Objetiva (F.O.) e a melhor solução é chamada Solução Ótima [Puccini 1978]. Este é um método

confiável, rápido e flexível, além de não exigir muitos recursos computacionais [Stott and Marinho 1979].

3.3.1 Exemplo de Problema de Programação Linear

Seja o sistema de três barras apresentado na figura 3.6. Pretende-se efetuar o despacho ótimo dos dois geradores para atender à carga na barra 3. Deve-se observar, entretanto, que as linhas, neste exemplo, têm resistência nula, o que significa que as perdas de transmissão não serão consideradas.



Figura 3.6: Sistema-exemplo de três barras

Dados do sistema:

• Equações de custo dos geradores:

$$C_1 = 0,25P_{G1}^2 + 2P_{G1} + 1 \tag{3.51}$$

$$C_2 = 0,5P_{G2}^2 + 3P_{G2} + 2 \tag{3.52}$$

• Limites dos geradores:

$$0, 8 \le P_{G1} \le 6$$
 p.u.
 $0, 4 \le P_{G2} \le 4$ p.u.

• Fluxos máximos nas linhas

 $-3, 6 \leq F_l \leq 3, 6$ p.u.

Desdobrando cada um dos geradores em três novos geradores, tem-se as curvas de custo mostradas na figura 3.7. Cada uma das curvas foi dividida em três partes e linearizada. Os geradores, cujas curvas de custo eram quadráticas representadas pelas equações 3.51 e 3.52, terão, agora, três novas equações de custo, sendo elas lineares.



Figura 3.7: Curvas de custo dos geradores desdobrados

As novas curvas de custo serão representadas pelas equações:

• Gerador 1:

$$C_1^A = 2,7P_{G1}^A \tag{3.53}$$

$$C_1^B = 3,5P_{G1}^B \tag{3.54}$$

$$C_1^C = 4,5P_{G1}^C \tag{3.55}$$

• Gerador 2:

$$C_2^A = 4, 2P_{G2}^A \tag{3.56}$$

$$C_2^B = 5,5P_{G2}^B \tag{3.57}$$

$$C_2^C = 6,5P_{G2}^C \tag{3.58}$$

Os limites para os geradores desdobrados serão:

- Gerador 1:
 - $$\begin{split} 0 &\leq P_{G1}^A \leq 1,2 \text{ p.u.} \\ 0 &\leq P_{G1}^B \leq 2 \text{ p.u.} \end{split}$$

$$0 \le P_{G1}^C \le 2$$
 p.u.

• Gerador 2:

 $0 \le P_{G2}^A \le 1, 6$ p.u. $0 \le P_{G2}^B \le 1$ p.u. $0 \le P_{G2}^C \le 1$ p.u.

Conforme descrito na seção 3.1.2, a matriz de conexão da rede pode ser facilmente obtida e, neste caso, será:

$$C = \begin{bmatrix} 1/3 & -1/3\\ 2/3 & 1/3\\ 1/3 & 2/3 \end{bmatrix}$$
(3.59)

De posse da matriz de conexão da rede, é possível montar o conjunto de restrições, composto de duas condições:

• Balanço de potência ativa:

$$P_{G1}^{A} + P_{G1}^{B} + P_{G1}^{C} + P_{G1}^{min} + P_{G2}^{A} + P_{G2}^{B} + P_{G2}^{C} + P_{G2}^{min} = L$$
(3.60)

• Limites de fluxo nas linhas, que são fornecidos por:

$$F_l^{min} \le C \cdot \mathbf{P}_G \le F_l^{max} \tag{3.61}$$

O problema de Programação Linear será:

$$\min C_T = 2,7P_{G1}^A + 3,5P_{G1}^B + 4,5P_{G1}^C + 4,2P_{G2}^A + 5,5P_{G2}^B + 6,5P_{G2}^C$$

sujeito a

$$\begin{split} P_{G1}^{A} + P_{G1}^{B} + P_{G1}^{C} + 0, 8 + P_{G2}^{A} + P_{G2}^{B} + P_{G2}^{C} + 0, 4 &= 7, 0 \\ -3, 6 &\leq 1/3(P_{G1}^{A} + P_{G1}^{B} + P_{G1}^{C} + 0, 8) - 1/3(P_{G2}^{A} + P_{G2}^{B} + P_{G2}^{C} + 0, 4) \leq 3, 6 \\ -3, 6 &\leq 2/3(P_{G1}^{A} + P_{G1}^{B} + P_{G1}^{C} + 0, 8) + 1/3(P_{G2}^{A} + P_{G2}^{B} + P_{G2}^{C} + 0, 4) \leq 3, 6 \\ -3, 6 &\leq 1/3(P_{G1}^{A} + P_{G1}^{B} + P_{G1}^{C} + 0, 8) + 2/3(P_{G2}^{A} + P_{G2}^{B} + P_{G2}^{C} + 0, 4) \leq 3, 6 \\ 0 &\leq P_{G1}^{A} \leq 1, 2 \\ 0 &\leq P_{G1}^{B} \leq 2, 0 \end{split}$$

$$\begin{aligned} 0 &\leq P_{G1}^{C} \leq 2, 0 \\ 0 &\leq P_{G2}^{A} \leq 1, 6 \\ 0 &\leq P_{G2}^{B} \leq 1, 0 \\ 0 &\leq P_{G2}^{C} \leq 1, 0 \end{aligned}$$

Utilizando o pacote de Programação Linear do Matlab¹ versão 5.1, obtém-se os seguintes valores para as potências a serem fornecidas pelos geradores:

• Gerador 1:

$$\begin{split} P^A_{G1} &= 1,20 \text{ p.u.} \\ P^B_{G1} &= 1,79 \text{ p.u.} \\ P^C_{G1} &= 0,00 \text{ p.u.} \end{split}$$

• Gerador 2:

$$P_{G2}^A = 1,60$$
 p.u.
 $P_{G2}^B = 1,00$ p.u.
 $P_{G2}^C = 0,21$ p.u.

Sendo a potência de cada gerador dada pela equação:

$$P_G = P_G^{min} + P_G^A + P_G^B + P_G^C$$
(3.62)

As potências que cada gerador deverá fornecer, neste caso, serão:

$$P_{G1} = 3,79$$
 p.u.
 $P_{G2} = 3,21$ p.u.

Desta forma, os fluxos nas linhas podem ser calculados pela equação 3.50:

$$F_l = \begin{bmatrix} 1/3 & -1/3 \\ 2/3 & 1/3 \\ 1/3 & 2/3 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 3,79 \\ 3,21 \end{pmatrix}$$

Os fluxos serão:

$$F_{12} = 0,193$$
 p.u.
 $F_{13} = 3,596$ p.u.

¹Matlab, marca registrada da *The MathWorks Inc.*

$$F_{23} = 3,403$$
 p.u.

Substituindo os valores encontrados para os geradores na função objetiva do problema, o custo total para este despacho será:

$$C = 2, 7 \cdot 1, 2 + 3, 5 \cdot 1, 79 + 4, 5 \cdot 0 + 4, 2 \cdot 1, 6 + 5, 5 \cdot 1, 0 + 6, 5 \cdot 0, 21 = 23, 09$$

O custo total mínimo de operação dos geradores para atender a carga é, portanto, de 23,09 unidades monetárias.

3.4 Avaliação da Segurança do Sistema em Regime Permanente

3.4.1 Estados de Operação de um Sistema

Em 1966, Dy Liacco [Debs 1988] propôs um diagrama de estado seguro, que se tornou a base de muitos estudos subseqüentes. Este diagrama é mostrado na figura 3.8. Os estados de operação são:

- *estado normal*: todas as cargas do sistema são atendidas dentro dos níveis especificados de tensão e freqüência, sem violar os limites de algum dispositivo do sistema.
- estado de emergência: alguns dos limites de operação são violados (linhas sobrecarregadas, queda inaceitável da freqüência, sobretensões, por exemplo).
- estado restaurativo: algumas das cargas não são atendidas (blackout total ou parcial), mas uma porção do sistema está no estado normal.

No estado normal seguro, todas as variáveis do sistema estão dentro da faixa normal e não há equipamento sobrecarregado. O sistema opera de forma segura e está apto a opor-se a uma contingência sem violar qualquer uma das restrições [Kundur 1994].

O sistema entra em *estado normal inseguro*, ou estado de alerta, se o nível de segurança cair para um valor abaixo de um determinado limite, ou se houver a possibilidade de aumento de algum distúrbio devido a alguma adversidade climática tal como a aproximação de uma tempestade severa. Neste caso, todas as variáveis do sistema ainda estão dentro da faixa aceitável e todas as restrições são atendidas.



Figura 3.8: Estados de Operação de um Sistema Elétrico de Potência

Contudo, o sistema está menos robusto caso uma contingência venha causar sobrecarga em algum equipamento, o que leva o sistema para o *estado de emergência*. Caso o distúrbio seja muito severo, o sistema entra em *emergência extrema (in extremis)* que, por sua vez, pode ser resultado direto do estado normal inseguro.

Ação preventiva, tal como controle de geração (redespacho) ou uso de outras unidades, pode restaurar o sistema, levando-o para o estado normal seguro. Se os passos restaurativos não forem bem-sucedidos, o sistema pode se tornar normal inseguro. O sistema entra no *estado de emergência* caso um distúrbio suficientemente severo ocorra quando o sistema está no *estado normal inseguro*. Neste estado (estado de emergência) a tensão de muitas barras caem e/ou os carregamentos de alguns equipamentos excedem os limites de emergência a curto-prazo. O sistema permanece intacto e pode ser restaurado para o estado de alerta através das ações de controle de emergência, tais como: controle de excitação, eliminação de faltas, diminuição de carga.

Se as medidas acima não são aplicadas ou efetivas, o sistema entra em estado de emergência extrema; o resultado é a saída em cascata de geradores e possivelmente um *blackout* na maior parte do sistema. Os esforços são concentrados, então, em

ações de controle, tais como rejeição de carga e separação de subsistemas controlados, a fim de evitar que a possibilidade de um *blackout* muito abrangente.

O estado restaurativo representa uma condição em que a ação de controle é feita para religar todos os subsistemas isolados e restaurar a carga do sistema. O sistema transita do estado restaurativo para o estado normal seguro ou normal inseguro, dependendo das condições do mesmo.

3.4.2 Análise de Contingência em Regime Permanente

Contingências e Sua Classificação

O objetivo da análise de contingências em regime permanente [Debs 1988] é predizer condições de fluxos de potência e tensões nas barras após eventos como: saída de linhas de transmissão, saída de transformadores e saída de geradores.

Saída de linhas e de transformadores ocorrem por uma variedade de razões. O motivo mais simples é a manutenção planejada. Outra é a manobra de equipamento para controle de fluxo de potência na rede e/ou para solucionar problemas de tensão. Em cada um destes casos, as saídas resultam da atuação dos operadores em suas funções diárias de despacho e manutenção. Uma linha que sofre uma falta permanente será automaticamente desenergizada pelos disjuntores da mesma. Ou, uma linha ou transformador sobrecarregados também serão desligados para serem protegidos de algum dano.

Para as saídas, planejadas ou forçadas, o operador do sistema precisará saber o efeito da saída nos fluxos de potência e as condições de tensão no resto do sistema. Isso pode estabelecer as bases para medidas de prevenção que poderão ser tomadas antes que saídas ocorram. No caso de saída para manutenção, ele precisará de um fluxo de carga projetado no momento do planejamento da saída do equipamento. No caso de operações de chaveamento para controle de fluxo e tensão, ele necessitará de uma solução de fluxo de potência para a condição de pré-saída.

A situação se torna mais complicada para casos de saídas forçadas. Contudo, saídas duplas ou múltiplas podem ocorrer de tempos em tempos, especialmente durante condições climáticas severas.

Análise de Contingências Utilizando o Fluxo CC

Viu-se na seção 3.1 como é feito o fluxo linearizado. Pode-se, tranqüilamente fazer análise de contingência através do fluxo CC, com razoável precisão. Um dos métodos de análise de alterações em redes de transmissão, aplicáveis tanto na análise de contingências quanto nos estudos de planejamento, consiste em verificar as alterações na matriz admitância nodal do sistema [Monticelli 1983]. Também podem ser feitos estudos através de alterações na matriz impedância de barra [Ramos and Dias 1983; Brown 1975]. O presente estudo, concentrar-se-á nas alterações simples na matriz admitância nodal, uma vez que serão feitas, apenas, análises de contingências simples (critério (b-1) linhas).

Seja uma rede com n barras cuja matriz admitância nodal é Y_{bus}^0 com dimensão $(n-1) \times (n-1)$, pois a barra de referência é excluída. Seja Δy_{ik} a variação introduzida na admitância do ramo (i-k) dessa rede. A nova matriz admitância nodal será:

$$Y_{bus} = Y_{bus}^0 + \Delta Y \tag{3.63}$$

em que:

$$\Delta Y = \begin{bmatrix} \vdots & \vdots & \\ \cdots & +\Delta y_{ik} & \cdots & -\Delta y_{ik} & \cdots \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \cdots & -\Delta y_{ik} & \cdots & +\Delta y_{ik} & \cdots \\ \vdots & \vdots & \vdots \end{bmatrix}$$
(3.64)

A matriz ΔY tem uma estrutura muito particular, o que torna possível uma decomposição do tipo:

$$\Delta Y = \Delta y_{ik} \mathbf{e}_{ik} \mathbf{e}_{ik}^t \tag{3.65}$$

em que \mathbf{e}_{ik} é um vetor de dimensão (n-1), constituído de zeros, com exceção dos elementos correspondentes aos nós *i* e *k* que valem, respectivamente, +1 e -1:

$$\mathbf{e}_{ik}^t = (\cdots +1 \cdots -1 \cdots) \tag{3.66}$$

É bom observar que, se um dos nós terminais i ou k for o nó de referência, o elemento correspondente não aparecerá no vetor \mathbf{e}_{ik} , da mesma forma que a coluna

e a linha correspondentes não aparecem na matriz Y.

