

**MIGUEL ARMINDO SALDANHA MIKILITA**

**UM MODELO DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO  
PARA MINIMIZAÇÃO DO CORTE DE CARGA**

Dissertação apresentada como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre, no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná.

Orientadora: Dr.<sup>a</sup> Thelma Solange Piazza Fernandes.

**Curitiba**

**2005**

## **AGRADECIMENTOS**

À Professora Thelma Solange Piazza Fernandes pela sua dedicação, ensinamentos, conselhos e auxílio permanente.

Aos Professores Elizete Maria Lourenço e Alexandre Razi Aoki que participaram da banca de qualificação e contribuíram com excelentes sugestões para o enriquecimento do trabalho.

Ao Professor Luciano Vitoria Barboza pelas suas contribuições e ensinamentos.

À Companhia Paranaense de Energia (COPEL) pela liberação durante a execução dos créditos.

# SUMÁRIO

<b>Lista de Tabelas.....</b>	<b>VI</b>
<b>Lista de Siglas.....</b>	<b>VII</b>
<b>Lista de Símbolos.....</b>	<b>VIII</b>
<b>Resumo.....</b>	<b>XI</b>
<b>Abstract.....</b>	<b>XII</b>
<b>CAPÍTULO I: Introdução.....</b>	<b>1</b>
1.1 Introdução.....	1
1.2 Revisão Bibliográfica.....	2
1.2.1 Abordagens Via Fluxo de Carga.....	3
1.2.2 Abordagens para Fluxo de Potência Ótimo.....	3
1.2.2.1 Fluxo de Potência Ótimo.....	3
1.2.2.2 Método Via Pontos Interiores.....	5
1.2.2.3 Abordagem para Corte de Carga.....	6
1.3 Contribuições da Dissertação.....	8
1.4 Estrutura da Dissertação.....	9
1.5 Considerações Finais.....	9
<b>CAPÍTULO II: Formulações para Minimização de Corte de Carga.....</b>	<b>11</b>
2.1 Introdução.....	11
2.2 O Método Proposto por Granville, Mello e Mello (1996).....	11
2.3 O Método Proposto por Barboza e Salgado (2001).....	12
2.4 O Método de Pontos Interiores.....	14
2.5 O Problema de FPO.....	15
2.6 Condições de Otimalidade.....	17

2.7 Algoritmo Primal Dual de Pontos Interiores.....	18
2.7.1 Obtenção dos Pontos Estacionários.....	18
2.7.2 Algoritmo de Solução do Problema.....	22
2.8 Comentários Finais.....	23
<b>CAPÍTULO III: Formulação Matemática do FPO.....</b>	<b>24</b>
3.1 Introdução.....	24
3.2 Representação das Equações de Balanço de Potência Ativa e Reativa na Forma Retangular.....	25
3.3 Representação do Ângulo de Referência na Forma Retangular.....	27
3.4 Formulação do FPO para Identificação de Limites Mínimos de Tensões Violados.....	28
3.4.1 Critério de Otimização.....	28
3.4.2 Restrições de Igualdade.....	29
3.4.3 Restrições de Desigualdade.....	29
3.4.4 Formulação Geral para Verificação de Limites Mínimos de Tensões Violadas...32	
3.5 Formulação do FPO para Minimização do Corte de Carga.....	33
3.5.1 Critério de Otimização.....	33
3.5.2 Restrições de Igualdade e Desigualdade.....	34
3.5.3 Formulação Geral para Minimização do Corte de Carga.....	35
3.6 Considerações finais.....	35
<b>CAPÍTULO IV: Resultados.....</b>	<b>36</b>
4.1 Introdução.....	36
4.2 Especificações Técnicas.....	36
4.3 O Sistema Simulado.....	37
4.4 Emergência Simulada .....	38
4.5 Resultados das Simulações.....	39
4.5.1 Simulação 1.....	39
4.5.2 Simulação 2.....	40
4.5.3 Simulação 3.....	41
4.5.4 Simulação 4.....	42
4.6 Validação dos Resultados .....	43

4.7 Influência de Parâmetros Usuais.....	45
4.8 Considerações Finais.....	45
<b>CAPÍTULO V: Conclusões.....</b>	<b>48</b>
5.1 Introdução.....	48
5.2 Contribuições da Dissertação.....	48
5.3 Recomendações para Trabalhos Futuros.....	50
<b>Referências Bibliográficas.....</b>	<b>51</b>
<b>Apêndice A: Fluxos de Potência Ativa e Reativa.....</b>	<b>55</b>
A.1 Modelagem de linhas e transformadores .....	55
A.2 Injeção de Corrente na Forma Matricial.....	57
A.3 Fluxo de Potência Ativa e Reativa na Forma Matricial.....	58
<b>Apêndice B: Dados do Sistema Utilizado.....</b>	<b>62</b>
B.1 Introdução.....	62
<b>Apêndice C: Representação Gráfica do Sistema Utilizado.....</b>	<b>78</b>
C.1 Introdução.....	78
C.2 Sistema da Região Sul.....	79
C.3 Sistema da COPEL.....	80
C.4 Sistema da Região de Curitiba.....	81

## LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 Limites de Tensão Fornecidos pelo ONS.....	37
Tabela 4.2 Limites de Tensão em Regime de Emergência.....	40
Tabela 4.3 Resultados para Corte de 100% em Todas as Áreas.....	40
Tabela 4.4 Resultados para Corte de 10% na Área 3.....	41
Tabela 4.5 Resultados Selecionando Barras Candidatas a Corte.....	43
Tabela 4.6 Comparação entre as Simulações com o FLUPOT e com a Metodologia Proposta.....	44
Tabela 4.7 Influência dos Parâmetros $\mu_0$ e $\beta$ no Número de Iterações.....	45

## **LISTA DE SIGLAS**

ONS: Operador Nacional do Sistema

FPO: Fluxo de Potência Ótimo

FC: Fluxo de Carga

KKT: Karush Kuhn Tucker

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

COPEL : Companhia Paranaense de Energia

ANAREDE: Programa de Análise de Redes

FLUPOT: Programa de Fluxo de Potência Ótimo

## LISTA DE SÍMBOLOS

- a** relação das magnitudes das tensões dos transformadores ( $\mathbf{a} \in \mathbb{R}^{(nl \times 1)}$ )
- amin** limite mínimo de relação de magnitude de transformação ( $\mathbf{amin} \in \mathbb{R}^{(nl \times 1)}$ )
- amax** limite máximo de relação de magnitude de transformação ( $\mathbf{amax} \in \mathbb{R}^{(nl \times 1)}$ )
- A** matriz de incidência barra-linha ( $\mathbf{A} \in \mathbb{R}^{(nb \times nl)}$ )
- Af** matriz de incidência barra inicial-linha ( $\mathbf{Af} \in \mathbb{R}^{(nb \times nl)}$ )
- At** matriz de incidência barra final-linha ( $\mathbf{At} \in \mathbb{R}^{(nb \times nl)}$ )
- b<sup>s</sup>** capacitor shunt das linhas ( $\mathbf{b}^s \in \mathbb{R}^{(nl \times 1)}$ )
- B** parte imaginária de  $\dot{\mathbf{Y}}$  que representa matriz de susceptância de barra ( $\mathbf{B} \in \mathbb{R}^{(nb \times nb)}$ )
- d** vetor que indica a parte imaginária da tensão referente à barra de referência ( $\mathbf{d} \in \mathbb{R}^{[2nb \times 1]}$ )
- e** vetor da parte real da tensão ( $\mathbf{e} \in \mathbb{R}^{(nb \times 1)}$ )
- f** vetor da parte imaginária da tensão ( $\mathbf{f} \in \mathbb{R}^{(nb \times 1)} \mathbb{R} (nb \times 1)$ )
- $g_{km}$  condutância série do elemento entre as barras  $k$  e  $m$
- G** parte real da matriz  $\dot{\mathbf{Y}}$  que representa matriz de condutância de barra ( $\mathbf{G} \in \mathbb{R}^{(nb \times nb)}$ )
- if** vetor com as barras iniciais das linhas do sistema de transmissão ( $\mathbf{if} \in \mathbb{R}^{(nl \times 1)}$ )
- it** vetor com as barras finais das linhas do sistema de transmissão ( $\mathbf{it} \in \mathbb{R}^{(nl \times 1)}$ )
- z** vetor das variáveis de otimização do sistema elétrico
- M<sub>i</sub>** matriz auxiliar para obtenção da soma dos quadrados das partes reais e imaginárias da tensão na barra  $i$  ( $\mathbf{M}_i \in \mathbb{R}^{(2nb \times 2nb)}$ )
- $nc$  número de barras candidatas a corte
- $nb$  número de barras
- N** matriz de zeros ( $\mathbf{N} \in \mathbb{R}^{[nb \times nb]}$ )
- $ndes$  número de restrições de desigualdade
- $nig$  número de restrições de igualdade
- $nz$  número total de variáveis de otimização
- Pg** geração de potência ativa ( $\mathbf{Pg} \in \mathbb{R}^{[nb \times 1]}$ )
- Pd** demanda de potência ativa ( $\mathbf{Pd} \in \mathbb{R}^{[nb \times 1]}$ )
- $Pd_i$  demanda de potência ativa na barra  $i$



- Pgmin** vetor de limites mínimos de geração potência ativa ( $\mathbf{Pgmin} \in \mathbb{R}^{(nb \times 1)}$ )
- Pgmax** vetor de limites máximos de geração potência ativa ( $\mathbf{Pgmax} \in \mathbb{R}^{(nb \times 1)}$ )
- Qgmin** vetor de limites mínimos de geração potência reativa ( $\mathbf{Qgmin} \in \mathbb{R}^{(nb \times 1)}$ )
- Qgmax** vetor de limites máximos de geração potência ativa ( $\mathbf{Qgmax} \in \mathbb{R}^{(nb \times 1)}$ )
- P** injeção de potência ativa ( $\mathbf{P} \in \mathbb{R}^{(nb \times 1)}$ )
- Pl<sub>im</sub>** vetor de fluxos de potência ativa que percorrem elementos na direção *i-m* ( $\mathbf{Pl}_{im} \in \mathbb{R}^{(nl \times 1)}$ )
- Plmin** limite mínimo de fluxo de potência ativo ( $\mathbf{Plmin} \in \mathbb{R}^{(nl \times 1)}$ )
- Plmax** limite máximo de fluxo de potência ativo ( $\mathbf{Plmax} \in \mathbb{R}^{(nl \times 1)}$ )
- Q** injeção de potência reativa ( $\mathbf{Q} \in \mathbb{R}^{(nb \times 1)}$ )
- Qg** geração de potência reativa ( $\mathbf{Qg} \in \mathbb{R}^{(nb \times 1)}$ )
- Qd** demanda de potência reativa ( $\mathbf{Qd} \in \mathbb{R}^{(nb \times 1)}$ )
- Qd<sub>i</sub>** demanda de potência reativa respectivamente na barra *i*
- Ql<sub>im</sub>** vetor de fluxos de potência reativa que percorrem elementos na direção *i-m* ( $\mathbf{Ql}_{im} \in \mathbb{R}^{(nl \times 1)}$ )
- rl<sub>im</sub>** resistência série do elemento entre as barras *i* e *m*
- Sl<sub>im</sub>** vetor de fluxos de potência aparente que percorrem elementos na direção *i-m* ( $\mathbf{Sl}_{im} \in \mathbb{C}^{(nl \times 1)}$ )
- U** matriz diagonal com valores unitários nas posições referentes às barras que se deseja limitar os valores de tensão
- V** tensão fasorial ( $\mathbf{V} \in \mathbb{R}^{(nb \times 1)}$ )
- ve<sub>i</sub><sup>t</sup>** *i*-ésima linha da matriz  $\Gamma_e$
- vf<sub>i</sub><sup>t</sup>** *i*-ésima linha da matriz  $\Gamma_f$
- Vmin** limites de tensão mínima ao quadrado ( $\mathbf{Vmin} \in \mathbb{R}^{(nb \times 1)}$ )
- Vmax** limites de tensão máxima ao quadrado ( $\mathbf{Vmax} \in \mathbb{R}^{(nb \times 1)}$ )
- W** matriz Hessiana do Lagrangeano ( $\mathbf{W} \in \mathbb{R}^{(nz \times nz)}$ )
- x** vetor de tensão que contém as componentes real e imaginária da tensão ( $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^{[2nb \times 1]}$ )
- xl<sub>im</sub>** reatância série do elemento entre as barras *i* e *m*
- z<sub>im</sub>** impedância série do elemento entre as barras *i* e *m*
- y<sub>im</sub>** admitância série do elemento entre as barras *i* e *m*
- Y** matriz de admitância de barra ( $\mathbf{Y} \in \mathbb{C}^{(nb \times nb)}$ )

$\dot{\mathbf{Z}}$	matriz de impedância de barra ( $\dot{\mathbf{Z}} \in \mathbb{C}^{(nb \times nb)}$ )
$\varepsilon$	tolerância para o teste de convergência
$\boldsymbol{\alpha}^t$	vetor contendo o custo dos cortes por barras ( $\boldsymbol{\alpha} \in \mathbb{C}^{(nc \times 1)}$ )
$\boldsymbol{\Gamma}$	matriz identidade ( $\boldsymbol{\Gamma} \in \mathbb{R}^{[nb \times nb]}$ )
$\boldsymbol{\Gamma}_e$	matriz composta pela justaposição da matriz identidade $\boldsymbol{\Gamma}$ e a matriz de zeros $\mathbf{N}$ ( $\boldsymbol{\Gamma}_e \in \mathbb{R}^{[2nb \times 2nb]}$ )
$\boldsymbol{\Gamma}_f$	matriz composta pela justaposição de uma matriz de zeros $\mathbf{N}$ e da matriz identidade $\boldsymbol{\Gamma}$ ( $\boldsymbol{\Gamma}_f \in \mathbb{R}^{[2nb \times 2nb]}$ )
$\alpha_i$	custo de cada megawatt de carga corta da especificado para a barra $i$
$\varphi$	vetor de otimização que limita os valores de tensão mínimos nas barras
$\Delta Pd$	valores dos cortes de carga a serem minimizados
$\mu$	parâmetro barreira
*	em subscrito, representa valor conjugado de um número complexo
•	em subscrito, representa valor ótimo de uma função
$  $	módulo de número complexo
$\  \cdot \ _{\infty}$	norma infinita de vetor
$\text{diag}(\mathbf{I})$	matriz quadrada cuja diagonal principal é o vetor $\mathbf{I}$
negrito	variáveis em negrito indicam que se trata de um vetor ou matriz
·	variável com ponto indica que se trata de número complexo.

## RESUMO

Os estudos de planejamento da operação de sistemas elétricos de potência para situações de emergência que necessitem de cortes de carga são normalmente realizados pelas empresas concessionárias de energia de maneira manual utilizando-se ferramentas tradicionais de simulação de fluxo de potência. Assim, retiram-se cargas até se obter o corte de carga ideal. Entende-se como corte de carga ideal aquele que leve o sistema de volta à situação de segurança, isto é, que atende as especificações técnicas e que seja o menor possível.

Pretende-se com o presente trabalho fornecer uma metodologia para os estudos de operação e planejamento dos sistemas de potência que permita o estudo de corte de carga de uma maneira mais amigável e automática, em que o analista possa ter uma visão das áreas mais problemáticas do sistema, possa atuar na escolha dos locais mais efetivos para os cortes utilizando sua experiência prática, e ainda possa limitá-los conforme a importância dos mesmos.

Essa metodologia foi implementada através de um problema de Fluxo de Potência Ótimo, resolvido pelo Método dos Pontos Interiores.

## **ABSTRACT**

Studies related to the operation and planning of electrical power systems under emergency situations that need load shedding are normally carried out in a manual way by the energy utilities, using traditional power flow simulation tools . The loads are cut until getting the acceptable load level. One acceptable load level is realized as the one that leads the system to the security situation, that is, a loadability in which the technical specifications are respected and the load shedding is minimum.

The present work presents a methodology to the operation and planning studies of power systems that allows the simulation of load shedding in a friendly and automatic way, where the analyst can have a vision of the most problematic areas of the system, choose the load buses most effective for the cuts using his practical experience, and still limit them depending on their importance.

This methodology was implemented through a Optimal Load Flow, solved by the Interior Points Method.

# CAPÍTULO I

## Introdução

### 1.1 Introdução

O principal objetivo da operação de um sistema elétrico de potência é o suprimento do seu mercado de energia atendendo requisitos de qualidade, continuidade e economia. Assim sendo, o sistema deve operar com menor número de interrupções, com manutenção adequada dos níveis de tensões e frequência e com atendimento da carga ao menor custo global.

Os estudos necessários para que esses objetivos sejam atingidos são realizados pela área de planejamento da operação de curto prazo que tem, entre outras, a função de fornecer aos operadores e despachantes do sistema subsídios para que os mesmos possam operá-lo dentro dos limites dos equipamentos em regime normal e em emergência.

Esses estudos verificam o comportamento do sistema em regime permanente e avaliam se os níveis de tensão nos barramentos do sistema e os fluxos de potência nas linhas de transmissão e transformadores para uma determinada configuração do sistema e uma determinada condição geração-carga atendem aos critérios estabelecidos pelas concessionárias e pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Assim, para diversas condições de carga e diversas indisponibilidades de circuitos de transmissão, transformadores ou banco de transformadores ou ainda indisponibilidades de unidades geradoras, buscam-se medidas corretivas, tais como: re-despacho de unidades geradoras, remanejamento de carga, desligamentos de circuitos, abertura de barramentos, chaveamentos de capacitores e/ou reatores e controle de tensão via ajuste de *taps* dos transformadores. Estas medidas são adotadas de modo a levar o sistema a atender aos critérios pré-estabelecidos pela operação.