3.5 Implementação dos Dispositivos FACTS no Sistema Elétrico

Vários modelos foram propostos para o estudo da influência dos dispositivos FACTS no sistema elétrico [Fuerte-Esquivel et al. 2000; Arabi and Kundur 2000] para avaliar o comportamento do mesmo tanto em regime permanente [Song et al. 1999] quanto em regime transitório [Noroozian et al. 1997a; Li et al. 1999; Nabavi-Niaki and Iravani 1996]. Também, para observar o impacto de tais dispositivos na confiabilidade do sistema [Billinton et al. 2000], na estabilidade do mesmo [Sreenivasachar et al. 2000; Arabi and Kundur 1996; Billinton et al. 1999] e para planejamento [Kosterev 1997].

O modelo de injeção proposto por [Noroozian et al. 1997b] e usado em [Resende 2001] é um modelo simples que permite verificar, com precisão considerável, o impacto dos dispositivos FACTS no sistema. Uma vez que o presente estudo usa o fluxo de carga linearizado, a representação utilizada é a apresentada em [Ge and Chung 1999], que deriva do modelo proposto nos artigos anteriormente citados.

3.5.1 Representação Estática dos Dispositivos FACTS

Como será usado o modelo CC da rede, tanto os problemas de tensão quanto os de potência reativa não serão considerados. Os dispositivos estudados serão:

- Deslocador de Fase Controlado a Tiristor (TCPS).
- Controlador Universal de Fluxo de Potência (UPFC).

Tais dispositivos têm representações similares, o que permite usar a mesma metodologia para avaliar o impacto dos mesmos na rede.

Controlador Universal de Fluxo de Potência (UPFC)

A estrutura básica do UPFC é apresentada em [Gyugyi 1992]. Seu circuito equivalente é representado na figura 3.9.

Como foi visto na seção 2.2.7, os parâmetros controláveis do UPFC são o módulo e o ângulo da tensão inserida pelo dispositivo $(U_T \in \varphi_T)$ e também o módulo da PSfrag replacements

Metodologia



Figura 3.9: Circuito equivalente do UPFC

corrente inserida pelo ramo paralelo do UPFC (I_q) .

Como o objetivo é verificar apenas o fluxo de ativos nas linhas, o parâmetro I_q não será considerado, pois os três parâmetros são controlados independentemente. Analisando o diagrama fasorial do UPFC apresentado, na figura 3.10, as relações básicas matemáticas, para o mesmo, serão [CIGRÉ 1996]:



Figura 3.10: Diagrama fasorial do UPFC

$$\mathbf{U}_i = \mathbf{U}_i + \mathbf{U}_T \tag{3.67}$$

$$\arg(\mathbf{I}_q) = \arg(\mathbf{U}_i) \pm 90^o \tag{3.68}$$

$$\arg(\mathbf{I}_T) = \arg(\mathbf{U}_i) \tag{3.69}$$

$$\mathbf{I}_T = \frac{\Re[\mathbf{U}_T \mathbf{I}_j^*]}{\mathbf{U}_i} \tag{3.70}$$

As equações de fluxo de potência ativa no ramo do UPFC podem ser escritas da seguinte forma, de acordo com o modelo linearizado:

$$P_{ij} = b_{ij}(\delta_{ij} + U_t \sin \varphi_T) \tag{3.71}$$

$$P_{ji} = -b_{ij}(\delta_{ij} + U_t \sin \varphi_T) \tag{3.72}$$

O circuito equivalente para a injeção de potência pode ser obtido a partir da figura 3.9 e representado pela figura 3.11.



Figura 3.11: Modelo de injeção para o UPFC

Utilizando o modelo CC, as potências ativas injetadas nas barras do UPFC podem ser escritas conforme as expressões:

$$P_{is} = -U_T b_{ij} \sin \varphi_T \tag{3.73}$$

$$P_{is} = U_T b_{ij} \sin \varphi_T \tag{3.74}$$

Deslocador de Fase Controlado a Tiristor (TCPS)

O modelo de uma linha de transmissão com um TCPS é mostrado na figura 3.12. Para o estudo, será considerado o TCPAR (que é um dos tipos de TCPS, *vide* subseção 2.2.6), ou seja, o parâmetro controlável, neste caso, é o ângulo ψ de defasamento da tensão.

Analisando o diagrama fasorial do TCPS, apresentado na figura 3.13, temos as seguintes relações matemáticas básicas:

$$\mathbf{U}_2 = \mathbf{U}_1 \cdot e^{j\alpha} \tag{3.75}$$



Figura 3.12: Circuito equivalente do TCPS

$$\mathbf{I}_2 = \mathbf{I}_1 e^{j(\alpha + \psi)} \tag{3.76}$$



Figura 3.13: Diagrama fasorial do TCPS

E tomando as equações 3.6 e 3.7, conclui-se que a equação do fluxo de potência ativa na linha que contém o TCPS pode ser formulada como segue:

$$P_{ij} = b_{ij}(\delta_{ij} + \psi) \tag{3.77}$$

$$P_{ji} = -b_{ij}(\delta_{ij} + \psi) \tag{3.78}$$

O modelo de injeção do TCPS é similar ao do UPFC. Tal como o último, o primeiro pode ser representado como na figura 3.14.



Figura 3.14: Modelo de injeção para o TCPS

As potências ativas injetadas pelo TCPS nas barras $i \in j$ podem, então, ser dadas por:

$$P_{is} = -b_{ij}\psi \tag{3.79}$$

$$P_{js} = b_{ij}\psi \tag{3.80}$$

Na presente metodologia, o dispositivo será considerado no ponto médio da linha, o que significa que existirão duas barras fictícias no centro da linha, sendo a susceptância b_{ij} o inverso da reatância de curto-circuito do transformador série do dispositivo. Será feita essa consideração pois, segundo alguns estudiosos, com o dispositivo no centro da linha, tem-se a maior transferência de potência [Ooi et al. 1997; CIGRÉ 1996].

3.6 Resumo

Neste capítulo, foi apresentada a metodologia utilizada na presente pesquisa, bem como o Fluxo Linearizado, que é um método utilizado para estudo do fluxo de potência ativa, no qual são consideradas, apenas, as susceptâncias das linhas, ficando as condutâncias para a consideração das perdas. Dentro da análise de contingências, foi apresentada a matriz de conexão do sistema, muito útil na otimização da operação do mesmo.

Foram feitas algumas considerações sobre despacho econômico e a aplicação de modelos lineares para obtê-lo através de Programação Linear.

Foram estudados os estados de operação de um sistema elétrico, bem como a análise de contingências utilizando o fluxo linearizado, através de modificações na matriz admitância nodal.

Por fim, foi apresentada a proposta da representação estática tanto do UPFC quanto do TCPS, para uso no fluxo CC.

"O SENHOR É O QUE ESTÁ AS-SENTADO SOBRE O GLOBO DA TERRA, CUJOS MORADORES SÃO PARA ELE COMO GAFANHOTOS, É ELE O QUE ESTENDE OS CÉUS COMO CORTINA, E OS DESENROLA COMO TENDA PARA NELA HABITAR " (ISAÍAS 40:22)

Capítulo 4 Estudo de Caso

O mercado energético brasileiro está, ainda, se adaptando ao novo modelo proposto e há uma tendência de que o redespacho de geração, tão usado na estrutura verticalizada do sistema, caia em desuso.

O redespacho de geração é uma estratégia que pode ser onerosa, do ponto-de-vista econômico, porém é uma alternativa que, em geral, garante a segurança do sistema. Com a abertura do mercado de geração e a impossibilidade de redespachar a geração, o sistema de transmissão deve, então, tornar-se mais robusto e disponível para fazer fluir a energia entregue pelas geradoras, em quaisquer circunstâncias. Essa nova tendência demonstra como é importante o máximo aproveitamento dos corredores de transmissão, desde que dentro dos padrões de segurança e confiabilidade.

Mesmo com a tendência de cair em desuso, o redespacho de geração será utilizado, neste capítulo, para ilustrar o custo da segurança do sistema. Serão apresentados, pois, dois casos: o primeiro, um caso simples, para demonstrar a metodologia proposta no capítulo 3; e o segundo, um caso real do sistema brasileiro para que seja observado o comportamento do mesmo diante da presença do dispositivo FACTS.

4.1 O Sistema-exemplo

Deseja-se fazer o despacho ótimo dos dois geradores do sistema representado na figura 4.1, para alimentar a carga de 13,5 p.u. localizada na barra 1.

Dados do sistema:

- V_{base} : 500 kV
- S_{base} : 100 MVA
- Carga: 13,5 p.u.



Figura 4.1: Sistema-exemplo de três barras

• Equações de custo dos geradores:

$$C_1 = 0,25P_{G1}^2 + 2P_{G1} + 1 (4.1)$$

$$C_2 = 0, 5P_{G2}^2 + 3P_{G2} + 2 \tag{4.2}$$

• Limites dos geradores:

1,0 p.u.
$$\leq P_{G1} \leq 10,0$$
 p.u.
1,6 p.u. $\leq P_{G2} \leq 12,0$ p.u.

• Fluxos máximos nas linhas

$$-5,07$$
 p.u. $\leq F_l \leq 5,07$ p.u.

• Impedâncias das linhas de transmissão:

$$Z_{(1)} = (0,069 + j0,754) \%$$
$$Z_{(2)} = Z_{(3)} = (0,76 + j7,11) \%$$
$$Z_{(4)} = Z_{(5)} = (0,517 + j5,685) \%$$

Como demonstrado na seção 3.3, as equações das curvas de custo dos geradores, bem como os novos limites dos mesmos, podem ser reescritos da seguinte forma, utilizando a técnica *piecewise*:

• Gerador 1:

$$C_1 = 3,25P_{G1}^A + 4,75P_{G1}^B + 6,25_{G1}^C$$
(4.3)

0,0 p.u.
$$\leq P_{G1}^{A} \leq 3,0$$
 p.u.
0,0 p.u. $\leq P_{G1}^{B} \leq 3,0$ p.u.
0,0 p.u. $\leq P_{G1}^{C} \leq 3,0$ p.u.

• Gerador 2:

$$C_{2} = 6, 3P_{G2}^{A} + 10, 0P_{G2}^{B} + 13, 2_{G2}^{C}$$

$$0, 0 \text{ p.u.} \leq P_{G2}^{A} \leq 3, 4 \text{ p.u.}$$

$$0, 0 \text{ p.u.} \leq P_{G2}^{B} \leq 4, 0 \text{ p.u.}$$

$$0, 0 \text{ p.u.} \leq P_{G2}^{C} \leq 3, 0 \text{ p.u.}$$

$$(4.4)$$

Utilizando o programa de fluxo de potência CC "fluxocc.exe", cujo algoritmo é apresentado no apêndice E, obtêm-se as matrizes de conexão do sistema tanto para o sistema intacto quanto para cada uma das contingências. Tais matrizes são mostradas no apêndice A.

Essas matrizes permitem avaliar a sensibilidade do sistema diante de variações nas potências nodais do mesmo.

4.1.1 Análise Para o Sistema Intacto - Caso Base

De posse da matriz de conexão do sistema para o caso base (sistema intacto), pode-se montar o problema de Programação Linear, com a finalidade de obter os valores de potência ativa que deverão ser gerados, proporcionando o menor custo de geração possível. As equações 3.60 e 3.61 dão as condições para montar o conjunto de restrições. O problema será:

min
$$C_T = S \cdot \mathbf{P}_G$$

sujeito a

$$P_{G1} + P_{G2} = L + \Delta P$$

$$F_l^{min} \leq C \cdot \mathbf{P}_{bus} \leq F_l^{max}$$

$$P_{G1}^{min} \leq P_{G1} \leq P_{G1}^{max}$$

$$P_{G2}^{min} \leq P_{G2} \leq P_{G2}^{max}$$

Onde S representa o vetor dos custos de geração, \mathbf{P}_G representa o vetor das potências dos geradores e ΔP representa as perdas de potência ativa no sistema

que, por sua vez, será considerado igual a 2% da carga. Usando a barra 1 como referência, o vetor das potências nodais, para os geradores desdobrados, será dado por:

$$\mathbf{P}_{G} = \begin{bmatrix} P_{G1}^{A} + P_{G1}^{B} + P_{G1}^{C} + P_{G1}^{min} \\ P_{G2}^{A} + P_{G2}^{B} + P_{G2}^{C} + P_{G2}^{min} \end{bmatrix}$$
(4.5)

Desta forma, o problema de Programação Linear, será:

$$\min C_T = 3,25P_{G1}^A + 4,75P_{G1}^B + 6,25P_{G1}^C + 6,3P_{G2}^A + 10,0P_{G2}^B + 13,2P_{G2}^C$$

sujeito a

$$\begin{split} P_{G1}^{A} + P_{G1}^{B} + P_{G1}^{C} + 1, 0 + P_{G2}^{A} + P_{G2}^{B} + P_{G2}^{C} + 1, 6 &= 13, 5 + 0, 27 \\ -5,07 &\leq 0,397(P_{G1}^{A} + P_{G1}^{B} + P_{G1}^{C} + 1, 0) - 0,498(P_{G2}^{A} + P_{G2}^{B} + P_{G2}^{C} + 1, 6) &\leq 5,07 \\ -5,07 &\leq 0,302(P_{G1}^{A} + P_{G1}^{B} + P_{G1}^{C} + 1, 0) + 0,249(P_{G2}^{A} + P_{G2}^{B} + P_{G2}^{C} + 1, 6) &\leq 5,07 \\ -5,07 &\leq 0,198(P_{G1}^{A} + P_{G1}^{B} + P_{G1}^{C} + 1, 0) + 0,251(P_{G2}^{A} + P_{G2}^{B} + P_{G2}^{C} + 1, 6) &\leq 5,07 \\ 0 &\leq P_{G1}^{A} &\leq 3,0 \\ 0 &\leq P_{G1}^{B} &\leq 3,0 \\ 0 &\leq P_{G1}^{C} &\leq 3,0 \\ 0 &\leq P_{G2}^{C} &\leq 3,4 \\ 0 &\leq P_{G2}^{B} &\leq 4,0 \\ 0 &\leq P_{G2}^{C} &\leq 4,0 \end{split}$$

É possível, portanto, reescrever o problema, como a seguir:

$$min \ C_T = 3,25P_{G1}^A + 4,75P_{G1}^B + 6,25P_{G1}^C + 6,3P_{G2}^A + 10,0P_{G2}^B + 13,2P_{G2}^C + 6,3P_{G2}^A + 10,0P_{G2}^B + 13,2P_{G2}^C + 10,0P_{G2}^B + 10,0P_{G2$$

sujeito a

$$\begin{split} P_{G1}^A + P_{G1}^B + P_{G1}^C + P_{G2}^A + P_{G2}^B + P_{G2}^C &= 11, 18 \\ -4, 67 \leq 0, 397(P_{G1}^A + P_{G1}^B + P_{G1}^C) - 0, 498(P_{G2}^A + P_{G2}^B + P_{G2}^C) \leq 5, 47 \\ -5, 77 \leq 0, 302(P_{G1}^A + P_{G1}^B + P_{G1}^C) + 0, 249(P_{G2}^A + P_{G2}^B + P_{G2}^C) \leq 4, 37 \\ -5, 67 \leq 0, 198(P_{G1}^A + P_{G1}^B + P_{G1}^C) + 0, 251(P_{G2}^A + P_{G2}^B + P_{G2}^C) \leq 4, 47 \\ 0 \leq P_{G1}^A \leq 3, 0 \\ 0 \leq P_{G1}^B \leq 3, 0 \end{split}$$

$$0 \le P_{G1}^C \le 3, 0$$

$$0 \le P_{G2}^A \le 3, 4$$

$$0 \le P_{G2}^B \le 4, 0$$

$$0 \le P_{G2}^C \le 4, 0$$

 \sim

Utilizando o pacote de Programação Linear do MATLAB versão 5.1, têm-se os valores ideais de potência que os geradores desdobrados deverão fornecer:

• Gerador 1:

$$\begin{split} P^A_{G1} &= 3,00 \text{ p.u.} \\ P^B_{G1} &= 3,00 \text{ p.u.} \\ P^C_{G1} &= 3,00 \text{ p.u.} \end{split}$$

• Gerador 2:

$$P_{G2}^A = 2,18$$
 p.u.
 $P_{G2}^B = 0,00$ p.u.
 $P_{G2}^C = 0,00$ p.u.

Sendo os valores mínimos de geração $P_{G1} = 1,00$ p.u. e $P_{G2} = 1,60$ p.u., os valores de potência fornecidos serão:

$$P_{G1} = 10, 0$$
 p.u.
 $P_{G2} = 3,78$ p.u.

Usando o programa "fluxocc.exe", os valores dos fluxos de potência ativa na rede em questão, para o sistema intacto e para as contingências serão os mostrados na tabela 4.1.

As perdas totais de potência ativa para este caso são de 30,92 MW, o que está próximo do valor estimado de 2% da carga, ou seja, 27 MW. Os valores em negrito, na tabela, são os valores de fluxo que excedem os limites das linhas. Analisando a tabela 4.1, verifica-se que o sistema atende preventivamente a três contingências, para as saídas das linhas 1, 4 e 5. Deve-se, portanto, verificar se o sistema atende corretivamente às contingências 2 e 3, o que será feito na seção 4.1.2 [Terra and Short 1991].

	Tabela 4.1. Fluxos has minas em MW - Frineno Despacio								
LT	De	Para	Base	1^a Cont.	2^a Cont.	3^a Cont.	4^a Cont.	5^a Cont.	
1	2	3	$210,\!43$	-	$435,\!96$	$435,\!96$	$14,\!90$	14,90	
2	2	1	$396,\!88$	502,08	-	$568,\!25$	$494,\!63$	$494,\!63$	
3	2	1	$396,\!88$	502,08	$568,\!25$	-	$494,\!63$	$494,\!63$	
4	3	1	$295,\!02$	189, 49	408, 13	408, 13	-	$393,\!92$	
5	3	1	$295,\!02$	189, 49	408, 13	408, 13	$393,\!92$	-	

Tabela 4.1: Fluxos nas linhas em MW - Primeiro Despacho

O custo total mínimo para o despacho pode ser calculado utilizando as equações 4.3 e 4.4:

$$C_T = 3,25 \cdot 3 + 4,75 \cdot 3 + 6,25 \cdot 3 + 6,3 \cdot 2,18$$

$$C_T = 56,484$$

O custo total mínimo dos geradores para atender a carga em questão é de 56,484 unidades monetárias.

4.1.2 Análise para as 2^a e 3^a Contingências

Como visto na seção 4.1.1, o sistema em estudo não é preventivamente seguro para as saídas das linhas 2 e 3. Através da análise feita a seguir, será verificado se o sistema é corretivamente seguro para estas contingências. As matrizes de conexão para estas contingências são representadas pelas expressões 3 e 4, do apêndice A, que, por sinal, são iguais, uma vez que as linhas 2 e 3 são iguais. As restrições obtidas pelo produto entre a matriz de conexão para este caso e o vetor das potências nodais serão acrescentadas às do caso base, resultando no problema apresentado a seguir:

 $min \ C_T = 3,25P_{G1}^A + 4,75P_{G1}^B + 6,25P_{G1}^C + 6,3P_{G2}^A + 10,0P_{G2}^B + 13,2P_{G2}^C$

sujeito a

$$\begin{split} P_{G1}^{A} + P_{G1}^{B} + P_{G1}^{C} + P_{G2}^{A} + P_{G2}^{B} + P_{G2}^{C} &= 11, 18 \\ -4, 67 \leq 0, 397(P_{G1}^{A} + P_{G1}^{B} + P_{G1}^{C}) - 0, 498(P_{G2}^{A} + P_{G2}^{B} + P_{G2}^{C}) \leq 5, 47 \\ -5, 77 \leq 0, 302(P_{G1}^{A} + P_{G1}^{B} + P_{G1}^{C}) + 0, 249(P_{G2}^{A} + P_{G2}^{B} + P_{G2}^{C}) \leq 4, 37 \\ -5, 67 \leq 0, 198(P_{G1}^{A} + P_{G1}^{B} + P_{G1}^{C}) + 0, 251(P_{G2}^{A} + P_{G2}^{B} + P_{G2}^{C}) \leq 4, 47 \\ -5, 068 \leq 0, 568(P_{G1}^{A} + P_{G1}^{B} + P_{G1}^{C}) - 0, 356(P_{G2}^{A} + P_{G2}^{B} + P_{G2}^{C}) \leq 5, 072 \\ -6, 072 \leq 0, 432(P_{G1}^{A} + P_{G1}^{B} + P_{G1}^{C}) + 0, 356(P_{G2}^{A} + P_{G2}^{B} + P_{G2}^{C}) \leq 4, 068 \end{split}$$

$$-5,869 \le 0,284(P_{G1}^{A} + P_{G1}^{B} + P_{G1}^{C}) + 0,322(P_{G2}^{A} + P_{G2}^{B} + P_{G2}^{C}) \le 4,27$$

$$0 \le P_{G1}^{A} \le 3,0$$

$$0 \le P_{G1}^{B} \le 3,0$$

$$0 \le P_{G1}^{C} \le 3,4$$

$$0 \le P_{G2}^{B} \le 4,0$$

$$0 \le P_{G2}^{C} \le 4,0$$

Com o auxílio do pacote de Programação Linear do MATLAB, versão 5.1, os seguintes valores são obtidos:

- Gerador 1:
 - $$\begin{split} P^A_{G1} &= 1,1568 \text{ p.u.} \\ P^B_{G1} &= 0,00 \text{ p.u.} \\ P^C_{G1} &= 0,00 \text{ p.u.} \end{split}$$
- Gerador 2:

 $P_{G2}^A = 3,40$ p.u. $P_{G2}^B = 4,00$ p.u. $P_{G2}^C = 2,6232$ p.u.

Os valores de geração, para este caso, serão:

$$P_{G1} = 2,1568$$
 p.u.
 $P_{G2} = 11,6232$ p.u.

Os valores dos fluxos ativos, para o redespacho, são apresentados na tabela 4.2.

Vê-se que, neste caso, as contingências foram atendidas. O custo deste despacho é calculado pela expressão a seguir:

$$C_{T1} = 3,25 \cdot 1,1568 + 6,3 \cdot 3,4 + 10 \cdot 4,0 + 13,2 \cdot 2,6232$$

$$C_{T1} = 99,806$$

 LT	De	Para	2^a Cont.	3^a Cont.
 1	2	3	-295,403	-295,403
2	2	1	-	$506,\!07$
3	2	1	$506,\!07$	-
4	3	1	$435,\!97$	$435,\!97$
5	3	1	$435,\!97$	$435,\!97$

Tabela 4.2: Fluxos nas linhas em MW - 2^a e 3^a Contingências

Para atender a uma dessas contingências, ou seja à saída da linha 2 ou à da linha 3, o custo total mínimo é de 99,806 unidades monetárias, o que corresponde a 176,698% do custo total mínimo para atender ao sistema intacto.

O custo da segurança deste sistema pode ser dado por:

$$C_S = C_{T1} - C_T = 43,322$$

Para atender às contingências 2 e 3, o custo é maior em 43,322 unidades monetárias.

4.2 Utilização do Dispositivo FACTS no Sistema-Exemplo

Nesta seção, será analisado o comportamento do sistema-exemplo diante da presença do dispositivo FACTS, inserido na linha 1, uma vez que a mesma interliga as barras de geração, o que possibilita redistribuir os fluxos dos circuitos duplos em casos de contingência.

Utilizando a metodologia proposta no capítulo 3, o sistema terá o acréscimo de duas barras, localizadas no ponto médio da linha 1. O sistema passa, portanto, a ter 5 barras e 7 linhas , conforme a figura 4.2.

Uma vez que o objetivo é avaliar o impacto causado pela presença do dispositivo FACTS, serão utilizados os valores disponíveis em [Resende 2001]. A reatância interna x_{is} do transformador série do dispositivo FACTS é de 3%.

Para o UPFC, como visto na seção 3.5.1, as injeções de potência nas barras são dadas pelas equações 3.73 e 3.74.

$$P_{is} = -U_T b_{ij} \sin \varphi_T$$
$$P_{js} = U_T b_{ij} \sin \varphi_T$$



Figura 4.2: Sistema-exemplo de três barras com o dispositivo FACTS

Considerar-se-á, então, para o UPFC, os seguintes valores de tensão e ângulo, obtidos através da metodologia proposta em [Resende 2001]:

$$U_T^{max} = 0,08 \text{ p.u.}$$

 $0 \le \varphi_T \le 2\pi$

Sendo assim, tem-se a faixa de potência que poderá ser fornecida pelo UPFC, através das equações 3.73 e 3.74, conforme segue:

$$-2,67 \le P_{is}^{upfc} \le 2,67$$
p.u.

Já o TCPS, conforme visto na seção 3.5.1, é eficaz em casos nos quais o ângulo é muito pequeno, será considerada, desta forma, a faixa de atuação do ângulo:

$$-\frac{\pi}{36} \le \psi \le \frac{\pi}{36}$$

E as potências injetadas pelo TCPS, dadas pelas equações 3.77 e 3.78:

$$P_{ij} = b_{ij}(\delta_{ij} + \psi)$$
$$P_{ji} = -b_{ij}(\delta_{ij} + \psi)$$

O que possibilita calcular a faixa de potência que pode fornecida pelo TCPS:

$$-2,907 \le P_{is}^{tcps} \le 2,907$$

As matrizes de conexão para o sistema, com o dispositivo (UPFC ou TCPS) estão no apêndice B.

Utilizando a matriz de conexão para o sistema intacto, verifica-se que o despacho básico continua o mesmo, uma vez que não houve aumento da carga ou elevação significativa das perdas. Executando o fluxo de potência, obtém-se os valores relacionados na tabela 4.3 a seguir:

Tabela 4.3: Fluxos nas linhas, em MW - Atuação do UPFC (Caso-exemplo)

				,			· ·	· ·
LT	De	Para	Base	1^a Cont.	2^a Cont.	3^a Cont.	4^a Cont.	5^a Cont.
1	2	3	$245,\!921$	-	$108,\!625$	$108,\!625$	442,893	442,893
2	2	1	$313,\!458$	190,510	-	$489,\!634$	411,934	411,934
3	2	1	$313,\!458$	190, 51	$489,\!634$	-	411,934	411,934
4	3	1	$379,\!616$	502,949	$502,\!949$	448,472	-	$561,\!664$
5	3	1	$379,\!616$	502,949	$502,\!949$	448,472	$561,\!664$	-

Pode-se observar que a simples presença do dispositivo promoveu uma redistribuição dos fluxos, o que é previsível, pois há um aumento na reatância da linha 1, onde o mesmo está localizado. Neste caso, as contingências 2 e 3 foram atendidas pelo despacho básico, porém houve violações para as contingências 4 e 5. Utilizando, então, a equação 3.50, pode-se montar o novo problema de otimização, que é o alvo do presente estudo, conforme apresentado a seguir:

$$F_L \leq F_L^{max}$$

sujeito a

$$\begin{split} F_l^{min} &\leq C_l \cdot P_{facts} \leq F_l^{max} \\ P_{is}^{min} &\leq P_{is} \leq P_{is}^{max} \end{split}$$

onde:

 F_L é o fluxo na linha cujo limite foi violado

 F_l é o fluxo após a saída da linha l

 C_l é a matriz de conexão do sistema com o dispositivo FACTS incorporado, após a saída da linha l

 P_{is} é a potência injetada pelo dispositivo

 $P_{(facts)}$ é o vetor das potências de barra com o dispositivo incorporado e é mostrado a seguir:

$$P_{facts} = \begin{bmatrix} 10, 0\\ 3, 78\\ -P_{is}\\ P_{is} \end{bmatrix}$$

De posse das matrizes de conexão para as contingências 4 e 5, representadas pelas equações 11 e 12, tem-se o mesmo resultado, já que as impedâncias das mesmas são iguais:

$$F_{4} = F_{5} = \begin{bmatrix} 4, 418 + 0, 217P_{is} \\ 4,097 + 0, 109P_{is} \\ 5,582 - 0, 235P_{is} \\ 4,418 + 0, 217P_{is} \\ 4,418 - 0,783P_{is} \\ 0,0 \end{bmatrix}$$
(4.6)

É interessante notar que as primeira e quarta linhas da matriz 4.6 correspondem às linhas 1 e 6 que são, na verdade, a mesma linha de transmissão. A quarta linha (cujo limite foi excedido na quinta contingência), bem como a quinta linha (limite violado na quarta contingêcia), é representada pela terceira linha da matriz. O objetivo é levar o fluxo na quarta linha para dentro do limite permissível, o que dá:

$$5,582 - 0,235P_{is} \le 5,07$$
$$-0,235P_{is} \le 5,07 - 5,582$$
$$P_{is} \ge 2,18 \text{ p.u.}$$

As restrições são dadas por:

$$\begin{split} -5,07 &\leq 4,418+0,217 P_{is} \leq 5,07 \\ -5,07 &\leq 4,097+0,109 P_{is} \leq 5,07 \\ -5,07 &\leq 5,582-0,235 P_{is} \leq 5,07 \\ -5,07 &\leq 4,418-0,783 P_{is} \leq 5,07 \end{split}$$

E podem ser reescritas como:

$$-43,72 \le P_{is} \le 3,00$$

-84,10 \le P_{is} \le 8,93
2,18 \le P_{is} \le 43,33
-0,83 \le P_{is} \le 12,12

Separam-se as restrições mais rigorosas e obtêm-se, assim, os limites da potência que deverá ser injetada pelo dispositivo:

$$2, 18 \le P_{is} \le 3, 0$$

Lembrando que os limites para o UPFC e para o TCPS são, respectivamente:

$$-2,67 \le P_{is} \le 2,67$$

 $-2,907 \le P_{is} \le 2,907$

Será utilizado, no caso, o valor de 2,6 p.u. para simular as contingências 4 e 5. Usando o programa "fluxocc.exe", os valores de fluxos nas linhas são os apresentados na tabela 4.4.