Para as concessionárias de energia essas medidas são as mais interessantes. No entanto, elas podem não ser suficientes para retornar o sistema a condições que satisfaçam

as restrições operacionais. Neste caso, a solução pelo corte de carga é uma medida extrema que pode ser a única que o leve a uma condição de operação sem violação de seus limites.

No Brasil, os estudos de corte de carga são feitos normalmente através de simulações em programas tradicionais de fluxo de potência e a escolha das cargas a serem cortadas é feita pela experiência do analista do sistema que efetua o estudo. As cargas são cortadas até que se leve o sistema a uma condição segura de operação e que o montante das mesmas seja o menor possível. Esse tipo de estudo demanda tempo e está sujeito a imperfeições devido a complexidade e tamanho dos sistemas elétricos atuais.

Além dessa metodologia, existe um pacote computacional desenvolvido no Brasil cujo nome é FLUPOT (SOTO, 2000), que realiza esse tipo de estudo através de um Fluxo de Potência Ótimo (FPO) que minimiza o custo de corte de carga de tal forma a corrigir violações operativas como sobrecargas em circuitos e problemas de tensão. O corte de carga pode ser especificado para todas as barras ou para um subconjunto de barras da rede e é feito de tal forma a preservar o fator de potência. No entanto, uma limitação desse algoritmo é não restringir o montante dos cortes por barramento, ou seja, o mesmo não possibilita que se estabeleçam limites máximos para os cortes nas subestações, o que pode levar a saída de operação de cargas importantes à sociedade.

Considerando-se as limitações das metodologias disponíveis e a importância desse tipo de estudo, este trabalho se propõe a desenvolver uma metodologia para os estudos de operação e planejamento dos sistemas de potência que permita a minimização do alívio de carga de uma maneira automática, com limitação dos cortes máximos, onde o analista possa ter uma visão das áreas mais problemáticas do sistema, e ainda onde possa priorizar os locais onde se efetue o corte de carga utilizando a sua experiência prática.

## **1.2 Revisão Bibliográfica**

Diferentes métodos têm sido propostos tanto em estudos em regime permanente quanto em estudos de estabilidade para estabelecimento de esquemas de corte de carga (MOSTAFA et. al, 1996). O presente trabalho se concentra na operação em regime permanente, sendo que na literatura existem duas abordagens para equacionamento da questão em pauta: via Fluxo de Carga e via Fluxo de Potência Ótimo.

### **1.2.1 Abordagens Via Fluxo de Carga**

Existem diversas metodologias para a resolução de problemas de convergência de casos de fluxo de potência.

BARBOZA (2001) fez um estudo detalhado sobre os diferentes métodos para determinar procedimentos corretivos nos casos onde o problema de carga não tem solução real. Todas buscam a determinação de um ponto de operação viável para o sistema elétrico. Algumas proposições têm a finalidade de aumentar a robustez do método de Newton-Raphson para a solução do fluxo de potência convencional. Essas metodologias, baseadas em fluxo de carga com amortecimento, fornecem apenas uma solução viável para as equações do fluxo de carga, sendo que o ponto de operação obtido pode estar muito longe da especificação inicial. Dentre essas metodologias podem-se citar as propostas abordadas por SASSON et al. (1971), IWAMOTO e TAMURA (1981), SCUDDER (1981), DEHNEL e DOMMEL (1989), CASTRO e BRAZ (1997) e DUARTE et al. (2000).

Todos os algoritmos mencionados fornecem uma solução para o problema, porém os resultados obtidos são bastante distintos entre si e não são soluções operacionais.

### **1.2.2 Abordagens para Fluxo de Potência Ótimo – FPO**

Em termos de estudos em regime permanente, dentre as muitas aplicações do FPO, destaca-se também a minimização do custo de corte de carga para eliminação de violações operativas.

#### **1.2.2.1 Fluxo de Potência Ótimo**

O Fluxo de Potência Ótimo descreve uma ampla classe de problemas nos quais procura-se otimizar uma função objetivo, enquanto são satisfeitas restrições ditadas pelas particularidades físicas e operacionais da rede elétrica. É uma ferramenta computacional muito importante na análise de planejamento e operação de sistemas de potência elétrica.

A função objetivo do FPO representa o aspecto que se deseja otimizar e sua formulação vai depender do objetivo de estudo, por exemplo: minimização do custo de geração de energia que reflete a operação econômica da rede; minimização de perdas ativas da transmissão; minimização do corte de carga; mínimo desvio de uma solução pré-especificada; mínima ação de controle; despacho de potência reativa; entre outros. Os controles determinados pela resolução de um problema de FPO, além de satisfazerem o objetivo do critério de operação, determinam um estado de operação em que a demanda de potência do sistema é atendida e nenhum limite físico ou operacional do sistema é violado. As restrições a serem satisfeitas pelo problema de FPO podem ser restrições de igualdade ou de desigualdade.

As restrições de igualdade são representadas pelas equações não lineares do fluxo de potência correspondentes aos balanços de potências em cada nó da rede.

As restrições de desigualdade são as limitações impostas a uma variável:

- restrições físicas: limites de geração de potência ativa e reativa, limites nos valores dos *taps* dos transformadores, limites de transmissão de potência ativa e reativa nas linhas, etc.
- restrições operacionais: limites das magnitudes das tensões nos barramentos.

Assim, o objetivo do FPO é dar uma orientação ao operador ou analista do sistema de potência de como determinados controles devem ser ajustados de modo que os centros de geração, de consumo e os equipamentos que participam da transmissão estejam dentro de suas capacidades estabelecidas.

Diferentemente de um problema clássico de Fluxo de Potência, que necessita da especificação de algumas variáveis tais como: magnitudes de tensão e potência ativa gerada nas barras de geração (barras PV), o FPO trata estas variáveis como passíveis de ajustes. Para tanto, ele é apresentado como um problema de otimização, onde se procura maximizar ou minimizar um índice de desempenho, atendendo simultaneamente a um conjunto de restrições de igualdade e desigualdade.

Uma referência clássica para este problema é o trabalho de CARPENTIER (1962), onde formalmente foi apresentado um problema para minimizar custo de produção de energia, considerando as equações de balanço de potência ativa e reativa como restrições de igualdade e as limitações físicas dos equipamentos como restrições de desigualdade. Esta formulação serve como um ponto de partida para os estudos posteriores, estabelecendo o



FPO como um problema que envolve três elementos básicos: as variáveis, as restrições e a função objetivo.

O trabalho de HAPP (1977) apresenta uma revisão sobre o progresso inicial dado aos problemas de despacho econômico e FPO, apresentando conceitos básicos sobre formulação dos mesmos, interpretação de custo incremental, fator de perdas e operação multi-áreas. Nesse trabalho podem-se identificar alguns artigos que foram marcos na evolução do FPO, como por exemplo: o de CARPENTIER (1962), já mencionado, e que foi o primeiro a formular o problema em termos de programação não-linear, incluindo limites de tensão, e o trabalho de DOMMEL e TINNEY (1968) que apresenta um método iterativo que se baseia na direção do vetor gradiente reduzido, ou seja, determinam-se ajustes nas variáveis de controle usando a direção definida pelo gradiente reduzido e, em seguida, as variáveis dependentes são calculadas através da solução das equações do fluxo de carga pelo Método de Newton-Raphson.

Referências bibliográficas mais recentes também foram publicadas, tais como: VARGAS, QUINTANA e VANELLI (1993), MOMOH, EL-HAWARY e ADAPA (1999), QUINTANA, TORRES e PALOMO (2000), entre outras.

Atualmente, grande parte das pesquisas está voltada para aplicação dos métodos de pontos interiores na solução do problema de FPO. Os bons resultados obtidos por esta metodologia motivaram a utilização da mesma no presente trabalho, e uma revisão mais detalhada a este respeito é apresentada a seguir.

#### **1.2.2.2 Métodos Via Pontos Interiores**

Desde 1984, com a introdução por Karmarkar do algoritmo polinomial para problema de Programação Linear, o Método dos Pontos Interiores (PI) tem sido largamente utilizado na solução numérica de problemas de otimização como, por exemplo, o Fluxo de Potência Ótimo.

A idéia intuitiva dos métodos de pontos interiores consiste em buscar a solução ótima reduzindo a função objetivo, no caso de minimização, mantendo a busca no interior da região delimitada pelas restrições (CARVALHO, 1999). Para tanto, se baseiam em transformar as restrições de desigualdades em igualdade, por meio da introdução de

variáveis de folga não-negativas, e adicionar uma função barreira logarítmica à função objetivo como forma de garantir a não negatividade dessas variáveis de folga.

Em (QUINTANA, TORRES e PALOMO, 2000), é apresentada uma revisão das publicações feitas a respeito da teoria de Pontos Interiores, sendo os principais pontos os seguintes: (i) a idéia de Pontos Interiores já era conhecida desde a década de sessenta quando FIACCO e McCORMICK (1968) propuseram um método para programação não-linear no qual as restrições de desigualdades eram penalizadas por uma função barreira logarítmica, (ii) KARMARKAR (1984) introduziu um novo Método de Pontos Interiores para programação linear com resultados até 50 vezes mais rápidos que o Método Simplex e várias extensões deste método têm sido propostas ao longo dos últimos dez anos: algoritmos propostos por GONZAGA (1992), onde a busca é uma combinação da direção de redução de custo com a direção de centralização, algoritmo de MEHROTRA (1992) que incorpora a técnica de predição e correção, e muitos outros, sendo que uma extensa bibliografia sobre o assunto está disponível no *site* <http://www.c.mcs.anl.gov/home/otc/InteriorPoint/archive.html>.

### 1.2.2.3 Abordagem para Corte de Carga

Na operação do sistema de potência de curto prazo, é preciso conhecer seu comportamento face a uma modificação na sua configuração pela saída de operação de linhas de transmissão, geradores ou transformadores. Essas modificações podem ocasionar problemas de fornecimento como subtensões em barras do sistema e sobrecargas em outros equipamentos da rede elétrica. Após a tomada de medidas corretivas, muitas vezes o corte de carga é a única maneira de se resolver os problemas ocasionados pelas emergências.

O Problema do Mínimo Corte de Carga é um caso particular de FPO, onde se calcula uma solução real para as equações de fluxo de carga, e também uma solução factível do ponto de vista operacional. Como são incluídas restrições operativas, não há violação de limites operacionais do sistema nem superação de limites de equipamentos.

Diferentes metodologias foram propostas para a solução do problema, entre elas:

- HADJU et. al (1968) desenvolveram um algoritmo para minimizar o corte de carga baseado no Método de Newton-Raphson e no Teorema de Kuhn-Tucker. Primeiramente

uma política de corte é obtida definindo-se as prioridades, depois é feita a minimização do corte em cada barra.

- SUBRAMANIAN (1971) propôs uma abordagem baseada em sensibilidade para resolver problemas de corte de carga. Um critério de importância foi usado para atribuir diferentes prioridades às cargas e assim limitar o corte total. Porém o método omite os limites operacionais e dos equipamentos.

- CHAN e SCHWEPPE (1979) propuseram um método que re-despacha geradores além de cortar carga. A formulação penaliza tanto o corte de carga quanto desvios no despacho das gerações. O problema não-linear de otimização foi linearizado e resolvido usando-se um algoritmo de programação linear.

- MOSTAFA et. al (1996) formularam um FPO cujo esquema de corte de carga está baseado na minimização da diferença entre a soma das gerações e a soma das carga conectadas.

- GRANVILLE, MELLO e MELO (1996) formularam um problema de minimização dos cortes de carga, mantendo o fator de potência constante, resolvendo-o pelo Método dos Pontos Interiores. No processo de cálculo, controles como LTC dos transformadores e re-despacho de potência ativa podem ser otimizados de forma a minimizar o corte de carga.

- BARBOZA e SALGADO (2001) propuseram um esquema de corte de carga onde a minimização desses cortes é feita através da minimização de uma variável  $\gamma$  que multiplica as direções de minimização  $\Delta P_d$  e  $\Delta Q_d$  por barra. Assim, o valor de corte de potência ativa e reativa para cada barra  $i$  vem a ser o valor  $\gamma \Delta P_{d_i}$  e  $\gamma \Delta Q_{d_i}$ . O problema de minimização também é resolvido pelo Método dos Pontos Interiores.

AFFONSO et. al (2003) utilizaram o corte de carga como última alternativa para recuperar a margem de estabilidade de tensão depois que o re-despacho de potência ativa e reativa não conseguem elevar a margem de estabilidade que basicamente estabelece o quão longe o sistema se encontra do ponto de colapso de tensão.

E, como já mencionado, no Brasil, os estudos de planejamento da operação de Sistemas Elétricos de Potência envolvendo corte de carga para situações de emergência são normalmente realizadas pelas empresas concessionárias de energia de maneira manual. Ou seja, utilizando-se de ferramentas tradicionais de estudos de fluxos de potência e baseando-se na experiência dos analistas que realizam os estudos, retiram-se cargas num esquema de

tentativas até se obter o corte de carga ideal. Além desse mecanismo de atuação, existe um pacote computacional FLUPOT (SOTO, 2000), que realiza esse tipo de estudo utilizando um FPO para realização da minimização do custo de corte de carga. No entanto, o algoritmo não é seletivo nos cortes pois não é possível fixar limites máximos dos mesmos nas barras candidatas a serem limitadas. Neste caso, cargas importantes podem ser cortadas além de seu limite permitido.

### **1.3 Contribuições da Dissertação**

Muitas subestações alimentam, além de cargas residenciais e comerciais, hospitais ou cargas industriais muito importantes, cujo desabastecimento pode gerar prejuízos à população e às linhas de produção. Assim, parte das cargas em uma mesma barra podem ser cortadas enquanto que outras não. Essa questão não está atendida por nenhum trabalho na área.

Outra questão não atendida pelos trabalhos já publicados se refere ao diagnóstico de barras cujos níveis mínimos de tensão não podem ser atingidos. Ou seja, o desenvolvimento de uma ferramenta que apresente as barras cujas restrições de tensão não conseguem ser atendidas e que provocam a divergência do problema de otimização. Uma ferramenta dessas pode ajudar o operador a antever as áreas problemáticas em termos de tensão, orientar quanto aos cortes que devem ser realizados ou até mesmo, dependendo da importância da barra comprometida com níveis de tensão abaixo do especificado, reduzir o nível de tensão especificado a fim de evitar cortes de carga que seriam necessários para mantê-las nos limites.

O presente trabalho foi inspirado nas metodologias propostas por GRANVILLE, MELLO e MELO (1996), e BARBOZA e SALGADO (2001). O corte de carga é formulado como um problema de Fluxo de Potência Ótimo. A função objetivo do problema é a minimização do custo do corte de carga e as restrições são os limites operacionais do sistema elétrico. O problema foi resolvido pelo Método Primal-Dual de Pontos Interiores.

Algumas contribuições adicionais foram implementadas tais como:

- (i) barras podem ser separadas em áreas geo-elétricas;

- (ii) o corte de carga pode ser feito individualmente em barras ou áreas pré-selecionadas;
- (iii) cargas mais importantes podem ser preservadas podendo ser integralmente atendidas através de limites individuais de corte máximo por barra;
- (iv) o custo do corte pode ser fixado para cada barra ou área;
- (v) durante uma contingência, o corte de carga pode ser feito preferencialmente nas áreas próximas da contingência.

#### **1.4 Estrutura da Dissertação**

A dissertação está dividida em 5 capítulos.

O Capítulo II apresenta os principais métodos existentes para estudos de corte de carga e a formulação do Método de Pontos Interiores via abordagem Primal-Dual a um problema de otimização geral

No Capítulo III é apresentada a base teórica do FPO para estudos de corte de carga proposto pelo trabalho. Neste capítulo são apresentadas as variáveis de otimização, o critério de otimização, as restrições de igualdade e desigualdade, e a formulação geral do problema de otimização.

No Capítulo IV, apresentam-se os resultados das simulações aplicadas a um sistema de 291 barras.

E, finalmente, no Capítulo V são apresentadas conclusões e propostas para pesquisas futuras.

#### **1.5 Considerações Finais**

Existem diversas abordagens na literatura para o estudo de casos onde não é possível se obter um ponto de operação viável para o sistema de energia elétrica. Essa situação pode ocorrer devido a um carregamento progressivo a que o sistema seja submetido, ou em casos de contingências severas em sistemas altamente carregados.

Para se contornar essa questão, existem classes de metodologias, que obtêm soluções corretivas para problemas divergentes, que se baseiam na solução do fluxo de potência convencional via método de Newton-Raphson e outras classes de metodologias que são baseadas em fluxo de potência ótimo. O presente trabalho aborda a solução do problema de corte de carga via FPO.

Quando o problema do mínimo corte de carga é resolvido pelo FPO, o problema é formulado de modo a se calcular o mínimo corte de carga de modo a proporcionar uma solução para as equações que representam o sistema de potência. Esta abordagem possui a vantagem de não somente fornecer uma solução, como também de possibilitar que este ponto de operação seja operacional pela inclusão das restrições operativas.

## CAPÍTULO II

### Formulações para Minimização de Corte de Carga

#### 2.1 Introdução

O objetivo deste capítulo é apresentar as principais formulações de FPO existentes para minimização do corte de carga, assim como a formulação geral do Método de Pontos Interiores via abordagem Primal-Dual.

#### 2.2 O Método Proposto por GRANVILLE, MELLO e MELO (1996)

Este método foi implementado no programa FLUPOT do CEPEL e consiste na minimização da seguinte função objetivo de tal forma a corrigir violações operativas:

$$\min CC = \sum_{i \in I_c} \gamma_i \cdot Pd_i \cdot \theta_i \quad (2.1)$$

*s.a.*

$$(1 - \theta_i)Pd_i - P_i(\mathbf{u}) = 0 \quad (2.2)$$

$$(1 - \theta_i)Qd_i - Q_i(\mathbf{u}) = 0 \quad (2.3)$$

$$\mathbf{u}_{\min} \leq \mathbf{u} \leq \mathbf{u}^{\max} \quad (2.4)$$

onde

$I_c$  : conjunto de barras especificadas como candidatas a corte;

$\gamma_i$  : o custo de cada megawatt de carga cortada, especificado para a barra  $i$ ;

$Pd_i$  e  $Qd_i$  : demandas de potências ativa e reativa, respectivamente, na barra  $i$ ;

$P_i(\mathbf{u})$  e  $Q_i(\mathbf{u})$  : equações de balanço de potência ativa e reativa, respectivamente, na barra  $i$ ;

$\theta_i$  : fração da carga a ser cortada em cada barra  $i$ ;

$\mathbf{u}$  : vetor das variáveis de otimização do sistema elétrico  $\mathbf{u} = [\mathbf{Pg} \ \mathbf{Qg} \ \mathbf{V} \ \delta \ \mathbf{a}]^T$ ;

$\mathbf{Pg}$  : vetor das gerações de potência ativa;

$\mathbf{Qg}$  : vetor das gerações de potência reativa;

$\mathbf{V}$  : vetor das magnitudes das tensões em todas as barras do sistema elétrico;

$\delta$  : vetor dos ângulos de fase das tensões em todas as barras do sistema com exceção da barra de referência angular;

$\mathbf{a}$  : vetor dos *taps* dos transformadores com comutação sob carga.

As duas primeiras restrições (2.2) e (2.3) são as restrições de igualdade que representam as equações do balanço de potências ativa e reativa, respectivamente, na barra  $i$ .

A terceira restrição (2.4) representa os limites nas variáveis, ou seja, os limites operacionais do sistema elétrico.

O conjunto de barras candidatas a corte ( $I_c$ ) pode ser especificado como um subconjunto de barras ou todas as barras da rede.

O corte de carga  $\theta$  pode ser calculado para um conjunto especificado de barras ou para todas as barras da rede.

O custo do corte de carga  $\gamma_i$  pode ser diferenciado por barra ou para um subconjunto de barras, porém, não estão incluídos limites de cortes por barras ou por áreas do sistema nas restrições de desigualdade.

O sistema formado pelas equações 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4 é resolvido pelo Método de Pontos Interiores.

### 2.3 O Método Proposto por BARBOZA e SALGADO (2001)

A abordagem proposta em BARBOZA e SALGADO (2001) é chamada de “Mínimo Corte de Carga com Direção Especificada”.



A minimização dos cortes de carga é feita através da minimização de uma variável  $\gamma$  que multiplica as direções de minimização  $\Delta Pd$  e  $\Delta Qd$  por barra. Assim, o valor de corte de potência ativa e reativa para cada barra  $i$  vem a ser o valor  $\gamma \Delta Pd_i$  e  $\gamma \Delta Qd_i$ . O problema de minimização também é resolvido pelo Método dos Pontos Interiores.

$$\min CC = \gamma \quad (2.5)$$

s.a.

$$\mathbf{g}(\mathbf{u}, \gamma) = \mathbf{0} \quad (2.6)$$

$$\mathbf{h}^{\min} \leq \mathbf{h}(\mathbf{u}) \leq \mathbf{h}^{\max} \quad (2.7)$$

$$\mathbf{u}^{\min} \leq \mathbf{u} \leq \mathbf{u}^{\max} \quad (2.8)$$

onde

$\gamma$  : fator que parametriza as demandas de potência ativa e reativa;

$\mathbf{g}(\mathbf{u}, \gamma)$  : vetor das equações de balanço de potência ativa e reativa parametrizadas pelo fator  $\gamma$ ;

$\mathbf{h}(\mathbf{u})$  : vetor das variáveis funcionais com seus limites mínimos e máximos,  $\mathbf{h}^{\min}$  e  $\mathbf{h}^{\max}$  respectivamente;

$\mathbf{u}$  : vetor das variáveis do sistema elétrico com seus limites mínimos e máximos,  $\mathbf{u}^{\min}$  e  $\mathbf{u}^{\max}$ , respectivamente.

O vetor  $\mathbf{g}(\mathbf{u}, \gamma)$  das equações do balanço de potência ativa e reativa parametrizadas pelo fator  $\gamma$  para as barras de carga (barras PQ) assume a forma:

$$P_i(\mathbf{u}) = Pg_i - (Pd_i^0 - \gamma \cdot \Delta Pd_i) \quad i = 1, \dots, npq \quad (2.9)$$

$$Q_i(\mathbf{u}) = Qg_i - (Qd_i^0 - \gamma \cdot \Delta Qd_i) \quad i = 1, \dots, npq \quad (2.10)$$

onde

$P_i(\mathbf{u})$  e  $Q_i(\mathbf{u})$  : injeções de potências ativas e reativas, respectivamente;

$Pg_i$  e  $Qg_i$  : potências ativa e reativa geradas, respectivamente;

$Pd_i^0$  e  $Qd_i^0$  : valores iniciais das demandas de potência ativa e reativa, respectivamente;

$\Delta Pd_i$  e  $\Delta Qd_i$  : direções de variação das demandas de potência ativa e reativa, respectivamente;

$npq$  : número de barras de carga.

Os vetores  $\Delta \mathbf{Pd}$  e  $\Delta \mathbf{Qd}$  são fornecidos pelo usuário e definem a direção para o qual o processo de otimização irá buscar a melhor solução para a determinação de um ponto de operação viável para o sistema elétrico.

Para barras de geração (barras PV), a direção de variação das demandas de potência ativa e reativa é zero. Portanto, estas variáveis são modeladas como:

$$P_i(\mathbf{u}) = Pg_i(\mathbf{u}) - Pd_i^0 \quad i = 1, \dots, npv \quad (2.11)$$

$$Q(\mathbf{u})_i = Qg_i(\mathbf{u}) + Qd_i^0 \quad i = 1, \dots, npv \quad (2.12)$$

Uma característica importante desta metodologia é a possibilidade de se atender integralmente a potência de um determinado grupo de barras. Neste caso, basta que as taxas de decréscimo de demanda ( $\Delta \mathbf{Pd}_i$  e  $\Delta \mathbf{Qd}_i$ ) nestas barras sejam iguais a zero.

## 2.4 O Método de Pontos Interiores

O grande impulso na aplicação dos Métodos de Pontos Interiores teve início na década de oitenta. Desde então, muitos trabalhos vêm surgindo, sedimentando cada vez mais a aplicação destes métodos para resolver problemas de otimização em Sistemas Elétricos de Potência.

Os métodos de Pontos Interiores se baseiam em transformar as restrições de desigualdade de um problema de otimização em restrições de igualdade por meio da introdução de variáveis de folga não-negativas. Estas, por sua vez, são justapostas à função objetivo através da introdução da função barreira logarítmica. A função Lagrangeana é então montada para o problema modificado, considerando-se tanto as restrições de igualdade originais quanto as restrições de desigualdade modificadas. As condições necessárias de optimalidade de primeira ordem ou condições de Karush Kuhn Tucker (KKT) são derivadas com base nessa função Lagrangeana e o algoritmo de otimização busca obter o ponto solução destas condições.

Assim, pelo reconhecido bom desempenho deste tipo de método e pelo fato das formulações de FPO apresentadas nesse trabalho serem resolvidas por ele, a seguir, é

descrito a formulação do Método de Pontos Interiores via Primal-Dual a um problema de otimização genérico.

## 2.5 O Problema de FPO

O problema de Fluxo de Potência Ótimo pode ser representado de forma genérica como:

$$\mathbf{min} \quad f(\mathbf{u}) \quad (2.13)$$

s. a

$$\mathbf{g}(\mathbf{u}) = \mathbf{0} \quad (2.14)$$

$$\mathbf{h}^{\min} \leq \mathbf{h}(\mathbf{u}) \leq \mathbf{h}^{\max} \quad (2.15)$$

onde

**u**: vetor de variáveis de otimização composto pela geração de potência ativa e reativa, tensões nas barras, *taps* de transformadores e outros.

**f(u)**: função objetivo a ser otimizada;

**g(u)**: vetor de restrições de igualdade que representam as equações de balanço de potência ativa e reativa descritas;

**h(u)**: vetor de restrições de desigualdade, composto pelos limites físicos e operacionais.

Para utilizar os métodos de Pontos Interiores aplicam-se ao problema (2.13)-(2.15) os procedimentos descritos anteriormente.

a) Transformação das restrições de desigualdade em restrições de igualdade pela introdução de variáveis de folga.

As restrições passam a ser representadas da seguinte maneira:

$$\mathbf{h}(\mathbf{u}) - \mathbf{h}^{\min} - \mathbf{s}^{\min} = \mathbf{0} \quad (2.16)$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{u}) - \mathbf{h}^{\max} + \mathbf{s}^{\max} = \mathbf{0} \quad (2.17)$$

Sendo que  $\mathbf{s}^{\min}$  e  $\mathbf{s}^{\max}$  são vetores de variáveis de folga estritamente positivas.

b) A fim de se representar as restrições de não negatividade das variáveis de folga, o problema é modificado com a introdução da função barreira logarítmica na sua função

objetivo. A função barreira penaliza as estimativas de solução que se encontram próximas aos limites das desigualdades, ou ainda, associadas às variáveis de folga próximas de zero.

O problema modificado passa a ser assim representado:

$$\min \mathbf{f}(\mathbf{u}) - \mu \sum_i^{ndes} [\ln(s_i^{\min}) + \ln(s_i^{\max})] \quad (2.18)$$

sujeito a

$$\mathbf{g}(\mathbf{u}) = \mathbf{0} \quad (2.19)$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{u}) - \mathbf{h}^{\min} - \mathbf{s}^{\min} = \mathbf{0} \quad (2.20)$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{u}) - \mathbf{h}^{\max} + \mathbf{s}^{\max} = \mathbf{0} \quad (2.21)$$

onde

$ndes$ : número de restrições de desigualdade

$\mu$ : parâmetro barreira ( $\mu \geq 0$ ).

1.1.1 A função Lagrangeana associada a este problema é:

$$\begin{aligned} L(\mathbf{u}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\pi}^{\min}, \boldsymbol{\pi}^{\max}, \mathbf{s}^{\min}, \mathbf{s}^{\max}) = & f(\mathbf{u}) - \mu \sum_i^{ndes} [\ln(s_i^{\min}) + \ln(s_i^{\max})] + \boldsymbol{\lambda}^T \cdot \mathbf{g}(\mathbf{u}) + \\ & + (\boldsymbol{\pi}^{\min})^T [\mathbf{h}(\mathbf{u}) - \mathbf{h}^{\min} - \mathbf{s}^{\min}] + (\boldsymbol{\pi}^{\max})^T [\mathbf{h}(\mathbf{u}) - \mathbf{h}^{\max} + \mathbf{s}^{\max}] \end{aligned} \quad (2.22)$$

onde

$\boldsymbol{\lambda}$ : vetor de dimensão ( $nig \times 1$ ) composto pelos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade;

$\boldsymbol{\pi}^{\min}$ : vetor de dimensão ( $ndes \times 1$ ) composto pelos multiplicadores de Lagrange associados aos limites mínimos;

$\boldsymbol{\pi}^{\max}$ : vetor de dimensão ( $ndes \times 1$ ) composto pelos multiplicadores de Lagrange associados aos limites máximos;

$nig$ : número de restrições de igualdade.

O novo problema de otimização passa a ser:

$$\min L(\mathbf{u}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\pi}^{\min}, \boldsymbol{\pi}^{\max}, \mathbf{s}^{\min}, \mathbf{s}^{\max}) \quad (2.23)$$

sujeito a

$$\mathbf{s}^{\min} > \mathbf{0}, \mathbf{s}^{\max} > \mathbf{0} \quad (2.24)$$

$$\boldsymbol{\pi}^{\max} \geq \mathbf{0}, \boldsymbol{\pi}^{\min} \leq \mathbf{0} \quad (2.25)$$

sendo as restrições (2.24) e (2.25) impostas para que a equivalência com o problema (2.13)-(2.15) seja mantida.

## 2.6 Condições de Otimalidade

Um ponto  $\mathbf{z} = [\mathbf{u}^T \ \boldsymbol{\lambda}^T \ (\boldsymbol{\pi}^{\min})^T \ (\boldsymbol{\pi}^{\max})^T \ (\mathbf{s}^{\min})^T \ (\mathbf{s}^{\max})^T ]$  é solução do problema (2.23)-(2.25) somente se (LUENBERGER,1988):

a) Satisfaz as condições necessárias de otimalidade de primeira ordem, ou condições de KKT (para que as expressões matemáticas presentes nas condições de KKT e nos algoritmos descritos sejam compactas, neste capítulo, foi usado o operador  $\nabla$  para representar derivadas parciais de funções) :

$$\nabla_{\mathbf{u}} L(\mathbf{z}) = \mathbf{0} \quad \Rightarrow \quad \nabla_{\mathbf{u}} f(\mathbf{u}) + [\nabla_{\mathbf{u}} \mathbf{g}(\mathbf{u})]^T \cdot \boldsymbol{\lambda} + [\nabla_{\mathbf{u}} \mathbf{h}(\mathbf{u})]^T \cdot (\boldsymbol{\pi}^{\min} + \boldsymbol{\pi}^{\max}) = \mathbf{0} \quad (2.26)$$

$$\nabla_{\boldsymbol{\lambda}} L(\mathbf{z}) = \mathbf{0} \quad \Rightarrow \quad \mathbf{g}(\mathbf{u}) = \mathbf{0} \quad (2.27)$$

$$\nabla_{\boldsymbol{\pi}^{\min}} L(\mathbf{z}) = \mathbf{0} \quad \Rightarrow \quad \mathbf{h}(\mathbf{u}) - \mathbf{h}^{\min} - \mathbf{s}^{\min} = \mathbf{0} \quad (2.28)$$

$$\nabla_{\boldsymbol{\pi}^{\max}} L(\mathbf{z}) = \mathbf{0} \quad \Rightarrow \quad \mathbf{h}(\mathbf{u}) - \mathbf{h}^{\max} + \mathbf{s}^{\max} = \mathbf{0} \quad (2.29)$$

$$\nabla_{\mathbf{s}^{\min}} L(\mathbf{z}) = \mathbf{0} \quad \Rightarrow \quad -\boldsymbol{\mu} \cdot \mathbf{e} - \mathbf{S}^{\min} \cdot \boldsymbol{\pi}^{\min} = \mathbf{0} \quad (2.30)$$

$$\nabla_{\mathbf{s}^{\max}} L(\mathbf{z}) = \mathbf{0} \quad \Rightarrow \quad -\boldsymbol{\mu} \cdot \mathbf{e} + \mathbf{S}^{\max} \cdot \boldsymbol{\pi}^{\max} = \mathbf{0} \quad (2.31)$$

$$\mathbf{s}^{\min} > \mathbf{0} \quad , \mathbf{s}^{\max} > \mathbf{0} \quad (2.32)$$

$$\boldsymbol{\pi}^{\min} \leq \mathbf{0} \quad , \boldsymbol{\pi}^{\max} \geq \mathbf{0} \quad (2.33)$$

sendo

$\mathbf{e} = [1 \ 1 \ 1 \ \dots \ 1]^T$ , com dimensão  $(ndes \times 1)$ ;

$\mathbf{S}^{\min}$  e  $\mathbf{S}^{\max}$  : matrizes diagonais compostas pelos elementos de  $\mathbf{s}^{\min}$  e  $\mathbf{s}^{\max}$ , respectivamente.

b) Hessiana do Lagrangeano  $L'$

$$L'(\mathbf{u}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\pi}^{\min}, \boldsymbol{\pi}^{\max}) = f(\mathbf{u}) + \boldsymbol{\lambda}^T \cdot \mathbf{g}(\mathbf{u}) + \boldsymbol{\pi}_A^T \cdot \mathbf{h}_A(\mathbf{u}) \quad (2.34)$$

onde  $\mathbf{h}_A(\mathbf{u})$  é o vetor das restrições de desigualdades ativas e  $\boldsymbol{\pi}_A^T$  é o vetor formado pelos multiplicadores de Lagrange associados a essas restrições, é definida positiva no espaço

nulo do Jacobiano formado pelas restrições de igualdade e restrições de desigualdades ativas associadas a multiplicadores de Lagrange estritamente positivos.

O Método de Pontos Interiores se concentra em obter um ponto estacionário, isto é, que satisfaça as condições necessárias de otimalidade do item (a). Para se garantir que o ponto obtido seja um mínimo global de (2.13)-(2.15) as condições suficientes do item (b) devem ser testadas após a convergência do método.

No procedimento usado e na prática usual, entretanto, considera-se como ótimo o ponto solução das condições de KKT (BARBOZZA, 1997).

## 2.7 Algoritmo Primal Dual de Pontos Interiores

Após a transformação das restrições de desigualdade em igualdades, por meio da introdução de variáveis de folga e adição da função barreira logarítmica à função objetivo como forma de garantir a não negatividade dessas variáveis, os passos seguintes consistem em se obter os pontos estacionários da função Lagrangeana, utilizando-se o Método de Newton, e estabelecer critérios para atualização do parâmetro barreira, para inicialização das variáveis e teste de convergência.