Tabela 4.4: Fluxos em MW (4^a e 5^a Contingências) com o dispositivo FACTS incorporado

LT	De	Para	4^a Cont.	5^a Cont.
1	2	3	500,383	500,383
2	2	1	440,638	440,638
3	2	1	440,638	440,638
4	3	1	-	$505,\!063$
5	3	1	$505,\!063$	-
7	4	5	$236,\!227$	$236,\!227$

Observa-se que o dispositivo foi capaz de redistribuir estes fluxos, atendendo a carga e levando os limites violados para dentro da faixa permissível, não sendo necessário o redespacho de geração, o que torna possível uma economia de 43,322 unidades monetárias, isto é 43,41% do custo que seria necessário para atender a uma destas contingências.

4.3 Aplicação Numa Malha do Sistema Brasileiro

A metodologia proposta será aplicada em uma malha do Sistema Interligado Na-^{PSfrag replacem}ento (SIN), para analisar o comportamento dessa malha diante da presença do dispositivo FACTS e verificar a possibilidade de controle de rota dos fluxos ativos. O sistema em questão é apresentado na figura 4.3, e seus dados estão relacionados no apêndice C.



Figura 4.3: Malha Reduzida do SIN em Estudo

Utilizando a técnica *piecewise*, obtêm-se as curvas linearizadas dos custos dos geradores, apresentadas no apêndice C. Com as curvas linearizadas e as restrições das linhas e dos geradores, usa-se o pacote de Programação Linear do MATLAB, versão 5.1. Os valores de geração obtidos para o primeiro despacho (Fluxo Ótimo de Potência) são apresentados na tabela 4.5.

Utilizando o programa "fluxocc.exe", calculam-se os fluxos e perdas nas linhas para o sistema intacto e contingências, cujos valores são apresentados no apêndice D. Com o algoritmo apresentado em [Resende 2001], calculam-se as dimensões de um UPFC para a linha 2. Com esses valores e aplicando a equação 3.71, tem-se a faixa de variação de potência a ser injetada pelo dispositivo conforme mostra a tabela 4.6.

A linha 2 foi escolhida por ser uma linha que interliga duas usinas geradoras e

Gerador Barra $P_G(MW)$ 1 2 650 2 3 1700 3 4 1400 4 5 2200 5 6 500	1 1 .0. valu	ies de ge	agao para u
$ \begin{array}{cccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	Gerador	Barra	$P_G(MW)$
$\begin{array}{cccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	1	2	650
$\begin{array}{cccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	2	3	1700
$\begin{array}{cccc} 4 & 5 & 2200 \\ 5 & 6 & 500 \end{array}$	3	4	1400
5 6 500	4	5	2200
	5	6	500

Tabela 4.5: Valores de geração para o FOP

Tabela	4.6:	Dimensões	do	UPFC
--------	------	-----------	----	------

$U_T^{max}(p.u.)$	$0,\!20$
$\varphi(\mathrm{rad})$	0 - π
$x_{is}(p.u.)$	$0,\!04$
$P_{is}(p.u.)$	0 - 5

dois circuitos duplos, o que permite maior flexibilidade na redistribuição dos fluxos. Sem que o UPFC atue, foram calculados os fluxos e perdas nas linhas, sendo os seus valores apresentados no apêndice D. Pode-se observar que os fluxos foram redistribuídos, o que é previsível, uma vez que o UPFC fornece uma reatância série de valor considerável. As perdas para os dois casos são apresentadas na tabela 4.7.

Tal	pela 4.7: Perd	as Totais nas l	Linhas (M	W)
	Sem UPFC	Com UPFC	$\Delta P(\%)$	
-	152,018	153,70	+1,106	

É interessante notar que o aumento das perdas, quando da inserção do UPFC, foi muito pequeno.

4.3.1 Atuação do UPFC

Para a saída da linha 3, o UPFC não é eficaz, uma vez que a malha formada pelas barras 1, 3, 4 e 5 fica aberta, não possibilitando ao dispositivo "transportar" parte do carregamento das linhas 7 e 8 para as linhas 9 e 10.

Analisar-se-á, portanto, a atuação do dispositivo nas contingências 4, 5 e 7. Com as matrizes de conexão para cada um destes casos e mantendo a geração obtida no fluxo ótimo, os valores de potência injetada pelo dispositivo para as contingências em questão são: Estudo de Caso

- Saída da linha 4: 4,3 p.u.
- Saída da linha5: 2,95 p.u.
- Saída da linha 7: 3,65 p.u.

Os fluxos com a atuação do UPFC são mostrados na tabela 4.8.

	4^a Co	ont.	5^a Cont.		7^a Cont.	
LT	Sem atuar	Atuando	Sem atuar	Atuando	Sem atuar	Atuando
1	$649,\!90$	650, 45	544,73	$545,\!65$	-487,81	-395,18
2	41,73	$361,\!48$	$29,\!63$	$249,\!05$	$44,\!95$	307,75
3	1147,71	$1466,\!85$	$1135,\!62$	$1354,\!69$	1150, 92	$1413,\!26$
4	-	-	$105,\!17$	$104,\!63$	1137,75	$1045,\!59$
5	-105,20	$-104,\!43$	-	-	$1032,\!88$	$941,\!35$
6	-809,33	-808,47	-704,14	-704,07	$328,\!58$	$237,\!15$
7	$1153,\!95$	996, 18	$1107,\!38$	$999,\!42$	-	-
8	$1153,\!95$	996, 18	$1107,\!38$	$999,\!42$	1166, 31	$999,\!32$
9	$805,\!54$	908,5	$801,\!62$	872,30	$806,\!58$	891,21
10	$805,\!54$	908,5	$801,\!62$	872,30	$806,\!58$	891,21
11	$620,\!02$	675, 91	$617,\!89$	656, 26	$620,\!58$	666, 52
12	620,02	675, 91	$617,\!89$	656, 26	$620,\!58$	666, 52
13	$233,\!15$	$344,\!48$	$228,\!90$	$305,\!34$	$234,\!28$	325,79

Tabela 4.8: Fluxos nas Linhas (MW) - Atuação do UPFC

Nota-se que, para todas as contingências em questão, a atuação do UPFC foi eficaz, levando os fluxos para dentro da faixa permissível, mantendo o custo original do despacho ótimo.

Quanto ao redespacho de geração para atender às contingências 4, 5 e 7 (que são as atendidas pelo UPFC), pode-se notar que:

- Os geradores G_2 , G_3 , G_4 e G_5 estão fornecendo suas capacidades máximas de geração e, devido a este fato, para as contingências 4 e 5, as linhas 7 e 8 ficam, obrigatoriamente, sobrecarregadas (considerando apenas os geradores da malha em estudo). Não há, portanto, redespacho factível para atender a essas contingências.
- Também não há redespacho possível para atender às contingências 7 e 8, pois a linha 5 fica sobrecarregada.

Estudo de Caso

4.4 Resumo

No presente capítulo foi demonstrada a metodologia proposta no capítulo 3 num sistema simples de três barras e cinco linhas. Verificou-se no sistema-exemplo a eficácia da atuação do dispositivo FACTS. Também foi analisado o comportamento dos fluxos de potência ativa numa das malhas do Sistema Interligado Nacional e, neste caso também, o UPFC foi bastante eficiente atendendo às contingências perfeitamente, mantendo o despacho básico. O interessante é que, para essas mesmas contingências não houve redespacho exeqüível.
"Grandes são as obras do SE-NHOR, procuradas por todos os que nelas se comprazem" (Salmo 111:2)

Capítulo 5 Considerações Finais

A tendência mundial no setor energético é torná-lo um mercado competitivo e atraente, com a finalidade de levar ao consumidor energia de boa qualidade, além de retirar do Estado a responsabilidade de investimento no setor elétrico, cujo custo é muito elevado. Além desses fatores, há também o fator ambiental, o que tem levado o homem a buscar novas fontes de energia elétrica. Apesar dos fatores citados, há um crescimento contínuo e rápido da demanda de energia elétrica, o que torna necessário ampliar os sistemas elétricos.

A construção de novas linhas de transmissão é limitada pelos impactos ambientais provocados e também pelos direitos de passagem. Uma boa alternativa é aproveitar a capacidade máxima das linhas, que é uma das propostas dos dispositivos FACTS.

5.1 Conclusões

A metodologia proposta nesta Dissertação é uma metodologia simples e eficiente para análise dos fluxos de potência ativa em redes de energia elétrica em regime permanente.

O modelo de injeção de potência utilizado, juntamente com a criação das barras fictícias, mostrou-se bastante eficiente, inclusive em casos nos quais não era possível um redespacho de geração. Através dos estudos realizados, neste trabalho, foi demonstrada a capacidade do dispositivo FACTS, no caso o UPFC, de promover uma redistribuição dos fluxos, tornando o sistema mais seguro.

Deve-se observar que, para saídas de linha que provoquem a abertura da malha na qual o UPFC está instalado, o dispositivo não é eficaz, portanto, conclui-se que o dispositivo é mais eficiente em redes que possuam circuitos duplos, para que seja possível "transportar" o fluxo de uma linha para outra. As perdas, no sistema em estudo, foram pouco maiores que no caso sem o dispositivo. Não foi feita nenhuma análise para avaliação das perdas quando o dispositivo atua, uma vez que foi considerada sua atuação apenas nas contingências em que houve sobrecarga nas linhas.

5.2 Propostas de Novos Trabalhos

Os dispositivos FACTS demonstram ser valiosas ferramentas no aproveitamento da capacidade dos sistemas elétricos e como proposta de trabalhos futuros podem ser listados os seguintes itens:

- 1. Estudo da estabilidade do sistema em redes com dispositivos FACTS incorporados, em especial o UPFC e o TCPS.
- 2. Avaliação dos valores ideais dos parâmetros do UPFC para cada contingência.
- 3. Estudo dos parâmetros de controle do UPFC e TCPS.
- 4. Estudo do comportamento do sistema com dispositivos FACTS incorporados, em regime transitório.
- 5. Avaliação das injeções de freqüências harmônicas no sistema devido ao chaveamento dos tiristores que compõem os conversores.
- 6. Avaliação dos custos de implantação de um UPFC no sistema brasileiro.
- 7. Estudo dos impactos causados pelos dispositivos FACTS nos fluxos de malha e fluxos paralelos.

Referências Bibliográficas

- S. Arabi and P. Kundur. A versatile FACTS device model for powerflow and stability simulations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(4):1944 – 1950, November 1996.
- S. Arabi and P. Kundur. Innovative techniques in modeling UPFC for power system analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(1):336 340, February 2000.
- J. Bian, D.G. Ramey, and A. Edris. A study of equipment sizes and constraints for a unified power flow controller. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 12(3): 1385–1391, July 1997.
- R. Billinton, M. Fotuhi-Firuzabad, and S.O. Faried. Power system reliability enhancement using a thyristor controlled series capacitor. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(1):369–374, February 1999.
- R. Billinton, M. Fotuhi-Firuzabad, S.O. Faried, and S. Aboreshaid. Impact of unified power flow controllers on power system reliability. *IEEE Transactions on Power* Systems, 15(1):410 – 414, February 2000.
- J. Brochu, F. Beauregard, J. Lemay, G. Morin, P. Pelletier, and R.S. Thallam. Application of the interphase power controller technology for transmission line power flow control. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 12(2):888–894, April 1997.
- H.E. Brown. Grandes Sistemas Elétricos Métodos Matriciais. Eletrobrás Livros Técnicos e Científicos, 1975.
- J. Casazza. Blackouts: Is the risk increasing? *Electrical World*, April 1998.
- TF-38-01-06 CIGRÉ. Load Flow Control in High Voltage Power Systems Using FACTS Controllers. Cigré, January 1996.

- A.S. Debs. *Modern Power Systems Control and Operation*. Kluwer Academic Publishers, 1988.
- A. Edris. FACTS technology development: An update. *IEEE Power Engineering Review*, pages 4 – 9, March 2000.
- A. Edris, R. Adapa, M.H. Baker, L.B.K. Clark, and L. Gyugyi. Proposed terms and definitions for flexible AC transmission systems (FACTS). *IEEE Transactions on Power Delivery*, 12(4):1848–1853, October 1997.
- A. Edris, A.S. Mehraban, M Rahman, L. Gyugyi, S. Arabi, and T. Reitman. Controlling the flow of real and reactive power. *IEEE Computer Applications in Power*, pages 20–25, January 1998.
- O.I. Elgerd. *Electric Energy Systems Theory*. McGraw-Hill Inc., 1982.
- C.R. Fuerte-Esquivel, E. Acha, and H. Ambriz-Pérez. A thyristor controlled series compensator model for the power flow solution of practical power networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(1):58–64, February 2000.
- F.D. Galiana, K.C. Almeida, M. Toussaint, J. Griffin, D. Atanackovic, B.T. Ooi, and D.T. McGillis. Assessment and control of the impact of FACTS devices on power system performance. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(4):1931– 1936, November 1996.
- C.A. Gama. Utilização de equipamentos com tecnologia FACTS (Flexible AC Transmission Systems) em sistemas de potência - compensação série controlada. Master's thesis, Universidade Federal de Santa Catarina, 1995.
- S.Y. Ge and T.S. Chung. Optimal active power flow incorporating power flow control needs in flexible AC transmission systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(2):738–744, May 1999.
- D.J. Gotham and G.T. Heydt. Power flow control and power flow studies for systems with FACTS devices. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(1):60–65, February 1998.
- L. Gyugyi. A unified power flow control concept for flexible AC transmission systems. *IEEE Proceedings-C*, 139(4):323 331, July 1992.