### 2.7.1 Obtenção dos Pontos Estacionários

O primeiro passo na obtenção dos pontos que satisfazem a função Lagrangeana consiste em se fazer uma estimativa desta solução pela linearização das equações (2.26)-(2.31) utilizando-se o Método de Newton. Os incrementos obtidos em cada iteração deste método não podem ser usados diretamente no vetor  $\mathbf{z}$ , pois os mesmos podem violar as restrições de desigualdade. Assim, esses incrementos devem ser testados e, se necessário, modificados a fim de sempre se manter o vetor  $\mathbf{z}$  dentro da região de factibilidade do problema.

As etapas que devem ser seguidas a fim de se obter os pontos estacionários são as seguintes:

#### a) Inicialização das Variáveis

A fim de se começar o processo de otimização, é necessário a obtenção de uma estimativa inicial para as variáveis do problema. A escolha é feita de tal modo que as variáveis sejam estritamente internas aos limites impostos pelas restrições de desigualdade do problema. Para tanto, as variáveis  $\mathbf{u}$  são inicializadas pela metade da soma de seus

valores máximos e mínimos; posteriormente, as variáveis de folga são calculadas a partir das equações (2.28) e (2.29) e, arbitrando um valor inicial para o parâmetro barreira  $\mu$ , os multiplicadores de Lagrange associados às restrições de desigualdade são calculados a partir de (2.30) e (2.31). Para os multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade estimam-se valores quaisquer, como por exemplo, o vetor unitário.

#### b) Método de Newton

O sistema de equações (2.26) a (2.31) pode ser representado de forma compacta como:

$$\boldsymbol{\rho}(\mathbf{z}) = \mathbf{0} \quad (2.35)$$

Tomando uma aproximação linear do sistema (2.35) no ponto  $\mathbf{z}^\bullet$  tem-se:

$$\boldsymbol{\rho}(\mathbf{z}^\bullet + \Delta\mathbf{z}) \approx \boldsymbol{\rho}(\mathbf{z}^\bullet) + \nabla_{\mathbf{z}}\boldsymbol{\rho}(\mathbf{z}) \Big|_{\mathbf{z}^\bullet} \Delta\mathbf{z} \quad (2.36)$$

como  $\Delta\mathbf{z}$  deve ser tal que  $\boldsymbol{\rho}(\mathbf{z}^\bullet + \Delta\mathbf{z}) = \mathbf{0}$ , da expressão anterior tem-se que:

$$\nabla_{\mathbf{z}}\boldsymbol{\rho}(\mathbf{z}) \Big|_{\mathbf{z}^\bullet} \Delta\mathbf{z} = -\boldsymbol{\rho}(\mathbf{z}^\bullet) \quad (2.37)$$

Em termos das variáveis do problema,  $\mathbf{u}$ ,  $\boldsymbol{\lambda}$ ,  $\boldsymbol{\pi}^{\min}$ ,  $\boldsymbol{\pi}^{\max}$ ,  $\mathbf{s}^{\min}$ ,  $\mathbf{s}^{\max}$ , a equação (2.37) pode ser escrita como:

$$\mathbf{W} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\mathbf{u} \\ \Delta\boldsymbol{\lambda} \\ \Delta\boldsymbol{\pi}^{\min} \\ \Delta\boldsymbol{\pi}^{\max} \\ \Delta\mathbf{s}^{\min} \\ \Delta\mathbf{s}^{\max} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_{\mathbf{u}}f(\mathbf{u}) + [\nabla_{\mathbf{u}}\mathbf{g}(\mathbf{u})]^T \cdot \boldsymbol{\lambda} + [\nabla_{\mathbf{u}}\mathbf{h}(\mathbf{u})]^T \cdot (\boldsymbol{\pi}^{\min} + \boldsymbol{\pi}^{\max}) \\ \mathbf{g}(\mathbf{u}) \\ \mathbf{h}(\mathbf{u}) - \mathbf{h}^{\min} - \mathbf{s}^{\min} \\ \mathbf{h}(\mathbf{u}) - \mathbf{h}^{\max} + \mathbf{s}^{\max} \\ -\mu \cdot \mathbf{e} - \mathbf{S}^{\min} \cdot \boldsymbol{\pi}^{\min} \\ -\mu \cdot \mathbf{e} + \mathbf{S}^{\max} \cdot \boldsymbol{\pi}^{\max} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_{\mathbf{u}}L \\ \nabla_{\boldsymbol{\lambda}}L \\ \nabla_{\boldsymbol{\pi}^{\min}}L \\ \nabla_{\boldsymbol{\pi}^{\max}}L \\ \nabla_{\mathbf{s}^{\min}}L \\ \nabla_{\mathbf{s}^{\max}}L \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

onde  $\mathbf{W}$  é a matriz Hessiana de dimensão  $(nz \times nz)$ , sendo que  $nz$  é o número total de variáveis em  $\mathbf{z}$ , cuja expressão é:

$$\mathbf{W} = \begin{bmatrix} L_{\mathbf{u}\mathbf{u}} & L_{\mathbf{u}\boldsymbol{\lambda}} & L_{\mathbf{u}\boldsymbol{\pi}^{\min}} & L_{\mathbf{u}\boldsymbol{\pi}^{\max}} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ [L_{\mathbf{u}\boldsymbol{\lambda}}]^T & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ [L_{\mathbf{u}\boldsymbol{\pi}^{\min}}]^T & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & -\mathbf{I} & \mathbf{0} \\ [L_{\mathbf{u}\boldsymbol{\pi}^{\max}}]^T & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{I} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & -\mathbf{S}^{\min} & \mathbf{0} & -\boldsymbol{\Pi}^{\min} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{S}^{\max} & \mathbf{0} & \boldsymbol{\Pi}^{\max} \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

com:

$$L_{\mathbf{u}\mathbf{u}} = \nabla_{\mathbf{u}\mathbf{u}}^2 L = \nabla_{\mathbf{u}\mathbf{u}}^2 f(\mathbf{u}) + \sum_{i=1}^{nig} \lambda_i \cdot \nabla_{\mathbf{u}\mathbf{u}}^2 g_i(\mathbf{u}) + \sum_{j=1}^{ndes} (\boldsymbol{\pi}_j^{\max} + \boldsymbol{\pi}_j^{\min}) \cdot \nabla_{\mathbf{u}\mathbf{u}}^2 h_j(\mathbf{u}) \quad (2.40)$$

$$L_{\mathbf{u}\boldsymbol{\lambda}} = [L_{\boldsymbol{\lambda}\mathbf{u}}]^T = \nabla_{\boldsymbol{\lambda}\mathbf{u}}^2 L = [\nabla_{\mathbf{u}} \mathbf{g}(\mathbf{u})]^T \quad (2.41)$$

$$L_{\mathbf{u}\boldsymbol{\pi}^{\min}} = [L_{\boldsymbol{\pi}^{\min}\mathbf{u}}]^T = \nabla_{\boldsymbol{\pi}^{\min}\mathbf{u}}^2 L = [\nabla_{\mathbf{u}} \mathbf{h}(\mathbf{u})]^T \quad (2.42)$$

$$L_{\mathbf{u}\boldsymbol{\pi}^{\max}} = [L_{\boldsymbol{\pi}^{\max}\mathbf{u}}]^T = \nabla_{\boldsymbol{\pi}^{\max}\mathbf{u}}^2 L = [\nabla_{\mathbf{u}} \mathbf{h}(\mathbf{u})]^T \quad (2.43)$$

$$L_{\mathbf{s}^{\min}\boldsymbol{\pi}^{\min}} = \nabla_{\mathbf{s}^{\min}\boldsymbol{\pi}^{\min}}^2 L = -\mathbf{S}^{\min} \quad (2.44)$$

$$L_{\mathbf{s}^{\max}\boldsymbol{\pi}^{\max}} = \nabla_{\mathbf{s}^{\max}\boldsymbol{\pi}^{\max}}^2 L = \mathbf{S}^{\max} \quad (2.45)$$

$$L_{\mathbf{s}^{\min}\mathbf{s}^{\min}} = \nabla_{\mathbf{s}^{\min}\mathbf{s}^{\min}}^2 L = -\boldsymbol{\Pi}^{\min} \quad (2.46)$$

$$L_{\mathbf{s}^{\max}\mathbf{s}^{\max}} = \nabla_{\mathbf{s}^{\max}\mathbf{s}^{\max}}^2 L = \boldsymbol{\Pi}^{\max} \quad (2.47)$$

sendo

$\boldsymbol{\Pi}^{\min}$  : matriz diagonal composta pelos elementos de  $\boldsymbol{\pi}^{\min}$

$\boldsymbol{\Pi}^{\max}$  : matriz diagonal composta pelos elementos de  $\boldsymbol{\pi}^{\max}$

$\mathbf{I}$  : matriz identidade

### c) Atualização das Variáveis Primais e Duais

A determinação do ponto ótimo se faz através de um processo iterativo. A cada iteração, o sistema linear representado em (2.38) é resolvido, e, logo após, é determinado o comprimento do passo nos espaços primal ( $\alpha_p$ ) e dual ( $\alpha_d$ ), de modo que:

- as variáveis de folga sejam todas positivas;
- os multiplicadores de Lagrange sejam tais que:  $\boldsymbol{\pi}^{\min} \leq \mathbf{0}$ ,  $\boldsymbol{\pi}^{\max} \geq \mathbf{0}$ .

Desta forma,  $\alpha_p$  e  $\alpha_d$  são expressos como:



$$\alpha_p = \min\left[\min_{\Delta s_i^{max} < 0} \frac{-s_i^{max}}{\Delta s_i^{max}}, \min_{\Delta s_i^{min} < 0} \frac{-s_i^{min}}{\Delta s_i^{min}}, 1\right] \quad (2.48)$$

$$\alpha_d = \min\left[\min_{\Delta \pi_i^{max} < 0} \frac{-\pi_i^{max}}{\Delta \pi_i^{max}}, \min_{\Delta \pi_i^{min} > 0} \frac{+\pi_i^{min}}{\Delta \pi_i^{min}}, 1\right] \quad (2.49)$$

Após o cálculo dos passos primal e dual, a nova aproximação para a solução ótima pode ser obtida pela seguinte atualização:

$$\mathbf{u} = \mathbf{u} + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta \mathbf{u} \quad (2.50)$$

$$\mathbf{s}^{\min} = \mathbf{s}^{\min} + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta \mathbf{s}^{\min} \quad (2.51)$$

$$\mathbf{s}^{\max} = \mathbf{s}^{\max} + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta \mathbf{s}^{\max} \quad (2.52)$$

$$\boldsymbol{\lambda} = \boldsymbol{\lambda} + \sigma \cdot \alpha_d \cdot \Delta \boldsymbol{\lambda} \quad (2.53)$$

$$\boldsymbol{\pi}^{\max} = \boldsymbol{\pi}^{\max} + \sigma \cdot \alpha_d \cdot \Delta \boldsymbol{\pi}^{\max} \quad (2.54)$$

$$\boldsymbol{\pi}^{\min} = \boldsymbol{\pi}^{\min} + \sigma \cdot \alpha_d \cdot \Delta \boldsymbol{\pi}^{\min} \quad (2.55)$$

onde  $\sigma$  é uma constante que tem por finalidade garantir a interioridade da nova estimativa de solução, sendo fixada em 0,9995.

#### d) Atualização do Parâmetro Barreira

O último passo dentro de cada iteração é recalcular o valor do parâmetro barreira  $\mu$ . Com os valores de  $\boldsymbol{\pi}^{\min}$ ,  $\boldsymbol{\pi}^{\max}$ ,  $\mathbf{s}^{\min}$ ,  $\mathbf{s}^{\max}$ , o cálculo do parâmetro  $\mu$  é baseado no decréscimo do *gap* de dualidade:

$$\mu = \frac{(\mathbf{s}^{\max})^T \cdot \boldsymbol{\pi}^{\max} - (\mathbf{s}^{\min})^T \cdot \boldsymbol{\pi}^{\min}}{2 \cdot n \cdot \beta} \quad (2.56)$$

onde

$n$ : número total de variáveis primais e duais

$\beta$ : fator de aceleração ( $\geq 1$ ).

### e) Critérios de Convergência

A solução do problema é encontrada quando as equações que representam as condições de otimalidade (2.26) a (2.31) são satisfeitas e o gap de dualidade ou parâmetro de barreira é nulo. Portanto, os critérios de convergência são:

$$\mu \leq \varepsilon_\mu \quad (2.57)$$

$$\max \|\nabla L\|_\infty \leq \varepsilon_L \quad (2.58)$$

onde

$\|\nabla L\|_\infty$ : representa a norma infinita do gradiente da função Lagrangeana

$\varepsilon_L$  e  $\varepsilon_\mu$ : tolerâncias para o teste de convergência do método iterativo.

### 2.7.2 Algoritmo de Solução do Problema

A seguir é descrito o algoritmo para a solução do problema de otimização via Método Primal-Dual de Pontos Interiores:

**Passo 0**: Inicializar as variáveis.

**Passo 1**: Calcular o gradiente da função Lagrangeana através das equações (2.26)-(2.31).

**Passo 2**: Testar critérios de convergência:

- Caso os critérios estejam satisfeitos, FIM. A solução ótima foi encontrada.
- Caso contrário, prosseguir ao **Passo 3**.

**Passo 3**: Resolver a equação matricial (2.38).

**Passo 4**: Determinar o comprimento dos passos nos espaço primal e dual,  $\alpha_p$  e  $\alpha_d$ , usando as equações (2.48) e (2.49).

**Passo 5**: Atualizar todas as variáveis de acordo com equações (2.50) a (2.55).

**Passo 6**: Atualizar o parâmetro barreira  $\mu$  de acordo com (2.56) e retornar ao **Passo 1**.

## 2.8 Comentários Finais

Este capítulo descreveu a formulação das principais metodologias para minimização dos cortes de carga e a formulação do Método de Pontos Interiores para um problema de otimização genérico, pelo método Primal-Dual. Essa formulação será implementada para resolução do problema de Fluxo de Potência Ótimo para Minimização do Corte de Carga.

## CAPÍTULO III

### Formulação Matemática do FPO

#### 3.1 Introdução

O objetivo deste capítulo é formular matematicamente o problema de Fluxo de Potência Ótimo com os seguintes objetivos: (i) pré-diagnóstico de FPO divergente através da verificação de quais barras provocam a não convergência devido a limites mínimos não atingidos; e, (ii) minimização de corte de carga para casos de FPO divergentes onde as medidas corretivas usuais já foram implementadas sem êxito.

Basicamente, quando se tem geração de potência suficiente, os fatores que levam à divergência de um FPO são as impossibilidades de se atender níveis mínimos de tensão nas barras e níveis máximos de carregamento nas linhas de transmissão e transformadores.

Para condições de emergências onde as medidas corretivas usuais já foram implementadas sem que se consiga aliviar os carregamentos nas linhas e subtensões nas barras problemáticas, propõe-se fazer um pré-diagnóstico das causas de divergência referentes aos limites de tensão, antes de se executar o alívio de carga propriamente dito. Assim, a primeira função objetivo proposta nesse trabalho, permite a obtenção de quais são os limites mínimos de tensão violados.

Em seguida, com a informação de quais barras são problemáticas, pode-se utilizar essa informação na seleção das áreas prioritárias cuja carga deve participar do processo de corte de carga, restringindo, assim, o universo de busca e o esforço computacional.

A formulação matemática utilizada nesse trabalho para a representação complexa das tensões nas barras é a forma retangular. Assim, antes de proceder à descrição dos FPO propostos, primeiramente será apresentada a modelagem das equações de balanço de potência ativa e reativa e do ângulo de referência para esta representação retangular.

### 3.2 Representação das Equações de Balanço de Potência Ativa e Reativa na Forma Retangular (FERNANDES, 2004)

As equações de balanço de potência ativa e reativa são modeladas utilizando-se a representação retangular dos fasores de tensão:

$$\dot{V}_i = e_i + j \cdot f_i \quad i = 1, \dots, nb \quad (3.1)$$

onde

$e_i$  : parte real da tensão  $\dot{V}_i$ ;

$f_i$  : parte imaginária da tensão  $\dot{V}_i$ .

Considerando que

$$\mathbf{P} = \mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} = \text{real}[\text{diag}(\dot{\mathbf{V}}) \cdot (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*] \quad (3.2)$$

$$\mathbf{Q} = \mathbf{Qg} - \mathbf{Qd} = \text{imag}[\text{diag}(\dot{\mathbf{V}}) \cdot (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*] \quad (3.3)$$

onde

$\dot{\mathbf{V}}$  : vetor de tensões com dimensão  $(nb \times 1)$ ;

$\dot{\mathbf{Y}}$  : matriz de admitância de barra com dimensão  $(nb \times nb)$

$\mathbf{P}$ : vetor de dimensão  $(nb \times 1)$  contendo as injeções de potência ativa;

$\mathbf{Q}$ : vetor de dimensão  $(nb \times 1)$  contendo as injeções de potência reativa;

$\mathbf{Pg}$ : vetor de gerações de potência ativa com dimensão  $[nb \times 1]$ ;

$\mathbf{Pd}$ : vetor de cargas ativas com dimensão  $[nb \times 1]$ ;

$\mathbf{Qg}$ : vetor de gerações de potência reativa com dimensão  $[nb \times 1]$ ;

$\mathbf{Qd}$ : vetor de cargas reativas  $[nb \times 1]$ .

Substituindo-se nas equações (3.2) e (3.3) a representação na forma retangular da expressão (3.1), obtém-se:

$$\mathbf{P} = \text{diag}(\mathbf{e}) [\mathbf{G} \cdot \mathbf{e} - \mathbf{B} \cdot \mathbf{f}] + \text{diag}(\mathbf{f}) \cdot [\mathbf{B} \cdot \mathbf{e} + \mathbf{G} \cdot \mathbf{f}] \quad (3.4)$$

$$\mathbf{Q} = \text{diag}(\mathbf{f}) [\mathbf{G} \cdot \mathbf{e} - \mathbf{B} \cdot \mathbf{f}] - \text{diag}(\mathbf{e}) \cdot [\mathbf{B} \cdot \mathbf{e} + \mathbf{G} \cdot \mathbf{f}] \quad (3.5)$$

onde

$\mathbf{e} = \begin{bmatrix} e_1 \\ \vdots \\ e_{nb} \end{bmatrix}$  : vetor de dimensão  $(nb \times 1)$  contendo a parte real da tensão;

$\mathbf{f} = \begin{bmatrix} f_1 \\ \vdots \\ f_{nb} \end{bmatrix}$  : vetor de dimensão  $(nb \times 1)$  contendo a parte imaginária da tensão;

$\mathbf{G}$ : parte real de  $\dot{\mathbf{Y}}$ , ou seja, matriz de condutância de barra com dimensão  $(nb \times nb)$ ;

$\mathbf{B}$ : parte imaginária de  $\dot{\mathbf{Y}}$ , ou seja, matriz de susceptância de barra com dimensão  $(nb \times nb)$ ;

As equações (3.4) e (3.5) podem ser expressas, de forma compacta, em função de um vetor  $\mathbf{x}$ , cujos elementos são as componentes real e imaginária das tensões de barra:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} e_1 \\ \vdots \\ e_{nb} \\ f_1 \\ \vdots \\ f_{nb} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

O vetor  $\mathbf{x}$  possui dimensão  $[2nb \times 1]$ .

Para a obtenção dos vetores  $\mathbf{e}$  e  $\mathbf{f}$  a partir de  $\mathbf{x}$  utilizam-se as seguintes matrizes:

$$\mathbf{\Gamma}_e = \begin{bmatrix} \mathbf{\Gamma} & \mathbf{N} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

e

$$\mathbf{\Gamma}_f = \begin{bmatrix} \mathbf{N} & \mathbf{\Gamma} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

sendo

$$\mathbf{\Gamma} = \begin{bmatrix} 1 & & & \\ & 1 & & \\ & & \ddots & \\ & & & 1 \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

ou seja,

$\mathbf{\Gamma}$ : matriz identidade de dimensão  $(nb \times nb)$ ;

$\mathbf{N}$  : matriz nula de dimensão ( $nb \times nb$ );

$\Gamma_e$  : matriz composta pela justaposição da matriz  $\Gamma$  e da matriz  $\mathbf{N}$  de modo que o vetor formado pelas partes reais das tensões das barras,  $\mathbf{e}$ , possa ser escrito por:

$$\mathbf{e} = \Gamma_e \cdot \mathbf{x} \quad (3.10)$$

$\Gamma_f$  : matriz composta pela justaposição da matriz  $\Gamma$  e da matriz de  $\mathbf{N}$  de modo que o vetor formado pelas partes imaginárias das tensões das barras,  $\mathbf{f}$ , possa ser escrito por:

$$\mathbf{f} = \Gamma_f \cdot \mathbf{x} \quad (3.11)$$

Utilizando-se as matrizes descritas anteriormente, podem-se representar as equações (3.2) e (3.3) em função das variáveis  $\mathbf{Pg}$ ,  $\mathbf{Qg}$ ,  $\mathbf{Pd}$ ,  $\mathbf{Qd}$  e  $\mathbf{x}$ :

(i) Equações de balanço de potência ativa:

$$\mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} = \{ \text{diag}(\Gamma_e \cdot \mathbf{x}) [ \mathbf{G} \quad -\mathbf{B} ] + \text{diag}(\Gamma_f \cdot \mathbf{x}) [ \mathbf{B} \quad \mathbf{G} ] \} \cdot \mathbf{x} \quad (3.12)$$

(ii) Equações de balanço de potência reativa:

$$\mathbf{Qg} - \mathbf{Qd} = \{ \text{diag}(\Gamma_f \cdot \mathbf{x}) [ \mathbf{G} \quad -\mathbf{B} ] - \text{diag}(\Gamma_e \cdot \mathbf{x}) [ \mathbf{B} \quad \mathbf{G} ] \} \cdot \mathbf{x} \quad (3.13)$$

As equações (3.2) e (3.3) são equivalentes às equações (3.12) e (3.13), as quais podem ser representadas simplesmente como:

$$\mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} = \mathbf{P}(\mathbf{x}) \quad (3.14)$$

$$\mathbf{Qg} - \mathbf{Qd} = \mathbf{Q}(\mathbf{x}) \quad (3.15)$$

### 3.3 Representação do Ângulo de Referência na Forma Retangular (FERNANDES, 2004)

Uma barra é escolhida para ser referência angular com ângulo de fase igual a zero. Como a representação escolhida para o fasor tensão é a retangular, esta referência implica que a parte imaginária do valor de tensão na forma retangular é igual a zero.

$$f_{ref} = 0 \quad (3.16)$$

Para se representar a equação (3.16) na forma vetorial, define-se o vetor  $\mathbf{d}$  do seguinte modo:

$$\mathbf{d}^T = [ 0 \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad 0 \quad \dots \quad 1 \quad \dots \quad \dots \quad 0 ] \quad (3.17)$$

onde

$\mathbf{d}$ : vetor de dimensão  $[2nb \times 1]$ , com os  $nb$  primeiros elementos nulos e os subsequentes também nulos, com exceção da posição correspondente à barra de referência que assume valor unitário.

Deste modo,

$$\mathbf{d}^T \cdot \mathbf{x} = 0 \quad (3.18)$$

### 3.4 Formulação do FPO para Identificação de Limites Mínimos de Tensões Violados

#### 3.4.1 Critério de Otimização

Antes do corte de carga ser processado, pode-se primeiramente, obter quais os limites mínimos de tensão que impedem a convergência do FPO. Para tanto, faz-se uma parametrização das restrições de tensão obtendo-se novos limites mínimos que possibilitem a solução do mesmo. Essa função objetivo é modelada a partir da penalização quadrática do vetor  $\boldsymbol{\varphi}$  que possibilita a alteração dos limites mínimos nas barras ( $\mathbf{Vmin}$ ):

$$\min \mathbf{U} \mathbf{I} (\boldsymbol{\varphi} - \mathbf{U})^2 \quad (3.19)$$

$$\text{s. a} \quad 0 \leq \varphi_i \leq 1 \quad i = 1, \dots, nb \quad (3.20)$$

$$\varphi_i \cdot v\mathbf{min}_i \leq \dot{V}_i \leq v\mathbf{max}_i \quad i = 1, \dots, nb \quad (3.21)$$

onde

$\mathbf{U}$  é um vetor unitário de dimensão  $(nb \times 1)$ ;

$\boldsymbol{\varphi}$  é um vetor de otimização que limita os valores de tensão mínimos nas barras selecionadas pela matriz  $\mathbf{U}$ , que é uma matriz diagonal de dimensão  $(nb \times nb)$  com valores unitários nas posições referentes às barras que se deseja restringir os valores de tensão, sendo os demais elementos nulos.

$\dot{V}_i$ : magnitude tensão na barra  $i$ ;

$v\mathbf{min}_i$ : limite mínimo de tensão na barra  $i$ ;

$v\mathbf{max}_i$ : limite máximo de tensão na barra  $i$ .



Cada componente do vetor  $\phi$  está restrito aos valores de 1 a 0, ou seja, o valor máximo 1 (valor ideal) implica em não alteração dos limites de tensão e o valor mínimo 0 implica em uma restrição de não negatividade aos valores de  $\phi$ .

Para as posições  $j$  do vetor  $\phi$  que se referem às barras cujos limites não são selecionados para a parametrização, assume-se que  $\phi_j = 1$ .

Os resultados da minimização dessa função objetivo permitem que se conheça a priori, quais barras são problemáticas, ou seja, quais as barras do sistema que não suportam os limites impostos pela operação e que não permitem a convergência do FPO.

De posse dessas barras, podem-se antever quais as regiões que serão cortadas ao se minimizar a função de corte de carga (a ser formulada) e até mesmo avaliar a alternativa de se manter ou não limites mínimos rígidos em barras radiais pela contrapartida de se poder evitar cortes de carga.

### 3.4.2 Restrições de Igualdade

As restrições de igualdade são as equações de balanço de potência ativa e reativa modeladas como (3.12) e (3.13) e compactamente representadas por:

$$\mathbf{P}_g - \mathbf{P}_d = \mathbf{P}(\mathbf{x}) \quad (3.22)$$

$$\mathbf{Q}_g - \mathbf{Q}_d = \mathbf{Q}(\mathbf{x}) \quad (3.23)$$

e o ângulo de referência zero (equação (3.18)).

### 3.4.3 Restrições de Desigualdade

As restrições de desigualdade envolvem as limitações físicas operacionais do sistema como enumeradas seguir.

#### a) Limites de geração

As potências ativas e reativas geradas devem estar dentro dos limites dos geradores.

$$\mathbf{P}_g \min \leq \mathbf{P}_g \leq \mathbf{P}_g \max \quad (3.24)$$

$$\mathbf{Q}_g \min \leq \mathbf{Q}_g \leq \mathbf{Q}_g \max \quad (3.25)$$

onde

$\mathbf{Pg}_{\min}$  e  $\mathbf{Pg}_{\max}$  : vetores de dimensão  $(nb \times 1)$  contendo os limites mínimos e máximos de geração de potência ativa, respectivamente;

$\mathbf{Qg}_{\min}$  e  $\mathbf{Qg}_{\max}$  : vetores de dimensão  $(nb \times 1)$  contendo os limites mínimos e máximos de geração de potência reativa.

#### b) Limites das Magnitudes de Tensão

Como não se trabalha com o fasor de tensão na forma polar, mas na retangular, é preciso que se faça uma adequada representação dos módulos de tensão ao quadrado, como se segue.

Para uma determinada barra  $i$ , o módulo ao quadrado da tensão é:

$$|\dot{V}_i|^2 = (e_i)^2 + (f_i)^2 \quad (3.26)$$

Para que a equação (3.26) possa ser generalizada em função do vetor  $\mathbf{x}$ , realizam-se as seguintes operações:

$$\mathbf{ve}_i^T \cdot \mathbf{x} = e_i \quad (3.27)$$

onde

$\mathbf{ve}_i^T$  :  $i$ -ésima linha da matriz  $\mathbf{\Gamma}_e$  (equação (3.7)).

Portanto,

$$(\mathbf{ve}_i^T \cdot \mathbf{x})^T \cdot (\mathbf{ve}_i^T \cdot \mathbf{x}) = (\mathbf{x}^T \cdot \mathbf{ve}_i) \cdot (\mathbf{ve}_i^T \cdot \mathbf{x}) = (e_i)^2 \quad (3.28)$$

Além disso,

$$\mathbf{vf}_i^T \cdot \mathbf{x} = f_i \quad (3.29)$$

onde

$\mathbf{vf}_i^T$  :  $i$ -ésima linha da matriz  $\mathbf{\Gamma}_f$  (equação (3.8)).

Portanto,

$$(\mathbf{vf}_i^T \cdot \mathbf{x})^T \cdot (\mathbf{vf}_i^T \cdot \mathbf{x}) = (\mathbf{x}^T \cdot \mathbf{vf}_i) \cdot (\mathbf{vf}_i^T \cdot \mathbf{x}) = (f_i)^2 \quad (3.30)$$

Somando as equações (3.28) e (3.30), tem-se

$$\mathbf{x}^T \cdot (\mathbf{ve}_i \cdot \mathbf{ve}_i^T + \mathbf{vf}_i \cdot \mathbf{vf}_i^T) \mathbf{x} = \mathbf{x}^T \cdot \mathbf{M}_i \cdot \mathbf{x} \quad (3.31)$$

onde

$\mathbf{M}_i = \mathbf{ve}_i \cdot \mathbf{ve}_i^T + \mathbf{vf}_i \cdot \mathbf{vf}_i^T$  : matriz auxiliar de dimensão  $(2nb \times 2nb)$ , usada para obtenção da soma ao quadrado das partes reais e imaginárias de cada componente de tensão na barra  $i$ .

Para todas as barras tem-se, então:

$$\begin{bmatrix} |\dot{V}_1|^2 \\ \vdots \\ |\dot{V}_{nb}|^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{x}^T \cdot \mathbf{M}_1 \\ \vdots \\ \mathbf{x}^T \cdot \mathbf{M}_{nb} \end{bmatrix} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{V}(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{x} \quad (3.32)$$

onde

$$\mathbf{V}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \mathbf{x}^T \cdot \mathbf{M}_1 \\ \vdots \\ \mathbf{x}^T \cdot \mathbf{M}_{nb} \end{bmatrix} \cdot \mathbf{x} : \text{função matricial de dimensão } (nb \times 2nb).$$

Portanto, a restrição que indica os limites na magnitude de tensão na barra  $i$  pode ser escrita como:

$$V_i \min^2 \leq \mathbf{x}^T \cdot \mathbf{M}_i \cdot \mathbf{x} \leq V_i \max^2 \quad (3.33)$$

onde  $V_i \min$  e  $V_i \max$  correspondem aos valores mínimo e máximo das magnitude de tensão permitidos na barra  $i$ . São vetores de dimensão  $(nb \times 1)$  contendo os limites de magnitudes de tensão.

Assim, a equação 3.21 que parametriza os limites mínimos de tensão passa a ser representada da seguinte maneira:

$$\varphi_i \cdot V_i \min \leq \mathbf{x}^T \cdot \mathbf{M}_i \cdot \mathbf{x} \leq V_i \max \quad (3.34)$$

c) Limites de *Taps* de Transformadores

Os limites operacionais de  $\mathbf{a}$  são:

$$\mathbf{a} \min \leq \mathbf{a} \leq \mathbf{a} \max \quad (3.35)$$

onde

$\mathbf{a} \min$  e  $\mathbf{a} \max$ : vetores de dimensão  $(nl \times 1)$  contendo os limites mínimos e máximos das relações de transformação das magnitudes das tensões, respectivamente.

A relação de transformação  $\mathbf{a}$  afeta os elementos da matriz  $\dot{\mathbf{Y}}$  (Apêndice A), bem como todas as matrizes formadas a partir da mesma, ou seja,  $\mathbf{G}$  e  $\mathbf{B}$ . Tendo em vista que as equações de balanço de potência ativa e reativa (equações (3.12) e (3.13)) estão em função das matrizes  $\mathbf{G}$  e  $\mathbf{B}$ , pode-se então representá-las como:

$$\mathbf{P}_g - \mathbf{P}_d = \mathbf{P}(\mathbf{x}, \mathbf{a}) \quad (3.36)$$

$$\mathbf{Q}_g - \mathbf{Q}_d = \mathbf{Q}(\mathbf{x}, \mathbf{a}) \quad (3.37)$$

d) Limites de Fluxos nas Linhas

No Apêndice A, é apresentada a expressão matricial genérica para o vetor de fluxos de potência ativa circulando pelas linhas e transformadores (equação (A.30)):

$$\mathbf{Pl}_{im} = \text{real}\{\text{diag}(\mathbf{Af}^T \cdot \dot{\mathbf{V}})[\text{diag}(\dot{\mathbf{Y}}\mathbf{l}^*)\text{diag}(\dot{\mathbf{t}})(\mathbf{Af} \cdot \text{diag}(\dot{\mathbf{t}}^*) - \mathbf{At})^T \dot{\mathbf{V}}^*]\} \quad (3.38)$$

A equação (3.38) deve ser colocada em função do vetor  $\mathbf{x}$ . Assim utilizando-se das relações (3.7) e (3.8) tem-se que:

$$\dot{\mathbf{V}} = (\Gamma_e + j \cdot \Gamma_f)\mathbf{x} = \dot{\Gamma}_x \cdot \mathbf{x} \quad (3.39)$$

Substituindo a equação (3.39) em (3.38) tem-se:

$$\mathbf{Pl}_{im} = \text{real}\{\text{diag}(\mathbf{Af}^T \cdot \dot{\Gamma}_x \mathbf{x})[\text{diag}(\dot{\mathbf{Y}}\mathbf{l}^*)\text{diag}(\dot{\mathbf{t}})(\mathbf{Af} \cdot \text{diag}(\dot{\mathbf{t}}^*) - \mathbf{At})^T \cdot \dot{\Gamma}_x^*] \cdot \mathbf{x}\} \quad (3.40)$$

ou,

$$\mathbf{Pl}_{im} = \mathbf{Pl}_{im}(\mathbf{x}, \mathbf{a}) \quad (3.41)$$

Os limites de fluxos de potência ativos circulantes pelas linhas de transmissão são:

$$-\mathbf{Plmax} \leq \mathbf{Pl}_{im}(\mathbf{x}, \mathbf{a}) \leq \mathbf{Plmax} \quad (3.42)$$

onde

$\mathbf{Plmax}$ : vetor de dimensão  $(nl \times 1)$ , contendo os limites máximos de fluxo de potência ativa.