Referências Bibliográficas

- L. Gyugyi. Solid-State Synchronous Voltage Sources for Dynamic Compensation and Real-Time Control of AC Transmission Lines. IEEE Standards Press, 1993.
- L. Gyugyi, N.G. Hingorani, P.R. Nannery, and N. Tai. Advanced static VAR compensator using gate turn-off thyristors for utility applications. *CIGRÉ*, August 1990.
- L. Gyugyi, C.D. Schauder, S.L. Willians, T.R. Rietman, D.R. Torgerson, and A. Edris. The unified power flow controller: A new approach to power transmission control. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 10(2):1085 – 1092, April 1995.
- T.J. Hammons. 1999 power tech review. *IEEE Power Engineering Review*, pages 16 20, March 2000.
- N.G. Hingorani. Flexible AC Transmission System (FACTS), chapter 11, pages 239–257. Kluwer Academic Publishers, 1996.
- S.A. Khaparde and V. Krishna. Simulation of unified static VAR compensator and power system stabilizer for arresting subsynchronous resonance. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(1):369–374, August 1999.
- D.N. Kosterev. Modeling synchronous voltage source converters in transmission system planning studies. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 12(2):947–952, April 1997.
- P. Kundur. Power System Stability and Control. Mc-Graw Hill, 1994.
- J. Lemay, P. Beurbe, M.M. Brault, M. Gvozdanovic, M.I. Henderson, M.R. Graham, G.E. Smith, R.F. Hinners, L.R. Kirby, F. Beauregard, and J. Brochu. The plattsburgh interphase power controller. New Orleans, 1999. IEEE/PES 1999 T&D Conference and Exposition.
- G. Li, T.T. Lie, G.B. Shrestha, and K.L. Lo. Real-time coordinated optimal FACTS controllers. *Electric Power Systems Research*, (52):273 286, 1999.
- F. McNamara and L.A. Dale. Impact of open trading on transmission systems. *Électra*, pages 105 – 115, February 1998.

- R. Mihalič, D. Povh, and P. Žunko. Improvement of transient stability using unified power flow controller. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 11(1):485–491, January 1996.
- A. Monticelli. Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica. Editora Edgard Blücher, 1983.
- Y. Morioka, M. Kato, Y. Mishima, Y. Nakachi, M. Asada, and K. Tokuhara. Implementation of unified power flow controller and verification for transmission capability improvement. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(2):575–81, May 1999.
- A. Nabavi-Niaki and M.R. Iravani. Steady-state and dynamic models of unified power flow controller (UPFC) for power systems studies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(4):1937–1945, November 1996.
- J.R. Neuenswander. *Modern Power Systems*. International Textbook Company, 1971.
- S.L. Nilsson. Cost and performance aspects of FACTS systems. *Eletroevolução*, pages 66–72, Março 1996.
- M. Noroozian, L. Angquist, M. Ghandari, and G. Andersson. Improving power system dynamics by series-connected FACTS devices. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 12(4):1635–1641, October 1997a.
- M. Noroozian, L. Angquist, M. Ghandari, and G. Andersson. Use of UPFC for optimal power flow control. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 12(4):1629– 1634, October 1997b.
- B.T. Ooi, M. Kazerani, R. Marceau, Z. Wolanski, F.D. Galiana, D. McGillis, and G. Joos. Mid-point siting of FACTS devices in transmission lines. *IEEE Trans*actions on Power Delivery, 12(4):1717–1722, October 1997.
- M.P. Pereira and L.M.V.G. Pinto. Application of sensitivity analysis of load supplying capability to interactive transmission expansion planning. *IEEE Transactions* on Power Apparatus and Systems, PAS-104(2):381 – 389, February 1985.
- R. Prebisch. Keynes: Uma Introdução. Brasiliense, 1991.

- A.L. Puccini. Introdução à Programação Linear. Livros Técnicos e Científicos, 1978.
- M. Rabinowitz. Power systems of the future (part 2). *IEEE Power Engineering Review*, pages 10 – 15, March 2000.
- M. Rahman, M. Ahmed, R. Gutman, R. O'Keefe, R. Nelson, and J. Bian. UPFC application on the AEP system: Planning considerations. *IEEE Tansactions on Power Systems*, 12(4):1695–1701, November 1997.
- D.S. Ramos and E.M. Dias. Sistemas Elétricos de Potência: Regime Permanente, volume 2. Editora Guanabara Dois, 1983.
- U.C. Resende. Uma metodologia para análise de sistemas de energia elétrica com o controlador universal de fluxo de potência. Master's thesis, Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, 2001.
- C. Schauder, E. Stacey, M. Lund, L. Gyugyi, L. Kovalsky, A. Keri, A. Mehraban, and A. Edris. AEP UPFC project: Installation, commissioning and operation of the ±160 MVA STATCOM (phase I). *IEEE Transactions on Power Delivery*, 13 (4):1530–1535, October 1998.
- C.D. Schauder, M. Gernhardt, E. Stacey, T. Lemak, L. Gyugyi, T.W. Cease, and A. Edris. Operation of ±100 MVAR TVA STATCON. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 12(4):1805–1811, October 1997.
- K.K. Sen and E.J. Stacey. UPFC unified power flow controller: Theory, modeling and applications. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 13(4):1453 – 1460, October 1998.
- Y.H. Song, J.Y. Liu, and P.A. Mehta. Power injection modeling and optimal multiplier power flow algorithm for steady-state studies of unified power flow controllers. *Electric Power Systems Research*, (52):51 – 59, 1999.
- K. Sreenivasachar, S. Jayaram, and M.M.A. Salama. Dynamic stability improvement of multi-machine power system with UPFC. *Electric Power Systems Research*, (55):27 – 37, 2000.
- B. Stott and J.L. Marinho. Linear programming for power-system network security applications. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-98(3): 837 – 845, May-June 1979.

- G. Sybille, Y. Haj-Maharsi, P. Pelletier, J. Lemay, G. Morin, F. Beauregard, and J.Brochu. Simulator demonstration of the interphase power controller technology. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 11(4):1985 – 1992, October 1996.
- L.D.B. Terra and M.J. Short. Security-constrained reactive power dispatch. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(1):109 117, February 1991.
- A.F. Vojdani, C.F. Imparato, N.K. Saini, B.F. Wollenberg, and H.H. Happ. Transmission access issues. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(1):41 – 51, February 1996.
- E. Watanabe, P.G. Barbosa, K.C. Almeida, and G.N. Taranto. Tecnologia FACTS
 Tutorial. SBA Controle e Automação, 9(1):39–55, Janeiro 1998.
- E.H. Watanabe and P.G. Barbosa. Principles of operation of FACTS devices. *Eletroevolução*, pages 73–82, Março 1996.

Apêndice A

Matrizes de Conexão Para o Sistema-exemplo Sem o Dispositivo FACTS

• Sistema Intacto:

$$C(0) = \begin{bmatrix} 0,3968 & -0,4979\\ 0,3016 & 0,2489\\ 0,3016 & 0,2489\\ 0,1984 & 0,2511\\ 0,1984 & 0,2511 \end{bmatrix}$$
(1)

• Primeira Contingência - Saída da linha (1):

$$C(1) = \begin{bmatrix} 0, 0 & 0, 0 \\ 0, 5 & 0, 0 \\ 0, 5 & 0, 0 \\ 0, 0 & 0, 5 \\ 0, 0 & 0, 5 \end{bmatrix}$$
(2)

• Segunda Contingência - Saída da linha (2):

$$C(2) = \begin{bmatrix} 0,5682 & -0,3564\\ 0,0 & 0,0\\ 0,4318 & 0,3564\\ 0,2841 & 0,3218\\ 0,2841 & 0,3218 \end{bmatrix}$$
(3)

• Terceira Contingência - Saída da linha (3):

$$C(3) = \begin{bmatrix} 0,5682 & -0,3564\\ 0,4318 & 0,3564\\ 0,0 & 0,0\\ 0,2841 & 0,3218\\ 0,2841 & 0,3218 \end{bmatrix}$$
(4)

MATRIZES DE CONEXÃO PARA O SISTEMA-EXEMPLO SEM O DISPOSITIVO FACTS 74

• Quarta Contingência - Saída da linha (4):

$$C(4) = \begin{bmatrix} 0, 2649 & -0, 6648\\ 0, 3675 & 0, 3324\\ 0, 3675 & 0, 3324\\ 0, 0 & 0, 0\\ 0, 2649 & 0, 3352 \end{bmatrix}$$
(5)

• Quinta Contingência - Saída da linha (5):

$$C(5) = \begin{bmatrix} 0, 2649 & -0, 6648\\ 0, 3675 & 0, 3324\\ 0, 3675 & 0, 3324\\ 0, 2649 & 0, 3352\\ 0, 0 & 0, 0 \end{bmatrix}$$
(6)

Apêndice B

Matrizes de Conexão Para o Sistema-exemplo Com o Dispositivo FACTS

• Sistema Intacto:

$$C(0) = \begin{bmatrix} 0,3518 & -0,2804 & -0,6110 & -0,3176\\ 0,1759 & 0,3598 & 0,1945 & 0,3412\\ 0,1759 & 0,3598 & 0,1945 & 0,3412\\ 0,3241 & 0,1402 & 0,3055 & 0,1588\\ 0,3241 & 0,1402 & 0,3055 & 0,1588\\ 0,3518 & -0,2804 & 0,3889 & 0,6824\\ 0,3518 & -0,2804 & 0,3889 & -0,3176 \end{bmatrix}$$
(7)

• Primeira Contingência - Saída da linha (1):

$$C(1) = \begin{bmatrix} 0, 0 & 0, 0 & 0, 0 & 0, 0 \\ 0, 0 & 0, 5 & 0, 5 & 0, 5 \\ 0, 0 & 0, 5 & 0, 5 & 0, 5 \\ 0, 5 & 0, 0 & 0, 0 & 0, 0 \\ 0, 5 & 0, 0 & 0, 0 & 0, 0 \\ 0, 0 & 0, 0 & 1, 0 & 1, 0 \\ 0, 0 & 0, 0 & 1, 0 & 1, 0 \end{bmatrix}$$
(8)

• Segunda Contingência - Saída da linha (2):

$$C(2) = \begin{bmatrix} 0,2747 & -0,4380 & -0,6962 & -0,4670 \\ 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 \\ 0,2747 & 0,5620 & 0,3038 & 0,5330 \\ 0,3626 & 0,2190 & 0,3481 & 0,2335 \\ 0,3626 & 0,2190 & 0,3481 & 0,2335 \\ 0,2747 & -0,4380 & 0,3038 & 0,5330 \\ 0,2747 & -0,4380 & 0,3038 & -0,4670 \end{bmatrix}$$
(9)

MATRIZES DE CONEXÃO PARA O SISTEMA-EXEMPLO COM O DISPOSITIVO FACTS 76

• Terceira Contingência - Saída da linha (3):

$$C(3) = \begin{bmatrix} 0,2747 & -0,4380 & -0,6962 & -0,4670 \\ 0,2747 & 0,5620 & 0,3038 & 0,5330 \\ 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 \\ 0,3626 & 0,2190 & 0,3481 & 0,2335 \\ 0,3626 & 0,2190 & 0,3481 & 0,2335 \\ 0,2747 & -0,4380 & 0,3038 & 0,5330 \\ 0,2747 & -0,4380 & 0,3038 & -0,4670 \end{bmatrix}$$
(10)

• Quarta Contingência - Saída da linha (4):

$$C(4) = \begin{bmatrix} 0,5204 & -0,2074 & -0,4520 & -0,2349 \\ 0,2602 & 0,3963 & 0,2740 & 0,3825 \\ 0,2602 & 0,3963 & 0,2740 & 0,3825 \\ 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 \\ 0,4796 & 0,2074 & 0,4520 & 0,2349 \\ 0,5204 & -0,2074 & 0,5480 & 0,7651 \\ 0,5204 & -0,2074 & 0,5480 & -0,2349 \end{bmatrix}$$
(11)

• Quinta Contingência - Saída da linha (5):

$$C(5) = \begin{bmatrix} 0,5204 & -0,2074 & -0,4520 & -0,2349 \\ 0,2602 & 0,3963 & 0,2740 & 0,3825 \\ 0,2602 & 0,3963 & 0,2740 & 0,3825 \\ 0,4796 & 0,2074 & 0,4520 & 0,2349 \\ 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 \\ 0,5204 & -0,2074 & 0,5480 & 0,7651 \\ 0,5204 & -0,2074 & 0,5480 & -0,2349 \end{bmatrix}$$
(12)

• Sexta Contingência - Saída da linha (6):

$$C(6) = \begin{bmatrix} 0, 0 & 0, 0 & -1, 0 & -1, 0 \\ 0, 0 & 0, 5 & 0, 0 & 0, 0 \\ 0, 0 & 0, 5 & 0, 0 & 0, 0 \\ 0, 5 & 0, 0 & 0, 5 & 0, 5 \\ 0, 5 & 0, 0 & 0, 5 & 0, 5 \\ 0, 0 & 0, 0 & 0, 0 & 0, 0 \\ 0, 0 & 0, 0 & 0, 0 & -1, 0 \end{bmatrix}$$
(13)

Matrizes de Conexão Para o Sistema-exemplo Com o Dispositivo FACTS 77

• Sétima Contingência - Saída da linha (7):

$$C(7) = \begin{bmatrix} 0, 0 & 0, 0 & -1, 0 & 0, 0 \\ 0, 0 & 0, 5 & 0, 0 & 0, 5 \\ 0, 0 & 0, 5 & 0, 0 & 0, 5 \\ 0, 5 & 0, 0 & 0, 5 & 0, 0 \\ 0, 5 & 0, 0 & 0, 5 & 0, 0 \\ 0, 0 & 0, 0 & 0, 0 & 1, 0 \\ 0, 0 & 0, 0 & 0, 0 & 0, 0 \end{bmatrix}$$
(14)