### 3.4.4 Formulação Geral para Verificação de Limites Mínimos de Tensões Violadas

Tomando o critério de otimização e as restrições descritas anteriormente, o Modelo (i) de FPO pode ser expresso da seguinte forma:

$$\min \mathbf{U} \|\boldsymbol{\varphi} - \mathbf{U}\|^2 \quad (3.43)$$

s. a

$$\mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} = \mathbf{P}(\mathbf{x}, \mathbf{a}) \quad (3.44)$$

$$\mathbf{Qg} - \mathbf{Qd} = \mathbf{Q}(\mathbf{x}, \mathbf{a}) \quad (3.45)$$

$$\mathbf{d}^T \cdot \mathbf{x} = \mathbf{0} \quad (3.46)$$

$$\mathbf{Pgmin} \leq \mathbf{Pg} \leq \mathbf{Pgmax} \quad (3.47)$$

$$\mathbf{Qgmin} \leq \mathbf{Qg} \leq \mathbf{Qgmax} \quad (3.48)$$

$$\varphi_i \cdot V_i \min^2 \leq \mathbf{x}^T \cdot \mathbf{M}_i \cdot \mathbf{x} \leq V_i \max^2 \quad i = 1, \dots, nb \quad (3.49)$$

$$0 \leq \varphi_i \leq 1 \quad i = 1, \dots, nb \quad (3.50)$$

$$\mathbf{amin} \leq \mathbf{a} \leq \mathbf{amax} \quad (3.51)$$

$$\mathbf{Plmin} \leq \mathbf{Pl} \leq \mathbf{Plmax} \quad (3.52)$$

### 3.5 Formulação do FPO para Minimização do Corte de Carga

#### 3.5.1 Critério de Otimização

Para que se processe o FPO cuja função objetivo é a minimização do corte de carga, considere-se o seguinte critério de otimização CC:

$$CC = \boldsymbol{\alpha}^t \cdot \Delta \mathbf{Pd} \quad (3.53)$$

onde  $\boldsymbol{\alpha}^t$  é um vetor de dimensão  $nc$  (número de barras a serem cortadas) contendo o custo dos cortes por barras e  $\Delta \mathbf{Pd}$  é um vetor de dimensão  $(nc \times 1)$  com os valores dos cortes a serem minimizados.

As barras a serem cortadas estão armazenadas no vetor  $\mathbf{Ic}$ , de dimensão  $(nc \times 1)$ .

Para que a variável  $\Delta \mathbf{Pd}$  possa modificar os valores de carga, esta é introduzida nas equações de balanço de potência ativa e reativa que podem ser compactamente representadas por:

$$\mathbf{Pg} - \mathbf{Pd}(\Delta \mathbf{Pd}) = \mathbf{P}(\mathbf{x}, \mathbf{a}) \quad (3.54)$$

$$\mathbf{Qg} - \mathbf{Qd}(\Delta \mathbf{Pd}) = \mathbf{Q}(\mathbf{x}, \mathbf{a}) \quad (3.55)$$

onde

$$\mathbf{Pd}(\Delta \mathbf{Pd}) = \mathbf{Pd}^0 - \mathbf{U}_m \Delta \mathbf{Pd} \quad (3.56)$$

$$\mathbf{Qd}(\Delta \mathbf{Pd}) = \mathbf{Qd}^0 - \mathbf{U}_m \Delta \mathbf{Qd} \quad (3.57)$$

sendo  $\mathbf{Pd}^0$ ,  $\mathbf{Qd}^0$  os valores iniciais das cargas,  $\Delta \mathbf{Pd}$  são os cortes minimizados e  $\mathbf{U}_m$  é uma matriz de incidência de dimensão  $(nb \times nc)$ , formada do seguinte modo:

$$\mathbf{U}_m = [Um_{ij}] \quad \text{onde} \quad Um_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{se } i = Ic(j) \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.58)$$

O corte de potência reativa  $\Delta Qd$  é feito de tal modo a se manter o fator de potência da carga original, ou seja:

$$\Delta Qd = \text{diag}[\text{tg}(\mathbf{fp})] \cdot \Delta Pd \quad (3.59)$$

onde

$\mathbf{fp}$ : vetor de dimensão  $(nc \times 1)$  dos fatores de potência da carga original.

As barras a serem cortadas podem ser agrupadas por áreas geográficas. Além da priorização dos cortes através do vetor  $\alpha$  (custos dos cortes por barra), pode haver uma segunda priorização que é quanto às áreas que devem ser cortadas em detrimento de outras. Para se modelar essa priorização, utiliza-se a matriz identidade  $\mathbf{U}_{\text{prior}}$  de dimensão  $(nc \times nc)$ . Só que, nas posições referentes às barras de uma mesma área, ao invés de valores unitários, colocam-se pesos, de modo que quanto maiores os pesos relativos às barras de uma determinada área, menores as chances das barras dessa área serem cortadas e quanto menores os pesos, maiores as chances das barras dessa área serem cortadas.

Para se modelar essa segunda priorização, a função objetivo passa a ser:

$$CC = \alpha^t \cdot \mathbf{U}_{\text{prior}} \cdot \Delta Pd \quad (3.59)$$

### 3.5.2 Restrições de Igualdade e Desigualdade

As restrições de igualdade, para esse critério de otimização, são as equações de balanço de potência ativa e reativa descritas nas equações (3.54) e (3.55) e o ângulo de referência zero (equação (3.18)).

Além das restrições de desigualdades descritas nas equações 3.24, 3.25, 3.33, 3.35 e 3.42, têm-se ainda os limites dos cortes nas cargas:

$$\Delta Pd \leq \Delta Pd_{\text{max}} \quad (3.60)$$

onde

$\Delta Pd_{\text{max}}$ : vetor de dimensão  $(nc \times 1)$  contendo os limites máximos dos cortes por barra.

### 3.5.3 Formulação Geral para Minimização do Corte de Carga

Tomando o critério de otimização e as restrições descritas anteriormente, o modelo (ii) de FPO para minimização do corte de carga pode ser expresso da seguinte forma:

$$\min \alpha^t \cdot U_{\text{prior}} \cdot \Delta P_d \quad (3.61)$$

s. a

$$P_g - P_d = P(x, a) \quad (3.62)$$

$$Q_g - Q_d = Q(x, a) \quad (3.63)$$

$$d^T \cdot x = 0 \quad (3.64)$$

$$P_{g\min} \leq P_g \leq P_{g\max} \quad (3.65)$$

$$Q_{g\min} \leq Q_g \leq Q_{g\max} \quad (3.66)$$

$$V_i \min^2 \leq x^T \cdot M_i \cdot x \leq V_i \max^2 \quad i = 1, \dots, nb \quad (3.67)$$

$$a_{\min} \leq a \leq a_{\max} \quad (3.68)$$

$$P_{l\min} \leq P_l \leq P_{l\max} \quad (3.69)$$

$$\Delta P_d \leq \Delta P_{d\max} \quad (3.70)$$

### 3.6 Considerações finais

As formulações de Fluxo de Potência Ótimo propostas: (i) alteram os limites mínimos de tensão em barras com problemas de tensão baixa, permitindo a identificação das mesmas e, (ii) minimizam o corte de carga permitindo a escolha pelo analista das barras e das áreas geo-elétricas onde se deseja priorizar o corte de carga.

Os problemas de Fluxo de Potência Ótimo formulados são constituídos por equações de balanço de potência, pelas restrições operativas, sendo que na solução ótima não há violações nem de limites de equipamentos e nem de restrições operacionais do sistema.

No próximo capítulo estão apresentados os resultados numéricos pertinentes aos FPO propostos.

## CAPÍTULO IV

### Resultados

#### 4.1 Introdução

Este capítulo tem como objetivo apresentar os resultados obtidos pelas metodologias descritas no Capítulo III para um sistema elétrico de 291 barras e 404 ramos. Esse sistema, basicamente atendido pela Companhia Paranaense de Energia (COPEL), é um equivalente do estado do Paraná, que contém toda a rede de 525 kV, 230 kV, 138 kV e 69 kV, além das barras de fronteiras.

As metodologias foram desenvolvidas em MATLAB versão 6.5, simulado em um PC AMD ATHLON XP2600, 1,13 GHz com Sistema Operacional Windows XP.

No Apêndice B, apresentam-se os dados de barras e ramos, bem como o diagrama unifilar do sistema utilizado, onde é possível se visualizar sua localização dentro do Sistema Interligado do Brasil.

O sistema foi analisado na condição de carga pesada sob contingência. As contingências simuladas foram: saídas de linhas de transmissão e/ou transformadores da região de Curitiba, ou seja, alteração da topologia original da rede. Esses eventos podem fazer com que o sistema apresente violações nos limites das linhas de transmissão além de tensões inadmissíveis nas barras do sistema. A fim de se contornar essas violações, foi determinado o mínimo corte de carga para restabelecer a operação dentro dos limites operativos.

#### 4.2 Especificações Técnicas

Os limites de tensão nas barras da Rede Básica do sistema são definidos pelos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS) a partir de estudos mensais, quadrimestrais e anuais para diversas condições de carga. Na ausência desses estudos podem ser utilizados os valores da Tabela 4.1 fornecida pelo ONS:



**Tabela 4.1 Limites de Tensão Fornecidos pelo ONS**

Tensão Base		Tensão Mínima		Tensão Máxima	
kV	pu	kV	pu	kV	pu
69	1,0	65,6	0,95	72,5	1,05
88	1,0	83,6	0,95	92,4	1,05
138	1,0	131,0	0,95	145,0	1,05
230	1,0	218,0	0,95	242,0	1,05
345	1,0	328,0	0,95	362,0	1,05
440	1,0	418,0	0,95	460,0	1,05
500	1,0	475,0	0,95	550,0	1,10
525	1,0	500,0	0,95	550,0	1,05
765	1,0	688,0	0,90	800,0	1,046

Segundo o ONS, em qualquer condição de carga, o nível de tensão em qualquer barra pode ser inferior aos valores indicados na Tabela 4.1, desde que não sejam pontos de conexão com a rede Básica.

Estudos prévios, realizados pelas concessionárias de energia definem os níveis de tensão mínimos nas subestações de carga, em regime normal e de emergência, para todos os patamares de carga, de forma a atender os limites de tensão exigidos nas barras de distribuição que são definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Na grande maioria dos casos, os limites de emergência são menores que os limites para condição normal de operação.

### 4.3 O Sistema Simulado

As barras do sistema da COPEL foram agrupadas nas seguintes áreas:

Área 1: barras de geração;

Área 2: barras de 230 kV e 525 kV (Rede Básica);

Área 3: barras de carga da região de Curitiba;

Área 4: barras de carga do interior do Estado do Paraná;

Área 5: barras de carga do litoral do Estado do Paraná;

Área 6: indústrias da região de Curitiba atendidas em tensão de 69 kV e acima;

No Apêndice B estão representados graficamente o sistema da COPEL e também o sistema da região de Curitiba.

As barras que atendem indústrias diretamente em alta tensão (69 kV, 138 kV e 230 kV) estão agrupadas na área 6, onde não se admite corte de carga em hipótese alguma. Nessas barras os limites de tensão estipulados pela ANEEL e que devem ser obedecidos são:

- tensão máxima: 1,05 pu
- tensão mínima em condições normais: 0,93 pu
- tensão mínima em condições de emergências: 0,90 pu

Nas barras da área 2 (Rede Básica) os limites de tensão são os estipulados pelo ONS (Procedimentos de Rede, Sub-Módulo 2.2) e foram apresentados na Tabela 4.1.

Na área 3 estão agrupadas as subestações da região de Curitiba que atendem as cargas conectadas em tensão de distribuição. Esta é a área prioritária em que foram feitos os cortes mínimos de carga, para que não se violem os limites mínimos de tensão nem de máximo carregamento em linhas de transmissão e transformadores.

As variáveis de controles do FPO são os seguintes:

- *taps* dos transformadores que podem variar entre os limites máximos e mínimos;
- potência reativa das usinas que podem variar entre os limites máximos e mínimos;
- potência ativa das usinas que podem variar entre os limites máximos e mínimos.

#### **4.4 Emergência Simulada**

Utilizando um programa de fluxo de carga convencional (ANAREDE) foi simulada uma emergência severa para o sistema, que resulta em sobrecargas em linhas de transmissão e transformadores da área 3. Trata-se da saída de um dos transformadores de 230/69/13,8 kV de 150 MVA entre as barras 820 e 2401.

Durante esta emergência ocorrem as seguintes sobrecargas:

- sobrecarga inadmissível no transformador remanescente de 230/69/13,8 kV de 150 MVA entre as barras 820 e 2401 da ordem de 227 MVA;
- sobrecarga inadmissível nos transformadores de 230/69/13,8 kV de 150 MVA entre as barras 819 e 2387 da ordem de 160 MVA;
- sobrecarga nas duas linhas de transmissão de 69 kV entre as barras 2358 e 2368 da ordem de 89 MVA.

## 4.5 Resultados das Simulações

Foram feitas diversas simulações a fim de se testar as metodologias propostas. O objetivo das mesmas foi de retornar o sistema a um ponto de operação viável, ou seja, aquele em que sejam eliminadas as sobrecargas nos equipamentos e as subtensões nas barras através de menores níveis de cortes de carga.

Além dos níveis mínimos e máximos de tensão em todas as barras, foram também considerados os limites máximos dos transformadores e linhas de transmissão que entram em sobrecarga durante esta emergência.

O limite de tensão para a condição de emergência, fixado para as barras de carga e para as barras que atendem indústrias diretamente em alta tensão é de 0,90 pu. As barras da rede básica tiveram seus limites fixados no valor mínimo de 0,95 pu.

A área em que esta emergência ocorreu é a 3, portanto esta área foi considerada como prioritária para cortes de carga a fim de se de confinar os cortes na região onde ocorreu a contingência.

As prioridades consideradas foram de 1 para a área 3 e de 5 para as outras áreas. Isto significa que o custo de corte de carga para as áreas não prioritárias é 5 vezes maior que o custo de corte para a área prioritária.

### 4.5.1 Simulação 1

Antes de simular cortes de carga, foi feito um diagnóstico das barras cujos níveis mínimos de tensão não são atingidos pela ocorrência da emergência. Para tanto, utilizou-se o modelo (i) proposto, ou seja, a opção que identifica limites mínimos de tensões violados. Os resultados da aplicação (Tabela 4.2) dessa opção são as barras cujas restrições de tensão não são atendidas e que provocam a divergência do problema de otimização. Esse conhecimento pode ajudar o operador a antever as áreas problemáticas em termos de tensão, orientar quanto aos cortes que devem ser realizados ou até mesmo, dependendo da importância da barra comprometida com níveis de tensão abaixo do especificado, reduzir o nível de tensão

especificado a fim de evitar cortes de carga que seriam necessários para mantê-las nos limites.

**Tabela 4.2 Limites de Tensão em Regime de Emergência**

Barra	Área	Tensão Mínima Exigida (p.u.)	Tensão Mínima Calculada (p.u)
2356	3	0,90	0,8839
2369	3	0,90	0,8633
2380	3	0,90	0,8907
2382	3	0,90	0,8699
2385	3	0,90	0,8800
2392	3	0,90	0,8240
2396	3	0,90	0,8737
2398	3	0,90	0,8876
2400	3	0,90	0,8890
2405	3	0,90	0,8828
2407	6	0,90	0,8842
2409	6	0,90	0,8758
2414	3	0,90	0,8732

A simulação desse caso, utilizando-se um FPO convencional, leva à divergência do processo iterativo, se o nível de tensão de 0,90 pu, especificado anteriormente, for mantido. As únicas alternativas para se resolver o problema de divergência são o corte de carga ou a flexibilização dos níveis de tensão.

#### 4.5.2 Simulação 2

Simulando um corte geral de 100% em todas as barras de todas as áreas com exceção das indústrias (área 6), e considerando como prioritária a área 3 o programa selecionou corte de carga na barra indicada pela Tabela 4.3.

**Tabela 4.3 Resultados para Corte de 100% em Todas as Áreas**

Barra	Área	Tensão Exigida (p.u.)	Carga Inicial (MW+jMvar)	Corte Resultante (MW+jMvar)	% de corte
2392	3	0,90	42,0 + j 27,8	16,20 + j 10,72	38,60

Os cortes foram direcionados para uma barra da área 3 (barra 2392).

O valor do corte na barra 2392 foi de 38,60 % da carga total alimentada por essa subestação, o que pode ser inadmissível para a concessionária, pois a mesma pode atingir cargas importantes como hospitais e indústrias. Ou seja, esse corte apenas dá uma informação à concessionária onde se poderia cortar minimamente a carga, mas com prejuízos à sociedade.

A fim de se contornar esta questão, deve-se adotar um corte mais generalizado que atinja um número maior de barras da área 3, mesmo que maior no total, porém, com valores de corte menores nas barras atingidas, poupando-se cargas importantes ou prioritárias.

Assim, na próxima simulação, os cortes são limitados a 10 % da carga total por barra da área 3.

#### 4.5.3 Simulação 3

Considerando-se o limite de 10% nos cortes máximos por barra da área 3, a Tabela 4.4 apresenta as barras selecionadas para corte.

**Tabela 4.4 Resultados para Corte de 10% na Área 3**

Barra	Área	Tensão Exigida (p.u.)	Carga Inicial (MW+jMvar)	Corte Resultante (MW+jMvar)	% de corte
2356	3	0,90	33,2 + j 18,1	3,32 + j 1,81	10,0
2366	3	0,90	18,5 + j 14,9	1,85 + j 1,49	10,0
2380	3	0,90	25,0 + j 13,3	2,5 + j 1,33	10,0
2381	3	0,90	48,1 + j 33,0	4,81 + j 3,30	10,0
2392	3	0,90	42,0 + j 27,8	4,2 + j 2,78	10,0
2396	3	0,90	16,4 + j 8,6	1,64 + j 0,86	10,0
2398	3	0,90	28,4 + j 13,3	2,25 + 1,05	7,90
2400	3	0,90	17,1 + j 11,4	1,71 + j 1,14	10,0
2405	3	0,90	24,6 + j 16,9	2,46 + j 1,69	10,0
2408	3	0,90	41,1 + j 24,2	4,11 + j 2,42	10,0
2414	3	0,90	14,9 + j 5,3	1,49 + j 0,53	10,0

O corte de carga total para esta simulação é de **30,34+j18,40 MVA**.

A barra 2392 continua a ter carga cortada, indicando que corte de carga nessa barra é uma medida eficaz na solução dos problemas resultantes da emergência.

Comparando as duas simulações, observa-se que, quando não se fixou um limite máximo para corte de carga, o corte total foi menor do que quando se fixou um limite máximo de 10 % em todas as barras. Porém os cortes individuais foram muito menores quando comparados com a primeira simulação, notadamente na barra 2392.

O valor de 10% de corte máximo foi usado apenas didaticamente para apresentar a característica da metodologia que é a de limitar os cortes individuais.

A informação sobre quanto devem ser efetivamente esses limites máximos é facilmente obtida pelo operador que conhece a carga abastecida pelos diversos alimentadores que saem de uma subestação. Assim, sabe-se quais alimentadores são os mais importantes e que em que porcentagem devem ser poupados nos desligamentos em caso de emergências.

A próxima simulação considera esses limites máximos de corte obtidos da análise individual do carregamento das subestações. O critério para estabelecimento dessas porcentagens de cortes, foi o de poupar por barra as cargas referentes a hospitais e indústrias importantes.

#### **4.5.4 Simulação 4**

De posse dos limites máximos de corte permissíveis por barras, foi simulado novo corte de carga, direcionado para determinadas barras prioritárias com o objetivo de poupar as cargas mais importantes.

A Tabela 4.5 mostra o resultado das simulações onde foram selecionadas algumas barras e suas respectivas porcentagens máximas de carga a serem cortadas. As barras escolhidas como candidatas a corte se situam próximas geograficamente da emergência.

**Tabela 4.5 Resultados Selecionando Barras Candidatas a Corte**

Barra	Área	Tensão Exigida (p.u.)	Carga Inicial (MW+jMvar)	Corte Máximo estipulado (%)	Corte Resultante (MW+jMvar)	% de corte
2356	3	0,90	33,2 + j 18,1	45,0	0,0	0,0
2357	3	0,90	27,3 + j 9,7	45,0	0,0	0,0
2369	3	0,90	22,1 + j 5,7	45,0	0,0	0,0
2381	3	0,90	48,1 + j 33,0	30,0	0,0	0,0
2387	3	0,90	28,6 + j 11,2	40,0	0,0	0,0
2392	3	0,90	42,0 + j 27,8	26,5	11,13 + j 7,37	26,5
2396	3	0,90	16,4 + j 8,6	50,0	0,0	0,0
2398	3	0,90	28,4 + j 13,3	50,0	0,0	0,0
2400	3	0,90	17,1 + j 11,4	50,0	0,0	0,0
2401	3	0,90	43,7 + j 16,2	50,0	0,0	0,0
2405	3	0,90	24,6 + j 16,9	50,0	9,17 + j 6,30	37,27
2408	3	0,90	41,1 + j 24,2	30,0	0,0	0,0
2414	3	0,90	14,9 + j 5,3	50,0	0,0	0,0

O corte de carga total para esta simulação é de **20,30+j13,67 MVA**.

Observando-se a Tabela 4.5, o corte foi direcionado para duas das barras selecionadas da área 3. Somente em uma barra (2405) não foi atingido o valor máximo de corte estipulado por barra.

O corte de carga total foi menor que o da simulação 3, pois os limites de corte por barras são maiores.

#### 4.6 Validação dos Resultados

Para validar os resultados obtidos pelo modelo (ii) proposto, ou seja, o de minimização dos cortes, foi utilizado o programa FLUPOT (SOTO, 2000) do CEPEL.

É importante mencionar as principais características do FLUPOT a fim de se comparar com a metodologia proposta.

O programa trabalha com os conceitos de regiões de monitoração e controle. A região de monitoração é constituída pelas áreas onde se observa as faixas de tensão nas barras e limites de carregamento nos circuitos. A região de controle é constituída pelo

conjunto de áreas onde os controles podem ser otimizados. A região de monitoração está incluída na região de controle.

Quando a região de monitoração coincide com a região de controle, ambas podem ser especificadas como áreas de interesse. Se os dados relativos à região de monitoração não forem especificados é assumida que toda a rede será monitorada e se os dados relativos a região de controle não forem especificados é assumido que todos os controles da rede serão otimizados.

A função objetivo é a minimização do Custo de Corte de Carga.

O custo de corte de carga pode ser especificado para todas as barras ou para um subconjunto de barras da rede e é feito de tal forma a preservar o fator de potência.

Não é possível especificar o limite de corte máximo por barra ou por área, como na proposta apresentada.

A área de monitoração foi a 3 e o restante do sistema foi considerado região de controle.

A simulação foi feita com o sistema em emergência e com monitoramento dos limites dos equipamentos da área 3 e os resultados estão apresentados na Tabela 4.6.

**Tabela 4.6 Comparação entre as Simulações com o FLUPOT e com a Metodologia Proposta**

<b>Barra</b>	<b>Proposta</b>	<b>FLUPOT</b>
2392	16,20	14,37
Demais Barras	0,00	2,23
Total	16,20	16,60

O corte total foi muito próximo para as duas metodologias.

A diferença encontrada foi nas “Demais Barras” onde o FLUPOT cortou um montante de 2,23 MW distribuído em 137 barras e com cortes individualizados menores que 0,1 MW.

Verifica-se que o corte de carga na barra 2392 foi próximo para as duas simulações.

Apesar da pequena discrepância, os resultados da metodologia proposta são condizentes aos do FLUPOT, validando-se a mesma.



#### 4.7 Influência de Parâmetros Usuais

Há algumas peculiaridades do Método de Pontos Interiores que são:

- o número de iterações para convergência do problema depende do valor inicial dado ao parâmetro barreira, sendo que o valor ideal para  $\mu$  inicial depende do sistema.

- a escolha do fator de aceleração  $\beta$ , utilizado para a atualização do parâmetro barreira, principalmente para sistemas mal-condicionados, é crucial para a convergência do algoritmo.

A tabela 4.7 mostra a influência dos parâmetros  $\mu^0$  e  $\beta$  no número de iterações. Foram feitas simulações para várias combinações de valores para  $\mu^0$  e  $\beta$  para o caso de corte de 100% de carga em todas as barras de todas as áreas com exceção das indústrias (área 6), e considerando como prioritária a área 3.

**Tabela 4.7 Influência dos Parâmetros  $\mu^0$  e  $\beta$  no Número de Iterações**

$\mu^0$	$\beta$	Iterações
0,01	1	36
0,1	1	24
0,1	5	24
1	5	51
1	1	51

Especificamente para o caso de 291 barras, recomenda-se o valor de  $\mu^0 = 0,1$ . Já, para o valor de  $\beta$  poderão ser adotados valores entre 1 e 5. Para estes valores, o FPO levou 24 iterações para obter convergência.

#### 4.8 Considerações Finais

A metodologia proposta foi testada a partir de um sistema elétrico real submetido a uma emergência que acarreta sobrecargas em equipamentos como linhas de transmissão e transformadores. Foram testadas as opções de corte de carga em áreas ou barras do sistema.

As simulações tiveram como objetivo a avaliação das diferentes possibilidades oferecidas pela metodologia para estudos de corte de carga.

A opção de se diagnosticar as barras cujas restrições de tensão não conseguem ser atendidas indicou problemas nas tensões de algumas barras da área 3. Dessa informação já se pôde antever as barras problemáticas em termos de tensão e orientar quanto aos cortes que devem ser efetuados, por exemplo, a barra 2392 para a área 3.

Para o sistema utilizado nas simulações, a opção em que não se limitou o corte de carga na área prioritária (Simulação 2) foi o que resultou no menor corte total e foi ainda a que selecionou menos barras a terem carga cortada. Porém um alto valor de carga cortada de uma mesma subestação pode ser inadmissível, atingindo cargas importantes que não podem ser desligadas.

Na opção em que se limitou o corte em até 10% da carga em todas as barras da área prioritária (Simulação 3), generalizou-se o corte por toda a área. O corte total foi maior do que o da Simulação 2, porém cargas importantes puderam ser poupadas.

Quando foram selecionadas algumas barras próximas geograficamente da emergência para serem candidatas a corte e com suas respectivas porcentagens máximas de corte (Simulação 4), o corte total foi menor do que o da simulação 3, e ainda menos prejudicial ao atendimento de cargas essenciais. Ainda, o resultado deu uma visão clara que o corte na barra 2392 é uma medida bastante eficaz na solução dos problemas resultantes da emergência.

As simulações mostraram quais barras são as mais indicadas a serem candidatas a corte, ou seja, onde o corte de carga é mais eficaz. Essa informação é muito importante no auxílio à tomada de decisão pelas concessionárias nos seus estudos de corte de carga.

Evidentemente, as conclusões apresentadas valem somente para o sistema estudado. Os resultados estão relacionados à topologia da rede, ao nível de carregamento a que o sistema está submetido e às tensões mínimas impostas pelo analista.

Como orientação no uso da metodologia recomenda-se que, antes de se simular cortes de carga, utilize-se a opção de se fazer um diagnóstico das áreas e barras mais problemáticas quanto aos níveis de tensão que não são possíveis de serem atendidos. Assim é possível se ter uma visão geral dos locais mais eficazes para se efetuar cortes de carga.

A grande vantagem da metodologia proposta em relação ao FLUPOT é de se poder fixar limites de corte por barras ou por áreas e ainda se fazer um diagnóstico das barras cujos níveis mínimos de tensão não são atingidos e que podem provocar a divergência do problema de otimização.

Os resultados das simulações realizadas pela metodologia proposta e pelo uso do FLUPOT foram próximos, validando-se o estudo feito nesse trabalho.

## CAPÍTULO V

### Conclusões

#### 5.1 Introdução

Na operação do sistema de potência de curto prazo, é preciso conhecer seu comportamento face a modificações na sua configuração pela saída de operação de linhas de transmissão, geradores ou transformadores. Essas modificações podem ocasionar problemas como subtensões em barras do sistema e sobrecargas em outros equipamentos da rede elétrica. Após a tomada de medidas corretivas operacionais, muitas vezes o corte de carga é a única maneira de se resolver os problemas ocasionados pelas emergências.

No Brasil, estudos de planejamento da operação de sistemas elétricos, envolvendo corte de carga para situações de emergência são normalmente realizadas pelas empresas concessionárias de energia de maneira manual. Estas utilizam programas de simulação de fluxo de potência e baseando-se na experiência dos analistas, vão retirando cargas até obterem o corte de carga ideal.

Existem diversas abordagens propostas na literatura para a solução de problemas de convergência de casos de fluxo de potência. Na presente dissertação foram utilizadas técnicas de otimização que foram resolvidas pelo Método de Pontos Interiores.

#### 5.2 Contribuições da Dissertação

A metodologia propõe um algoritmo que utiliza um FPO que corte as cargas individualmente por áreas pré-selecionadas e pré-priorizadas, dentro de limites pré-estabelecidos de corte por subestação obtidos de uma lista de prioridades que envolvem a experiência do operador e a natureza das cargas, e que, além disso, seja capaz de fazer um diagnóstico das barras problemáticas em termos de níveis mínimos de tensão não atingidos.

A função objetivo do problema é a minimização do custo do corte de carga e as restrições são os limites operacionais do sistema elétrico.

As contribuições da metodologia permitem ao analista diversas opções de análise, sendo as principais:

- separação de barras em áreas geo-elétricas;
- corte de carga em barras ou áreas pré-selecionadas;
- preservação de cargas mais importantes que poderão ser integralmente atendidas;
- custo do corte pode ser fixado para cada barra ou área;
- corte de carga nas áreas próximas da contingência.

A metodologia proposta foi testada em um sistema elétrico real submetido a uma emergência que acarreta sobrecargas em equipamentos como linhas de transmissão e transformadores. Foram feitos diagnósticos das barras cujas restrições de tensão não são atingidas, cortes de carga em áreas e em barras do sistema.

Foram feitas várias simulações a fim de se verificar as opções de simulação da metodologia. O objetivo das simulações foi de retornar o sistema a um ponto de operação viável, ou seja, aquele em que sejam eliminadas as sobrecargas nos equipamentos, as tensões nas barras sejam admissíveis e que resulte em menores cortes de carga.

A opção de se diagnosticar as barras cujas restrições de tensão não conseguem ser atendidas já indicou problemas nas tensões em algumas barras do sistema. Essa informação serviu como orientação dos locais mais eficazes de se fazer o corte de carga.

Para o sistema utilizado nas simulações, a opção em que não se limitou o corte de carga na área prioritária foi o que resultou no menor valor final e foi ainda o que selecionou menos barras a terem carga cortada. Porém o valor da carga cortada de uma subestação foi inadmissível, pois cargas importantes que não podem ser desligadas foram atingidas.

Quando foram selecionadas algumas barras próximas geograficamente da emergência para serem candidatas a corte e com suas respectivas porcentagens máximas de corte o corte total foi o maior das simulações, porém menos prejudicial ao atendimento de cargas essenciais.

As simulações mostraram quais barras são as mais indicadas a serem candidatas a corte, ou seja, onde o corte de carga é mais eficaz. Essa informação é muito importante no auxílio à tomada de decisão pelas concessionárias nos seus estudos de corte carga.

Como orientação no uso da metodologia, recomenda-se primeiramente utilizar a opção de se fazer um diagnóstico das áreas e barras mais problemáticas quanto aos níveis de

tensão que não são possíveis de serem atendidos. Assim é possível se ter uma visão geral dos locais mais eficazes para se efetuar cortes de carga.

### **5.3 Recomendações para trabalhos Futuros**

Para o prosseguimento dos estudos de corte de carga pode-se recomendar alguns trabalhos futuros:

- Continuar as simulações no mesmo sistema testado a fim de se comparar diversas outras possibilidades como diferentes combinações de agrupamento de barras em áreas, fixação das gerações de potência ativa das usinas, fixação dos *taps* dos transformadores, etc;
- Testar a metodologia para sistemas de grande porte;
- Complementar com a modelagem de outros equipamentos existentes nos sistemas elétricos, como compensadores estáticos, compensação série, elos de corrente contínua, etc.
- Comparar os resultados obtidos nas simulações com outras metodologias existentes principalmente o FLUPOT.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AFFONSO, Carolina M.; DA SILVA, L. C. P.; LIMA, F. G., SOARES, S. (2003). Optimal MW/MVAR Dispatch and Minimal Load Shedding Strategy for Improving Voltage Stability Margin. *Proceeding IEEE General Meeting 2003. Toronto*, v.1, pp 1-6.

ALMEIDA, Katia C.; 1994. *A General Parametric Optimal Power Flow*. Montreal, Canada. Thesis (Doctor of Philosophy). McGill University, Department of Electrical Engineering, October.

ANAREDE. Programa de Análise de Redes, Versão 08, Janeiro 2003. CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Manual do Usuário

BARBOZA, Luciano, SALGADO, Roberto; 2001. Restoring Solutions for Unsolvable Cases via Minimum Load Shedding for a Specified Direction. *Power Industry Computer Applications (PICA) Conference*, Sidney – Australia, May, pp 373-379.

BARBOZA, Luciano; 1997. *Análise do Máximo Carregamento de sistemas de Potência Via Método de Pontos Interiores*. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

BARBOZA, Luciano; 2001. *Análise e Desenvolvimento de Metodologias Corretivas para Restauração da Solução das Equações da Rede Elétrica*. Florianópolis. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

CARPENTIER, J.; 1962. Contribution a l'Étude de Dispatching Économique. *Bulletin de la Société Française des Électriciens*, Paris, Ser. 8, Vol 3, Août, p. 431-447.

CARVALHO, Ricardo J.; 1999. *O Fluxo de Potência Ótimo: Algoritmos de Pontos Interiores, Abordagem Multi-Objetivo e Aplicação de Transformações Ortogonais*. Florianópolis. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

CASTRO, C. A.; BRAZ, L. M. C.; 1997. Uma Nova Abordagem para a Solução do Problema de Fluxo de Carga pelo Método de Newton com Otimização de Passo. *Revista SBA Controle & Automação*, São Paulo, Vol. 8, n.º 3, Setembro/Outubro/Novembro/Dezembro, p. 121-133.

CHAN, S. M.; SCHWEPPE, F. C.; 1979. A generation Reallocation and Load Shedding Algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, PAS-90, p. 26-34.

DEHNEL, M.; DOMMEL, H. W.; 1989. A Method for Identifying Weak Nodes in Non-convergent Load Flows. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, Vol. 4 , n.º 2, May, p. 801-807.

DUARTE, V. S.; PEREIRA, J. L. R.; COSTA, V. M.; 2000. Uma Nova Proposta para o Cálculo de Fluxo de Potência para Sistemas Mal-Condicionados. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA (13º: Setembro 2000: Florianópolis, Brasil). *Anais*. Florianópolis, 2000. p 885-889.

DOMMEL, H. W.; TINNEY, W. F.; 1968. Optimal Power Flow Solutions. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 87 , n.º 10 (Oct), p. 1866-1876.

FERNANDES, Thelma S. P.; 2004. *O Um Modelo de Despacho Ótimo de Potência para Sistemas Multi-Usuários*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

FIACCO, A. V.; McCORMICK, G. P.; 1968. *Nonlinear Programming: Sequential Unconstrained Minimization Techniques*: John Wiley & Sons.