Apêndice C

Dados da Malha do SIN em Estudo

Tabe	Tabela 1: Impedâncias e Limites das Linhas da Malha em Estudo							
LT	De	Para	r(%)	x(%)	$b(\mu S)$	Limites de Fluxo (p.u.)		
1	2	3	$0,\!27$	$3,\!61$	101,79	$-15, 0 \le F_1 \le 15, 0$		
2	3	4	$0,\!06$	0,73	$226,\!95$	$-15, 0 \le F_2 \le 15, 0$		
3	4	5	$0,\!06$	$0,\!81$	$251,\!19$	$-15, 0 \le F_3 \le 15, 0$		
4	2	6	$0,\!09$	$1,\!20$	345,76	$-15, 0 \le F_4 \le 15, 0$		
5	6	7	$0,\!14$	$1,\!82$	$527,\!89$	$-10, 0 \le F_5 \le 10, 0$		
6	$\overline{7}$	1	$0,\!18$	$2,\!37$	$685,\!28$	$-10, 0 \le F_6 \le 10, 0$		
7	3	1	$0,\!39$	$4,\!96$	$1651,\!4$	$-10, 0 \le F_7 \le 10, 0$		
8	3	1	$0,\!39$	$4,\!96$	$1651,\!4$	$-10, 0 \le F_8 \le 10, 0$		
9	5	1	$0,\!41$	$5,\!09$	1693,7	$-10, 0 \le F_9 \le 10, 0$		
10	5	1	$0,\!41$	$5,\!09$	1693,7	$-10, 0 \le F_{10} \le 10, 0$		
11	5	8	$0,\!48$	$5,\!97$	1988,4	$-15, 0 \le F_{11} \le 15, 0$		
12	5	8	$0,\!48$	$5,\!97$	1988,4	$-15, 0 \le F_{12} \le 15, 0$		
13	8	1	$0,\!13$	1,71	$531,\!4$	$-15, 0 \le F_{13} \le 15, 0$		

	Tabela 2: Dados das B	arras da Malha em Estudo	
Barra	Curva de Custo do Gerador	Limites de Geração(p.u.)	Carga(p.u.)
1	-	-	35,0
2	$0,5P_1^2+2P_1+1$	$2, 0 \le P_1 \le 12, 0$	-
3	$0,25P_2^2 + P_2 + 1$	$6, 0 \le P_2 \le 17, 0$	-
4	$0,25P_3^2 + P_3 + 1$	$4, 0 \le P_3 \le 14, 0$	$_{3,0}$
5	$0, 2P_4^2 + P_4 + 1$	$10, 0 \le P_4 \le 22, 0$	$5,\!0$
6	$0,6P_5^2+3P_5+2$	$1, 0 \le P_5 \le 5, 0$	-
7	-	-	7,0
8	_	_	10,0

Gerador	Curva de Custo	Limites (p.u.)
G_1	$4P_1^A + 5,75P_1^B + 4,25P_1^C$	$0 \le P_1^A \le 4 - 0 \le P_1^B \le 3 - 0 \le P_1^C \le 3$
G_2	$5P_2^A + 7P_2^B + 8,75P_1^C$	$0 \le P_2^A \le 4 - 0 \le P_2^B \le 4 - 0 \le P_2^C \le 3$
G_3	$4P_3^A + 5,75P_3^B + 7,25P_3^C$	$0 \le P_3^A \le 4 - 0 \le P_3^B \le 3 - 0 \le P_3^C \le 3$
G_4	$5,8P_4^A+7,25P_4^B+9,15P_4^C$	$0 \le P_4^A \le 4 - 0 \le P_4^B \le 4 - 0 \le P_4^C \le 4$
G_5	$5, 4P_5^A + 6, 8P_5^B + 8, 8P_5^C$	$0 \le P_5^A \le 2 - 0 \le P_5^B \le 1 - 0 \le P_5^C \le 1$

Tabela 3: Curvas de Custos Linearizadas

Apêndice D

Fluxos e Perdas nas Linhas

As tabelas a seguir apresentam os valores dos fluxos e perdas nas linhas sem o dispositivo FACTS e com o dispositivo FACTS, porém sem a atuação do dispositivo. O objetivo é demonstrar que a simples presença do equipamento já contribui para uma redistribuição dos fluxos. É bom observar que, para a saída da linha 2, não serão observados os fluxos, uma vez que o dispositivo se encontra nessa linha.

1a	bela 4	f: Flux	os nas Linnas (.	WW) - Sistema	Intacto
LT	De	Para	Sem FACTS	Com FACTS	$\Delta F(\%)$
1	2	3	-301,17	-259,19	-13,94
2	3	4	-258,03	-62,90	$-75,\!62$
3	4	5	$846,\!15$	$1043,\!21$	$+23,\!29$
4	2	6	950,75	909, 12	-4,38
5	6	7	$845,\!34$	804, 18	-4,87
6	7	1	$140,\!98$	$99,\!92$	-29,12
7	3	1	826,77	$751,\!42$	-9,11
8	3	1	826,77	$751,\!42$	-9,11
9	5	1	708,00	$771,\!63$	+8,99
10	5	1	708,00	$771,\!63$	+8,99
11	5	8	567, 10	$601,\!63$	+6,09
12	5	8	567, 10	$601,\!63$	+6,09
13	8	1	127,55	196,40	+53,98

Tabela 4: Fluxos nas Linhas (MW) - Sistema Intacto

LT	De	Para	Sem FACTS	Com FACTS	$\Delta F(\%)$
1	2	3	-	-	-
2	3	4	-126, 16	-33,07	-73,79
3	4	5	$977,\!86$	1073	+9,73
4	2	6	$649,\!57$	$649,\!92$	+0,05
5	6	7	$544,\!07$	$544,\!91$	+0,15
6	7	1	-160,25	-159,32	-0,58
7	3	1	$911,\!54$	866, 19	-4,98
8	3	1	$911,\!54$	866, 19	-4,98
9	5	1	750,74	$781,\!30$	+4,07
10	5	1	750,74	$781,\!30$	+4,07
11	5	8	$590,\!28$	$606,\!87$	+2,81
12	5	8	$590,\!28$	$606,\!87$	+2,81
13	8	1	$173,\!86$	206,88	+18,99

Tabela 5: Fluxos nas Linhas (MW) - Saída da Linha 1

Tabela 6: Fluxos nas Linhas (MW) - Saída da Linha 3

Tabela 0. Fluxos nas Linnas (IVIW) - Saida da Linna 3								
LT	De	Para	Sem FACTS	Com FACTS	$\Delta F(\%)$			
1	2	3	-484,05	-484,662	+0,13			
2	3	4	-1105,25	-1107,42	+0,20			
3	4	5	-	-	-			
4	2	6	$1133,\!63$	$1134,\!59$	+0,08			
5	6	7	$1028,\!28$	$1129,\!72$	+9,87			
6	7	1	$323,\!89$	$325,\!43$	+0,48			
$\overline{7}$	3	1	$1158,\!64$	$1160,\!59$	+0,17			
8	3	1	$1158,\!64$	1160, 59	+0,17			
9	5	1	433,40	$433,\!07$	1000,0			
10	5	1	433,40	$433,\!07$	-0,08			
11	5	8	418,22	418,07	+0,04			
12	5	8	418,22	418,07	+0,04			
13	8	1	-170,03	-170,48	+0,26			

LT	De	Para	Sem FACTS	Com FACTS	$\Delta F(\%)$
1	2	3	649,55	649,90	+0,05
2	3	4	$158,\!24$	41,73	$-73,\!63$
3	4	5	1261,9	1147,71	-9,05
4	2	6	-	-	-
5	6	7	$-105,\!68$	-105,20	-0,45
6	$\overline{7}$	1	-809,91	-809,33	-0,07
$\overline{7}$	3	1	$1094,\!38$	$1153,\!95$	+5,44
8	3	1	$1094,\!38$	$1153,\!95$	+5,44
9	5	1	842,93	$805,\!54$	-4,44
10	5	1	842,93	$805,\!54$	-4,44
11	5	8	$640,\!93$	$620,\!02$	-3,26
12	5	8	640,93	$620,\!02$	-3,26
13	8	1	273,76	$233,\!15$	-14,83

Tabela 7: Fluxos nas Linhas (MW) - Saída da Linha 4

Tabela 8: Fluxos nas Linhas (MW) - Saída da Linha 5

LT	De	Para	Sem FACTS	Com FACTS	$\Delta F(\%)$
1	2	3	$543,\!90$	544,73	+0,15
2	3	4	$111,\!98$	$29,\!63$	$-73,\!54$
3	4	5	1215,70	$1135,\!62$	-6,59
4	2	6	$105,\!65$	$105,\!17$	-0,45
5	6	7	-	-	-
6	7	1	-704,24	-704,14	-0,01
7	3	1	$1064,\!64$	$1107,\!38$	+4,01
8	3	1	$1064,\!64$	$1107,\!38$	+4,01
9	5	1	$827,\!93$	$801,\!62$	-3,18
10	5	1	$827,\!93$	$801,\!62$	-3,18
11	5	8	$632,\!13$	$617,\!89$	-2,25
12	5	8	$632,\!13$	$617,\!89$	-2,25
13	8	1	$257,\!51$	$228,\!90$	-11,11

LT	De	Para	Sem FACTS	Com FACTS	$\Delta F(\%)$
1	2	3	-160,22	-159,29	-0,58
2	3	4	-196,31	-51,40	$-73,\!82$
3	4	5	$907,\!80$	$1054,\!69$	$+16,\!18$
4	2	6	809,79	809,21	-0,07
5	6	7	$704,\!34$	$704,\!25$	-0,01
6	$\overline{7}$	1	-	-	-
$\overline{7}$	3	1	866,44	$795,\!66$	-8,17
8	3	1	866,44	$795,\!66$	-8,17
9	5	1	728,01	$775,\!35$	+6,50
10	5	1	728,01	$775,\!35$	+6,50
11	5	8	$577,\!95$	$603,\!65$	+4,45
12	5	8	$577,\!95$	$603,\!65$	+4,45
13	8	1	149,23	200,44	+34,32

Tabela 9: Fluxos nas Linhas (MW) - Saída da Linha 6

Т	abela	10:	Fluxos	nas	Linhas	(MW	⁷) -	Saída	da I	Linha	7 ou	8
	TT	р	D	C		TO	2		DOD		(M)	-

LT	De	Para	Sem FACTS	Com FACTS	$\Delta F(\%)$
1	2	3	-447,85	-487,81	+8,92
2	3	4	$156,\!01$	$44,\!95$	-71,19
3	4	5	$1259,\!68$	1150, 92	-8,63
4	2	6	$1097,\!43$	1137,75	$+3,\!67$
5	6	7	$992,\!07$	$1032,\!88$	+4,11
6	7	1	$287,\!69$	$328,\!58$	+14,21
$\overline{7}$	3	1	-	-	-
8	3	1	$1092,\!95$	1166, 31	+6,71
9	5	1	842,20	$806,\!58$	-2,09
10	5	1	842,20	$806,\!58$	-2,09
11	5	8	$639,\!87$	$620,\!58$	-3,01
12	5	8	$639,\!87$	$620,\!58$	-3,01
13	8	1	$272,\!98$	$234,\!28$	-14,18

LT	De	Para	Sem FACTS	Com FACTS	$\Delta F(\%)$
1	2	3	-364, 18	-277,84	-23,71
2	3	4	-549,91	-149,27	-72,86
3	4	5	$554,\!64$	956, 94	+72,53
4	2	6	1013,75	927,76	-8,48
5	6	7	$908,\!37$	822,83	-9,42
6	7	1	$203,\!99$	$118,\!57$	$-41,\!87$
7	3	1	$941,\!10$	$785,\!26$	-16,56
8	3	1	$941,\!10$	$785,\!26$	$-16,\!56$
9	5	1	-	-	-
10	5	1	$907,\!67$	1100,39	+21,23
11	5	8	$675,\!37$	$779,\!88$	$+15,\!47$
12	5	8	$675,\!37$	$779,\!88$	$+15,\!47$
13	8	1	$343,\!92$	$552,\!67$	+60,70

Tabela 11: Fluxos nas Linhas (MW) - Saída da Linha 9 ou 10

Ta	bela	12:	Fluxos	nas Li	nhas	(MW) - Sa	uída	da	Linha	11	ou 1	12
_	IΤ	D	Doro	Som	ΓΛ <i>(</i>	7TC	Com	Γ Λ	СТ		$\Gamma(0)$	$\overline{()}$	

$\Gamma \Gamma$	De	Para	Sem FACTS	Com FACTS	$\Delta F(\%)$
1	2	3	-334,90	-268,26	-19,90
2	3	4	-414,31	-104,90	-74,68
3	4	5	$690,\!07$	$1001,\!25$	+45,09
4	2	6	$984,\!48$	$918,\!19$	-6,73
5	6	7	$879,\!08$	$813,\!25$	-7,49
6	7	1	174,72	$108,\!99$	$-37,\!62$
7	3	1	$887,\!98$	$767,\!88$	$-13,\!53$
8	3	1	$887,\!98$	767,88	$-13,\!53$
9	5	1	$814,\!91$	$931,\!51$	$+14,\!31$
10	5	1	$814,\!91$	$931,\!51$	$+14,\!31$
11	5	8	-	-	-
12	5	8	764, 17	$841,\!50$	+10,12
13	8	1	-242,24	-165, 11	-31,84

LT	De	Para	Sem FACTS	Com FACTS	$\Delta F(\%)$
1	2	3	-312,81	-264, 12	-15,57
2	3	4	-311,93	-85,72	-72,52
3	4	5	792,32	$1020,\!41$	+28,79
4	2	6	$962,\!38$	$914,\!04$	-5,02
5	6	7	$856,\!98$	809,11	-5,59
6	$\overline{7}$	1	$152,\!62$	$104,\!85$	-31,30
7	3	1	847,88	760, 36	-10,32
8	3	1	847,88	760, 36	-10,32
9	5	1	$744,\!88$	$858,\!49$	$+15,\!25$
10	5	1	$744,\!88$	$858,\!49$	$+15,\!25$
11	5	8	$503,\!29$	$503,\!36$	+0,01
12	5	8	$503,\!29$	$503,\!36$	+0,01
13	8	1	-	-	-

Tabela 13: Fluxos nas Linhas (MW) - Saída da Linha 13

Tabela 14: Perdas nas Linhas (MW)

	Tabela 14. Perdas nas Linnas (MW)					
LT	De	Para	Sem FACTS	Com FACTS	$\Delta P(\%)$	
1	2	3	2,41	1,79	-25,73	
2	3	4	$0,\!39$	0,01	-97,44	
3	4	5	4,33	$6,\!50$	+50,12	
4	2	6	8,13	$7,\!44$	-8,49	
5	6	7	$10,\!12$	9,16	-9,49	
6	7	1	0,40	0,21	-47,50	
$\overline{7}$	3	1	$26,\!87$	$22,\!23$	$-17,\!27$	
8	3	1	$26,\!87$	$22,\!23$	-17,27	
9	5	1	$20,\!67$	$24,\!45$	$+18,\!29$	
10	5	1	$20,\!67$	$24,\!45$	$+18,\!29$	
11	5	8	$15,\!46$	$17,\!36$	+12,29	
12	5	8	$15,\!46$	$17,\!36$	+12,29	
13	8	1	$0,\!23$	0,52	+126,09	

Apêndice E

Fluxocc.exe - Programa fonte

```
#include <iostream>
#include <string.h>
#include <conio.h>
#include <fstream.h>
#include <stdlib.h>
#include <matrix.h>
#include <math.h>
#define RAD 0.01745329
#define Sbase 100
#define PU 100
float getcampo(int,int);
matrix inter(int,int);
matrix Zpan(int,int);
matrix Zpmo(int,int);
matrix Bp(int,int);
matrix incid(int,int);
matrix Bbus(int,int);
matrix Pliq(int,int);
matrix teta(int,int);
matrix delta(int,int);
```

```
FLUXOCC.EXE - PROGRAMA FONTE
matrix perdas(int,int);
matrix Fluxo(int,int);
matrix Ymodificada(int,int);
matrix tetacont(int,int);
matrix contingencia(int,int);
matrix Sensi(int,int);
matrix Sensicont(int,int);
main()
{
int i,t,j,linhas,barras,cont,nlin,retirada;
float a,b,total; char op;
a = getcampo(1,1);
b = getcampo(1,2);
barras = (int)a;
linhas = (int)b;
float *minimo = new float[linhas];
float *maximo = new float[linhas];
matrix Perdas(linhas,1,0.0);
matrix intermed(linhas,4,0.0);
matrix FPcont(linhas,1,0.0);
matrix tetacontin(barras,1,0.0);
matrix incidencia(linhas,barras,0.0);
```

matrix sensibilidade(linhas,barras-1,0.0);

```
matrix primitiva(linhas,linhas,0.0);
intermed = inter(barras,linhas);
Perdas = perdas(barras,linhas);
incidencia = incid(barras,linhas);
primitiva = Bp(barras,linhas);
total =0;
t = barras+linhas+9;
for(i=0;i<linhas;i++)</pre>
   {
    a = getcampo(t,2);
    minimo[i]=a;
    b = getcampo(t,3);
    maximo[i]=b;
    total = total + Perdas.peek(i,0);
    t++;
   }
cout << "Selecao:\n\n";</pre>
cout << "[1] Contingencia em todas as linhas\n\n";</pre>
cout << "[2] Lista de contingencias\n\n";</pre>
cout << "[3] Matrizes de conexao \n\n";</pre>
cin >> op;
cout << "\naguarde...";</pre>
if(op == '1')
  {
   Fluxo(barras,linhas);
```

```
FLUXOCC.EXE - PROGRAMA FONTE
                                                                       89
   ofstream out("Contingencia.txt");
   out << "\n
                    ***** Análise de Contingências ****\n";
   for(i=0;i<linhas;i++)</pre>
      {
       FPcont = contingencia(linhas,i+1);
       tetacontin = tetacont(linhas,i+1);
       out << "\nContingência número " << i+1 << endl;</pre>
       out << "\n Retirada da linha número " << i+1;
       out << " de " << intermed.peek(i,0) << " para " << intermed.peek(i,1);</pre>
       out << " \nLinha
                            De
                                    Para Fluxo(MW) \n";
       for(j=0; j<linhas; j++)</pre>
          {
           if(j == i)continue;
           out << " " << j+1;
           out << "
                           " << intermed.peek(j,0);</pre>
           out << " " << intermed.peek(j,1) << "</pre>
                                                               ";
           out << FPcont.peek(j,0);</pre>
           if(FPcont.peek(j,0)>maximo[j] || FPcont.peek(j,0)<minimo[j])</pre>
              out << " **";
           out << endl;
          }
        }
    out << "\n\nPerdas Totais: " << (total*Sbase) <<" MW\n\n";</pre>
   }
else if(op == '2')
       {
         ofstream saida("Contingencia.txt");
         cout << "\n Numero de contingencias\n\n";</pre>
         cin >> cont;
         int *numero_linha = new int[cont];
         Fluxo(barras,linhas);
         for(i=0;i<cont;i++)</pre>
             {
             cout << "\nLinha numero: ";</pre>
```

```
cin >> nlin;
       numero_linha[i]=nlin;
        }
   for(i=0;i<cont;i++)</pre>
      {
       retirada = numero_linha[i];
       FPcont = contingencia(linhas,retirada);
        saida << "\n
                             ***** Análise de Contingências ****\n";
       saida << "\nContingência número " << i+1 << endl;</pre>
       saida << "\n Retirada da linha número " << numero_linha[i];</pre>
        saida << " de " << intermed.peek(retirada-1,0) << " para " << interm</pre>
       saida << endl;</pre>
       saida << " \nLinha
                                       Para
                                                 Fluxo(MW) \n";
                                De
       for(j=0; j<linhas; j++)</pre>
           {
            if(retirada == j+1)continue;
            saida << " " << j+1;</pre>
            saida << "
                                " << intermed.peek(j,0);</pre>
            saida << "
                               " << intermed.peek(j,1) << "
                                                                       ";
            saida << FPcont.peek(j,0);</pre>
            if(FPcont.peek(j,0)>maximo[j] || FPcont.peek(j,0)<minimo[j])</pre>
            saida << " **";</pre>
            saida << endl;</pre>
           }
      }
}
 else
     {
      Sensi(barras,linhas);
      ofstream mat("Conexaocont.txt");
      mat << "\n</pre>
                         ***** Matrizes de Conexão *****\n";
      for(i=0;i<linhas;i++)</pre>
          {
           sensibilidade = Sensicont(linhas,i+1);
           mat << "\n\nSaída da Linha " << i+1 <<"\n";</pre>
```

```
mat << sensibilidade << "\n\n";</pre>
               }
           }
return 0;
}
matrix contingencia(int linhas, int retirada)
{
int i,j,t,u,barras;
float a,y,y1,y2,y3;
float orig,dest;
a = getcampo(1,1);
barras = (int)a;
int *numero_barra = new int[barras];
matrix teta(barras,1,0.0);
matrix FP(linhas,1,0.0);
matrix intermed(linhas,4,0.0);
intermed = inter(barras,linhas);
teta = tetacont(linhas,retirada);
t=3;
for (i=0; i<barras; i++)</pre>
    {
     a = getcampo(t,1);
     numero_barra[i] = (int)a;
     t++;
    }
```

```
t=0;
u=0;
for(i=0; i<linhas; i++)</pre>
   {
    if(i == (retirada-1))continue;
       else
           {
            orig = intermed.peek(i,0);
            dest = intermed.peek(i,1);
            for(j=0; j<linhas; j++)</pre>
                {
                 if(numero_barra[j]== orig)
                   {
                    t = j;
                   }
                 if(numero_barra[j] == dest)
                   {
                   u = j;
                   }
                }
           }
       y = intermed.peek(i,3);
       y1 = teta.peek(t,0);
       y2 = teta.peek(u,0);
       y3 = (y1 - y2)*(1/y)*Sbase;
       FP.poke(i,0,y3);
     }
return FP;
}
matrix tetacont(int linhas, int retirada)
{
int i,i1,j,t,u,barras;
float a,reat,resist,y,y1,orig,dest;
```

```
FLUXOCC.EXE - PROGRAMA FONTE
a = getcampo(1,1);
barras = (int)a;
int *numero_barra = new int[barras];
matrix Pliqui(barras,1,0.0);
matrix Perdas(linhas,1,0.0);
matrix P(barras-1,1,0.0);
matrix teta1(barras-1,1,0.0);
matrix teta(barras,1,0.0);
matrix Bb(barras-1,barras-1,0.0);
matrix intermed(linhas,4,0.0);
matrix deltaP(barras,1,0.0);
intermed = inter(barras,linhas);
Bb = Ymodificada(linhas,retirada);
Perdas = perdas(barras,linhas);
Pliqui = Pliq(barras,linhas);
t=3;
for (i=0; i<barras; i++)</pre>
    {
     a = getcampo(t,1);
     numero_barra[i] = (int)a;
     t++;
    }
t=0;
u=0;
   for(i=0; i<linhas; i++)</pre>
      {
```

```
93
```

```
orig = intermed.peek(i,0);
       dest = intermed.peek(i,1);
       for(j=0; j<linhas; j++)</pre>
          {
           if(numero_barra[j]== orig)
              {
              t = j;
              }
            if(numero_barra[j] == dest)
              {
              u = j;
              }
          }
         y = Pliqui.peek(t,0) - (Perdas.peek(i,0)/2);
         deltaP.poke(t,0,y);
         y1 = Pliqui.peek(u,0) - (Perdas.peek(i,0)/2);
         deltaP.poke(u,0,y1);
      }
for(i=i1=0; i<barras; i++)</pre>
   {
    if(i==0)continue;
    P.poke(i1,0,(deltaP.peek(i,0)));
    i1++;
   }
teta1 = ^{Bb} * P;
y=0; for(i=0;i<barras-1;i++)</pre>
   {
    y=teta1.peek(i,0);
    teta.poke(i+1,0,y);
   }
return teta;
}
```

```
FLUXOCC.EXE - PROGRAMA FONTE
matrix Sensicont(int linhas, int retirada)
{
int i,i1,t,j,j1,barras;
float y,a;
a = getcampo(1,1);
barras = (int)a;
int *numero_barra = new int[barras];
matrix Zbus(barras-1,barras-1,0.0);
matrix incidencia(linhas,barras,0.0);
matrix Yprimitiva(linhas,linhas,0.0);
matrix inciden(linhas,barras-1,0.0);
matrix sensibilidade(linhas, barras-1,0.0);
matrix auxiliar(linhas,barras,0.0);
Zbus = ~(Ymodificada(linhas,retirada));
incidencia = incid(barras,linhas);
Yprimitiva = Bp(barras,linhas);
t=3;
for (i=0; i<barras; i++)</pre>
    {
     a = getcampo(t, 1);
     numero_barra[i] = (int)a;
     t++;
```

```
95
```

```
FLUXOCC.EXE - PROGRAMA FONTE
    }
for(j=0;j<barras;j++)</pre>
   {
    incidencia.poke((retirada-1),j,0.0);
   }
Yprimitiva.poke((retirada-1),(retirada-1),0.0);
auxiliar = Yprimitiva * incidencia;
for(i=0; i<linhas; i++)</pre>
   {
    for(j=j1=0; j<barras; j++)</pre>
       {
        y = numero_barra[j];
        if(y == 1)continue;
        inciden.poke(i,j1,(auxiliar.peek(i,j)));
        j1++;
        }
   }
sensibilidade = inciden * Zbus;
return sensibilidade;
}
matrix Ymodificada(int linhas, int retirada)
{
int barras;
float orig, dest, y1,y2,y3,a;
a = getcampo(1,1); barras = (int)a;
```

```
FLUXOCC.EXE - PROGRAMA FONTE
matrix deltaY(linhas,linhas,0.0);
matrix Bb(barras-1,barras-1,0.0);
matrix intermed(linhas,4,0.0);
matrix e(barras-1,1,0.0);
matrix Yfinal(barras-1,barras-1,0.0);
intermed = inter(barras, linhas);
Bb = Bbus(barras,linhas);
orig = intermed.peek((retirada-1),0);
dest = intermed.peek((retirada-1),1);
if(orig == 1) e.poke((dest-2),0,1);
else if(dest == 1)e.poke((orig-2),0,1);
else
   {
    e.poke((orig-2),0,1);
   e.poke((dest-2),0,(-1));
   }
y1 = intermed.peek((retirada-1),2);
y2 = intermed.peek((retirada-1),3);
y3 = y2/(pow(y1,2)+pow(y2,2));
deltaY = (-y3) * e * !e;
Yfinal = Bb + deltaY;
```

return Yfinal;

}

```
FLUXOCC.EXE - PROGRAMA FONTE
matrix Fluxo(int barras, int linhas)
{
int i,j,t,u;
float a,b,y,y1,y2,y3,orig,dest,total;
int *numero_barra = new int[barras];
float *maximo = new float[linhas];
float *minimo = new float[linhas];
matrix teta(barras,1,0.0);
matrix FP(linhas,1,0.0);
matrix intermed(linhas,4,0.0);
matrix Perdas(linhas,1,0.0);
matrix Pliqui(barras,1,0.0);
intermed = inter(barras,linhas);
teta = delta(barras,linhas);
Perdas = perdas(barras,linhas);
Pliqui = Pliq(barras,linhas);
t=3; for (i=0; i<barras; i++)
    {
     a = getcampo(t,1);
     numero_barra[i] = (int)a;
     t++;
    }
total = 0;
t = barras+linhas+9;
for(i=0;i<linhas;i++)</pre>
```

```
FLUXOCC.EXE - PROGRAMA FONTE
   {
    a = getcampo(t,2);
    minimo[i]=a;
    b = getcampo(t,3);
    maximo[i]=b;
    total = total + Perdas.peek(i,0);
    t++;
   }
t=0;
u=0;
for(i=0; i<linhas; i++)</pre>
   {
    orig = intermed.peek(i,0);
    dest = intermed.peek(i,1);
    for(j=0; j<linhas; j++)</pre>
       {
        if(numero_barra[j]== orig)
```

```
if(numero_barra[j]== orig)
    {
        t = j;
     }
     if(numero_barra[j] == dest)
        {
        u = j;
     }
     y = intermed.peek(i,3);
     y1 = teta.peek(t,0);
     y2 = teta.peek(u,0);
     }
}
```

```
y3 = (y1 - y2)*(1/y)*Sbase;
FP.poke(i,0,y3);
```

```
}
```

```
ofstream saida("FluxoCC.txt");
```
```
saida << "\n\n\n ***** Fluxos e Perdas nas linhas em MW
****\n\n";
saida << " Linha De Para Fluxo Perdas\n";</pre>
for(i=0; i<linhas; i++)</pre>
   {
    saida << " " << i+1;</pre>
    saida << " " << intermed.peek(i,0);</pre>
    saida << " " << intermed.peek(i,1) << " " << FP.peek(i,0);</pre>
    if(FP.peek(i,0)>maximo[i] || FP.peek(i,0)<minimo[i])</pre>
       saida << " **";</pre>
    saida << " " << Perdas.peek(i,0)*Sbase;</pre>
    saida << endl;</pre>
   }
   saida << "\n\n Perdas Totais: " << (total*Sbase) << " MW\n\n";</pre>
saida << " Barra Potência Ângulo\n"; for(i=0; i<barras; i++)</pre>
   {
   saida << " " << i+1;
    saida << " " << Pliqui.peek(i,0)*Sbase;</pre>
    saida << " " << teta.peek(i,0);</pre>
   saida << endl;</pre>
   }
return FP;
}
matrix delta(int barras, int linhas)
{
int i,i1,j,t,u;
float a,reat,resist,y,y1,orig,dest;
```

```
FLUXOCC.EXE - PROGRAMA FONTE
int *numero_barra = new int[barras];
matrix Pliqui(barras,1,0.0);
matrix Perdas(linhas,1,0.0);
matrix P(barras-1,1,0.0);
matrix teta1(barras-1,1,0.0);
matrix teta(barras,1,0.0);
matrix Bb(barras-1,barras-1,0.0);
matrix intermed(linhas,4,0.0);
matrix deltaP(barras,1,0.0);
intermed = inter(barras,linhas);
Bb = Bbus(barras,linhas);
Perdas = perdas(barras,linhas);
Pliqui = Pliq(barras,linhas);
t=3; for (i=0; i<barras; i++)
    {
     a = getcampo(t, 1);
    numero_barra[i] = (int)a;
     t++;
    }
t=0;
u=0;
   for(i=0; i<linhas; i++)</pre>
      {
       orig = intermed.peek(i,0);
       dest = intermed.peek(i,1);
       for(j=0; j<linhas; j++)</pre>
```

{

if(numero_barra[j]== orig)

```
{
               t = j;
              }
           if(numero_barra[j] == dest)
             {
               u = j;
              }
          }
         y = Pliqui.peek(t,0) - (Perdas.peek(i,0)/2);
         deltaP.poke(t,0,y);
         y1 = Pliqui.peek(u,0) - (Perdas.peek(i,0)/2);
         deltaP.poke(u,0,y1);
      }
for(i=i1=0; i<barras; i++)</pre>
   {
    if(i==0)continue;
    P.poke(i1,0,(deltaP.peek(i,0)));
    i1++;
   }
teta1 = ^{Bb} * P;
y=0;
for(i=0;i<barras-1;i++)</pre>
   {
    y=teta1.peek(i,0);
    teta.poke(i+1,0,y);
   }
return teta;
}
matrix perdas(int barras,int linhas)
{
int i,j,t,u;
```

```
float a,y,y1,y3,G,orig,dest;
int *numero_barra = new int[barras];
matrix Perdas(linhas,1,0.0);
matrix teta2(barras,1,0.0);
matrix intermed(linhas,4,0.0);
teta2 = teta(barras,linhas);
intermed = inter(barras,linhas);
t=3;
for (i=0; i<barras; i++)</pre>
    ł
     a = getcampo(t, 1);
     numero_barra[i] = (int)a;
     t++;
    }
t=0;
u=0;
   for(i=0; i<linhas; i++)</pre>
      {
       orig = intermed.peek(i,0);
       dest = intermed.peek(i,1);
       for(j=0; j<barras; j++)</pre>
          {
            if(numero_barra[j]== orig)
              {
              t = j;
              }
            if(numero_barra[j] == dest)
              {
```

```
u = j;
             }
          }
       y = intermed.peek(i,2);
       y1 = intermed.peek(i,3);
       G = y/(pow(y,2)+pow(y1,2));
       if (y!=0)
          {
           y3 = pow((teta2.peek(t,0) - teta2.peek(u,0)),2)*G;
           Perdas.poke(i,0,y3);
          }
      }
return Perdas;
}
matrix teta(int barras, int linhas)
{
int i, i1, t, j, j1;
int *numero_barra = new int[barras];
float a,y;
matrix Pliqui(barras,1,0.0);
matrix P(barras-1,1,0.0);
matrix teta1(barras-1,1,0.0);
matrix teta2(barras,1,0.0);
matrix Bb(barras-1,barras-1,0.0);
Bb = Bbus(barras,linhas);
Pliqui = Pliq(barras,linhas);
t=3; for (i=0; i<barras; i++)
    {
```

```
FLUXOCC.EXE - PROGRAMA FONTE
     a = getcampo(t, 1);
     numero_barra[i] = (int)a;
     t++;
    }
for(i=i1=0; i<barras; i++)</pre>
   {
   y = numero_barra[i];
   if(y == 1)t = i;
   if(i == t)continue;
   P.poke(i1,0,(Pliqui.peek(i,0)));
   i1++;
   }
teta1 = ^{Bb} * P;
y=0;
for(i=0;i<barras-1;i++)</pre>
   {
    y=teta1.peek(i,0);
    teta2.poke(i+1,0,y);
   }
return teta2;
}
matrix Pliq(int barras, int linhas)
{
int i,t,nl,dadofc;
float orig,dest,xs,Psj,Psi,Ut,y,float,Pl,Pg,c,resist,fi;
matrix Pliqui(barras,1,0.0);
matrix intermed(linhas,4,0.0);
dadofc = barras+linhas+6;
```

```
c = getcampo(dadofc,1);
nl = (int)c; Ut = getcampo(dadofc,2);
fi = getcampo(dadofc,3);
intermed = inter(barras,linhas);
t = barras+4; for (i=0; i<linhas; i++)</pre>
    {
     if(i = nl-1)
       {
        orig = getcampo(t,2);
        dest = getcampo(t,3);
        xs = intermed.peek(i,3);
        resist = intermed.peek(i,2);
       }
     t++;
    }
Psj = (1/xs)*Ut*sin(fi*RAD)*Sbase;
Psi = (-1)*Psj;
t=3; for(i=0; i<barras; i++)</pre>
   {
    Pg = getcampo(t,3);
    Pl = getcampo(t,4);
    if(i == orig-1)
      {
       y = (Pg - Pl + Psi)/Sbase;
      Pliqui.poke(i,0,y);
      }
    else if(i == dest-1)
           {
            y = (Pg - Pl + Psj)/Sbase;
```

```
Pliqui.poke(i,0,y);
           }
     else
         {
          y = (Pg - Pl)/Sbase;
          Pliqui.poke(i,0,y);
          }
    t++;
   }
return Pliqui;
}
matrix Sensi(int barras, int linhas)
{
int i,i1,t,j,j1;
float y,a;
int *numero_barra = new int[barras];
matrix Zbus(barras-1,barras-1,0.0);
matrix incidencia(linhas, barras, 0.0);
matrix Yprimitiva(linhas,linhas,0.0);
matrix inciden(linhas,barras-1,0.0);
matrix sensibilidade(linhas,barras-1,0.0);
Zbus = ~(Bbus(barras,linhas));
incidencia = incid(barras,linhas);
Yprimitiva = Bp(barras,linhas);
t=3;
for (i=0; i<barras; i++)</pre>
    {
```

```
FLUXOCC.EXE - PROGRAMA FONTE
     a = getcampo(t, 1);
     numero_barra[i] = (int)a;
     t++;
    }
for(i=0; i<linhas; i++)</pre>
   {
    for(j=j1=0; j<barras; j++)</pre>
       {
        y = numero_barra[j];
        if(y == 1)continue;
        inciden.poke(i,j1,(incidencia.peek(i,j)));
        j1++;
        }
   }
sensibilidade = Yprimitiva * inciden * Zbus;
ofstream matriz("Conexao.txt");
matriz << "\nMatriz de Conexão - Sistema Intacto\n" <<</pre>
sensibilidade;
}
matrix Bbus(int barras, int linhas)
{
int i,i1,j,j1,t;
float a,y;
int *numero_barra = new int[barras];
matrix YpIm(linhas,linhas,0.0);
matrix incidencia(linhas,barras,0.0);
```

```
FLUXOCC.EXE - PROGRAMA FONTE
matrix Bb(barras-1,barras-1,0.0);
matrix B(barras,barras,0.0);
YpIm = Bp(barras,linhas);
incidencia = incid(barras,linhas);
B = !incidencia * YpIm * incidencia;
t=3;
for (i=0; i<barras; i++)</pre>
    {
     a = getcampo(t, 1);
     numero_barra[i] = (int)a;
     t++;
    }
for(i=i1=0; i<barras; i++)</pre>
   {
   y = numero_barra[i];
   if(y == 1)t = i;
   if(i == t)continue;
   for(j=j1=0; j<barras; j++)</pre>
       {
        if(j == t)continue;
        Bb.poke(i1,j1,(B.peek(i,j)));
        j1++;
        }
     i1++;
   }
return Bb;
}
matrix Bp(int barras, int linhas)
```

{

int i,j,x;

```
float y1,y2,y3;
matrix ZpMo(linhas,linhas,0.0);
matrix ZpAn(linhas,linhas,0.0);
matrix Bp(linhas,linhas,0.0);
ZpMo = Zpmo(barras,linhas);
ZpAn = Zpan(barras,linhas);
for(j=0; j<linhas; j++)</pre>
   {
    for(i=0; i<linhas; i++)</pre>
       {
        if(i==j)
          {
           y1 = ZpMo.peek(i,j);
           y2 = ZpAn.peek(i,j);
           y3 = (1/y1) * sin(y2);
           Bp.poke(i,j,y3);
          }
       }
   }
return Bp;
}
matrix Zpmo(int barras, int linhas)
{
int i,j,x; float y1,y2,y3;
matrix intermed(linhas,4,0.0);
```

```
intermed = inter(barras,linhas);
```

```
matrix ZpMo(linhas,linhas,0.0);
```

```
FLUXOCC.EXE - PROGRAMA FONTE
for(j=0; j<linhas; j++)</pre>
   {
    for(i=0; i<linhas; i++)</pre>
       {
        if(i==j)
          {
           y1 = intermed.peek(j,2);
            y2 = intermed.peek(j,3);
           y3 = sqrt(pow(y1,2)+pow(y2,2));
            ZpMo.poke(i,j,y3);
          }
       }
   }
return ZpMo;
}
matrix Zpan(int barras, int linhas)
{
int i,j,x; float y1,y2,y3;
matrix intermed(linhas,4,0.0);
intermed = inter(barras,linhas);
matrix ZpAn(linhas,linhas,0.0);
for(j=0; j<linhas; j++)</pre>
   {
    for(i=0; i<linhas; i++)</pre>
       {
        if(i==j)
          {
            y1 = intermed.peek(j,2);
            y2 = intermed.peek(j,3);
            y3 = atan(y2/y1);
            ZpAn.poke(i,j,y3);
```

```
FLUXOCC.EXE - PROGRAMA FONTE
          }
       }
   }
return ZpAn;
}
matrix incid(int barras, int linhas)
{
int t,i,b,j,x;
float a;
int *numero_barra = new int[barras];
matrix intermed(linhas,4,0.0);
intermed = inter(barras,linhas);
matrix incidencia(linhas,barras,0.0);
t=3;
for (i=0; i<barras; i++)</pre>
    ſ
     a = getcampo(t,1);
     b = (int)a;
     numero_barra[i] = b;
     t++;
    }
for(j=0; j<barras; j++)</pre>
   {
    for(i=0; i<linhas; i++)</pre>
    {
     if(numero_barra[j] == intermed.peek(i,0))
        {
         incidencia.poke(i,j,1);
```

```
}
        else if(numero_barra[j] == intermed.peek(i,1))
               {
                incidencia.poke(i,j,(-1));
               }
              else incidencia.poke(i,j,0);
    }
   }
return incidencia;
}
matrix inter(int barras, int linhas)
{
int x,i,i1,j,j1,dadofc;
float orig,dest,nl,resist,linha,reat;
matrix intermed(linhas,4,0.0);
dadofc = barras+linhas+6;
nl = getcampo(dadofc,1);
x=barras+4;
for(j=0; j<linhas; j++)</pre>
   {
    linha = (int)getcampo(x,1);
    orig = (int)getcampo(x,2);
    dest = (int)getcampo(x,3);
    resist = getcampo(x,4);
    reat = getcampo(x,5);
    if(nl == linha)
      {
       intermed.poke(j,0,orig);
       intermed.poke(j,1,dest);
       intermed.poke(j,2,(resist/PU));
       intermed.poke(j,3,(reat/PU));//Valores em p.u.
```

FLUXOCC.EXE - PROGRAMA FONTE

```
}
    else
       {
        intermed.poke(j,0,orig);
        intermed.poke(j,1,dest);
        intermed.poke(j,2,(resist/PU));
        intermed.poke(j,3,(reat/PU));//Valores em p.u.
       }
    x++;
   }
return intermed;
}
float getcampo(int linha,int coluna)
{
int i;
char c,s1[80],s2[80]=" ";
char str[200];
float res;
ifstream tfile("entrada.txt");
for(i=0;i<linha;i++)</pre>
   {
    tfile.getline(str,sizeof(str));
   }
tfile.get(c);
for(i=0;i<coluna;i++)</pre>
   {
    while(c==' ')
    {
      tfile.get(c);
    }
      s1[0]=c;
      s1[1]='\0';
```

```
if(i==coluna-1)
      {
       strcat(s2,s1);
      }
       while(c!=' ')
       {
       tfile.get(c);
        s1[0]=c;
        s1[1]='\0';
        if(i==coluna-1){
        strcat(s2,s1);
       }
     }
  }
tfile.close();
res=atof(s2);
return res;
}
```