GONZAGA, A. A.; 1992. Path Following Methods for Linear Programming. *SIAM Review*, v. 34, p. 167-224.



GRANVILLE, S.; MELLO, F. C.; MELLO, A. C. G.; 1996. Application of Interior Point Methods to Power Flow Unsolvability. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, Vol. 11, N<sup>o</sup> 2, May, p. 1096-1103.

HADJU, L. P.; PESCHON, J.; TINNEY, W. F.; PIERCY, D. S.; 1968. Optimal Load-Shedding Policy for Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, PAS-87, p. 784-795.

HAPP, H.H.; 1977. Optimal Power Dispatch – A Comprehensive Survey. *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-96, n. <sup>o</sup> 3 (May), p. 841-854.

IWAMOTO, S.; TAMURA, Y.; 1981. A Load Flow Calculation Method for Ill-Conditioned Power Systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, New York, Vol. PAS-100, n. <sup>o</sup> 4, April, p.1736-1743.

KARMAKAR, N; 1984. A New Polynomial Time Algorithm for Linear Programming. *Combinatoria 4*, p. 373-395.

LUENBERGER, David; 1989. *Linear and Nonlinear Programming*. 2. ed. Stanford University: Addison-Wesley Publishing Company.

MEHROTRA, Sanjay; 1992. On the Implementation of a Primal-Dual Interior Point Method. *Society for Industrial and Applied Mathematics*, v. 2. n. <sup>o</sup> 4 (Nov), p. 575-601.

MOMOH, James; EL-HAWARY, M. E.; ADAPA, R.; 1999. A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993, Part I: NonLinear and Quadratic Programming Approaches. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. <sup>o</sup> 1 (Feb), p. 96-111.

MONTICELLI, Alcir; 1983. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. 1. ed. São Paulo: Editora Edgard Blücher Ltda.

MOSTAFA, M. A.; EL-HAWARY, M. E.; MBAMALU, G. A. N.; MANSOUR, M. M.; EL-NAGAR, K. M.; EL-ARABATY, A. N. 1996. Steady-State Load Shedding Schemes: a Performance Comparison. *Electrical Power System Research 38*, p. 105-112.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Procedimentos de Rede. Submódulo 2.2. Padrões de Desempenho da Rede Básica. 2000.

QUINTANA, Victor; TORRES, Geraldo; PALOMO, José; 2000. Interior-Point Methods and Their Applications to Power Systems: A Classification of Publications and Software Codes. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.5, n.º 1 (Feb.), p. 170-176.

SASSON, A. M.; TREVIÑO, C.; ABOYTES, F.; 1971. Improved Newton's Load Flow Through a Minimization Technique. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, New York, Vol. PAS-90, n.º 10, October, p.1974-1981.

SCUDDER, J. M.; 1981. Step Size Optimization in a Polar Newton Power Flow. *Lecture Notes, University of Wisconsin, Madison*.

SOTO, Javier Rubén Ojeda; 2000. Programa de Fluxo de Potência Ótimo – Manual do Usuário, Versão 5.1. CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.

SUBRAMANIAN, D. K.; 1971. Optimum Load-Shedding Through Programming Techniques. *IEEE Transactions on Power Systems*, PAS-90, p. 89-95.

VARGAS, Luis; QUINTANA, Victor; VANELLI, Anthony; 1993. A Tutorial Description of an Interior Point method and Its Applications to Security-Constrained Economic Dispatch. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 8, n.º 3 (Aug.), p. 1315-1324.

## Apêndice A

### Fluxos de Potência Ativa e Reativa

**A.1 Modelagem de linhas e transformadores** (MONTICELLI, 1983 e FERNANDES, 2003)

#### a) Linhas de Transmissão

O modelo utilizado para representar uma linha de transmissão entre a barra  $i$  e a barra  $m$  é o equivalente  $\pi$ , representado na Figura A.1, definido por três parâmetros: resistência série  $rl_{im}$ , a reatância série  $xl_{im}$  e a susceptância shunt  $b_{im}^s$ .

A impedância do elemento série é:

$$\dot{z}_{im} = rl_{im} + j \cdot xl_{im} \quad (\text{A.1})$$

A admitância série é:

$$\dot{y}_{im} = g_{im} + j \cdot b_{im} = \dot{z}_{im}^{-1} = \frac{rl_{im}}{rl_{im}^2 + xl_{im}^2} - j \cdot \frac{xl_{im}}{rl_{im}^2 + xl_{im}^2} \quad (\text{A.2})$$

onde

$\dot{y}_{im}$  : admitância série da linha;

$g_{im}$  : condutância série da linha;

$b_{im}^s$  : susceptância série da linha.

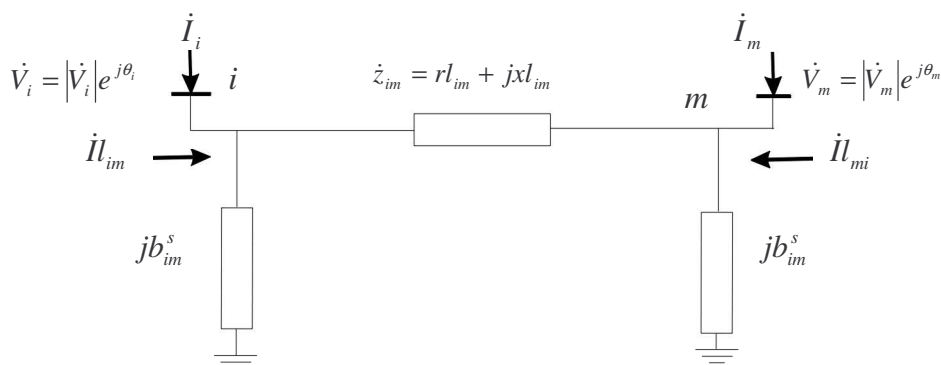


Figura A.1 Modelo equivalente  $\pi$  de uma linha de transmissão

A corrente  $\dot{I}_{im}$  (Figura A.1) que percorre a linha entre as barras  $i$  e  $m$  na direção  $i-m$  é formada por uma componente série e uma componente *shunt*, e pode ser calculada a partir das tensões terminais  $\dot{V}_i$ ,  $\dot{V}_m$  e dos parâmetros do modelo equivalente  $\pi$ .

$$\dot{I}_{im} = \dot{y}_{im} \cdot (\dot{V}_i - \dot{V}_m) + j \cdot b_{im}^s \cdot \dot{V}_i \quad (\text{A.3})$$

onde

$\dot{I}_{im}$ : corrente total que percorre elemento entre as barras  $i$  e  $m$ , na direção  $i-m$ .

Analogamente, a corrente  $\dot{I}_{mi}$  é dada por:

$$\dot{I}_{mi} = \dot{y}_{im} \cdot (\dot{V}_m - \dot{V}_i) + j \cdot b_{im}^s \cdot \dot{V}_m \quad (\text{A.4})$$

onde

$\dot{I}_{mi}$ : corrente total que percorre elemento entre as barras  $i$  e  $m$ , na direção  $m-i$ .

Os fluxos de potência complexa  $\dot{S}_{im}$  e  $\dot{S}_{mi}$  correspondentes são:

$$\dot{S}_{im} = Pl_{im} + j \cdot Ql_{im} = \dot{V}_i \cdot \dot{I}_{im}^* = \dot{V}_i [\dot{y}_{im} \cdot (\dot{V}_i - \dot{V}_m) + j \cdot b_{im}^s \cdot \dot{V}_i]^* \quad (\text{A.5})$$

$$\dot{S}_{mi} = Pl_{mi} + j \cdot Ql_{mi} = \dot{V}_m \cdot \dot{I}_{mi}^* = \dot{V}_m [\dot{y}_{im} \cdot (\dot{V}_m - \dot{V}_i) + j \cdot b_{im}^s \cdot \dot{V}_m]^* \quad (\text{A.6})$$

onde

$\dot{S}_{im}, \dot{S}_{mi}$ : fluxo de potência aparente que percorre a linha, na direção  $i-m$  e  $m-i$ ;

$Pl_{im}, Pl_{mi}$ : fluxo de potência ativa que percorre a linha, na direção  $i-m$  e  $m-i$ ;

$Ql_{im}, Ql_{mi}$ : fluxo de potência reativa que percorre a linha, na direção  $i-m$  e  $m-i$ .

## b) Transformador

O modelo utilizado para representar um transformador que atua na magnitude da tensão da barra consiste basicamente de uma admitância série  $\dot{y}_{im}$  e um transformador ideal com relação 1:  $a$  como representado na Figura A.2.

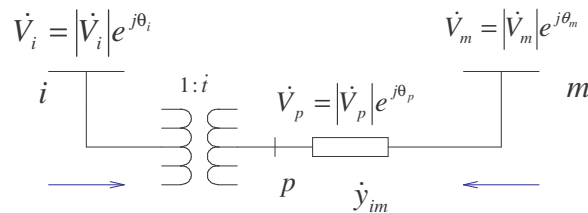


Figura A.2: Transformador com relação  $a_{im}$

A relação entre as magnitudes entre tensões  $\dot{V}_p$  e  $\dot{V}_i$  é igual ao valor  $a_{im}$ , ou seja:

$$\frac{|\dot{V}_p|}{|\dot{V}_i|} = a_{im} \quad (\text{A.7})$$

Aplicando-se convenientemente a relação (A.7) no modelo da Figura A.2, a corrente  $\dot{I}_{im}$  passa a ser a seguinte:

$$\dot{I}_{im} = a_{im}^2 \cdot \dot{y}_{im} \cdot \dot{V}_i - a_{im} \cdot \dot{y}_{im} \cdot \dot{V}_m \quad (\text{A.8})$$

E, a corrente  $\dot{I}_{mi}$  é dada por:

$$\dot{I}_{mi} = \dot{y}_{im} \cdot \dot{V}_m - a_{im} \cdot \dot{y}_{im} \cdot \dot{V}_i \quad (\text{A.8})$$

Os fluxos de potência complexa  $\dot{S}l_{im}$  e  $\dot{S}l_{mi}$  correspondentes são:

$$\dot{S}l_{im} = Pl_{im} + j \cdot Ql_{im} = \dot{V}_i \dot{I}_{im}^* = \dot{V}_i [a_{im}^2 \cdot \dot{y}_{im} \cdot \dot{V}_i - a_{im} \cdot \dot{y}_{im} \cdot \dot{V}_m]^* \quad (\text{A.10})$$

$$\dot{S}l_{mi} = Pl_{mi} + j \cdot Ql_{mi} = \dot{V}_m \cdot \dot{I}_{mi}^* = \dot{V}_m [\dot{y}_{im} \cdot \dot{V}_m - a_{im} \cdot \dot{y}_{im} \cdot \dot{V}_i]^* \quad (\text{A.11})$$

## A.2 Injeção de Corrente na Forma Matricial (MONTICELLI,1983)

A injeção líquida de corrente na barra  $i$  pode ser obtida aplicando-se a Primeira Lei de Kirchhoff à situação geral apresentada na figura A.1.

$$\dot{I}_i = \sum_{m \in \Omega_i} \dot{I}_{im} \quad i=1, \dots, nb \quad (\text{A.12})$$

onde  $\Omega_i$  é o conjunto das barras vizinhas da barra  $i$ .

Assim:

$$\dot{I}_i = \sum_{m \in \Omega_i} (a_{im}^2 \cdot \dot{y}_{im}) \cdot \dot{V}_i + \sum_{m \in \Omega_i} (-a_{im} \cdot \dot{y}_{im}) \cdot \dot{V}_m \quad (\text{A.13})$$

$$\dot{I}_m = \sum_{i \in \Omega_m} (-a_{im} \cdot \dot{y}_{im}) \cdot \dot{V}_i + \sum_{i \in \Omega_m} \dot{y}_{im} \cdot \dot{V}_m \quad (\text{A.14})$$

Esta expressão, para  $i = 1, \dots, nb$  pode ser posta na forma matricial:

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}} \quad (\text{A.15})$$

onde

$\dot{\mathbf{I}}$  : vetor de dimensão  $(nb \times 1)$  das injeções de correntes;

$\dot{\mathbf{V}}$  : vetor de dimensão  $(nb \times 1)$  das tensões nodais;

$\dot{\mathbf{Y}} = \mathbf{G} + j\mathbf{B}$  : matriz de admitância nodal com dimensão  $(nb \times nb)$ .

Os elementos da matriz  $\dot{\mathbf{Y}}$  são:

$$\dot{Y}_{im} = -a_{im} \cdot y_{im} \quad (\text{A.16})$$

$$\dot{Y}_{mi} = -a_{mi} \cdot y_{mi} \quad (\text{A.17})$$

$$\dot{Y}_{ii} = \sum_{m \in \Omega_i} (j \cdot b_{im}^s + a_{im}^2 \cdot \dot{y}_{im}) \quad (\text{A.18})$$

$$\dot{Y}_{mm} = \sum_{i \in \Omega_m} (j \cdot b_{im}^s + \dot{y}_{im}) \quad (\text{A.19})$$

Nota-se que, se o elemento existente entre as barras  $i$  e  $m$  for uma linha de transmissão,  $a_{im} = 1$ , ou seja,  $\dot{Y}_{im} = -y_{im}$ , ou se todas as barras conectadas a  $i$  forem linhas de transmissão tem-se que:

$$\dot{Y}_{ii} = \sum_{m \in \Omega_i} (j \cdot b_{im}^s + \dot{y}_{im}) \quad (\text{A.20})$$

Por outro lado, o elemento existente entre as barras  $i$  e  $m$  for um transformador,  $b_{im}^s = 0$ .

### A.3 Fluxo de Potência Ativa e Reativa na Forma Matricial (ALMEIDA,1994)

Para se deduzir expressões adequadas para os fluxos nas linhas, é conveniente representá-los na forma matricial. Para tanto, é necessário definir algumas matrizes tais

como: matriz de incidência barra-linha,  $\mathbf{A}$ , matriz de incidência barra inicial-linha,  $\mathbf{Af}$ , e matriz de incidência barra final-linha,  $\mathbf{At}$ , a partir das barras iniciais e finais de cada elemento do sistema de transmissão:

$$\mathbf{A} = [A_{ij}] \quad \text{onde} \quad A_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{se } i = \mathbf{if}(j) \\ -1 & \text{se } i = \mathbf{it}(j) \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (\text{A.21})$$

$$\mathbf{Af} = [Af_{ij}] \quad \text{onde} \quad Af_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{se } i = \mathbf{if}(j) \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (\text{A.22})$$

$$\mathbf{At} = [At_{ij}] \quad \text{onde} \quad At_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{se } i = \mathbf{it}(j) \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (\text{A.23})$$

onde

$\mathbf{if}$  : vetor de dimensão  $(nl \times 1)$  contendo as barras de origem das linhas do sistema de transmissão;

$\mathbf{it}$  : vetor de dimensão  $(nl \times 1)$  contendo as barras finais das linhas do sistema de transmissão;

$\mathbf{A}$  : matriz de incidência barra-linha com dimensão  $(nb \times nl)$ ;

$\mathbf{Af}$ : matriz de incidência barra inicial-linha com dimensão  $(nb \times nl)$ ;

$\mathbf{At}$ : matriz de incidência barra final-linha com dimensão  $(nb \times nl)$ .

Definem-se também os seguintes vetores:

$\mathbf{b}^s$ : vetor de dimensão  $(nl \times 1)$  composto pelas susceptâncias *shunt*  $b_{im}^s$  dos  $nl$  elementos do sistema;

$\dot{\mathbf{Y}}\mathbf{l}$ : vetor de dimensão  $(nl \times 1)$  composto pela admitâncias séries  $\dot{y}_{km}$  dos  $nl$  elementos do sistema;

$\dot{\mathbf{t}}$  : vetor de dimensão  $(nl \times 1)$  composto pelas relações de transformação.

#### a) Linha de Transmissão

Assim, os vetores dos fluxos complexos que atravessam as linhas de transmissão nos dois sentidos podem ser expressos:

$$\dot{\mathbf{S}}\mathbf{l}_{im} = \text{diag}(\mathbf{Af}^T \cdot \dot{\mathbf{V}}) [\text{diag}(\dot{\mathbf{Y}}\mathbf{l}^*) \cdot (\mathbf{Af} - \mathbf{At})^T \cdot \dot{\mathbf{V}}^* - j \cdot \text{diag}(\mathbf{Af}^T \cdot \dot{\mathbf{V}})^* \cdot \mathbf{b}^s] \quad (\text{A.24})$$

$$\dot{\mathbf{S}}\mathbf{l}_{mi} = \text{diag}(\mathbf{At}^T \cdot \dot{\mathbf{V}}) [\text{diag}(\dot{\mathbf{Y}}\mathbf{l}^*) \cdot (\mathbf{At} - \mathbf{Af})^T \cdot \dot{\mathbf{V}}^* - j \cdot \text{diag}(\mathbf{At}^T \cdot \dot{\mathbf{V}})^* \cdot \mathbf{b}^s] \quad (\text{A.25})$$

onde

$\dot{\mathbf{S}}\mathbf{l}_{im}$  e  $\dot{\mathbf{S}}\mathbf{l}_{mi}$ : vetores de dimensão  $(nl \times 1)$  contendo o fluxo de potência complexa nas direções  $i-m$  e  $m-i$ .

### b) Transformador

Tomando as expressões (A.10) e (A.11), os vetores de fluxos complexos através dos transformadores são:

$$\dot{\mathbf{S}}\mathbf{l}_{im} = \text{diag}(\mathbf{A}\mathbf{f}^T \cdot \dot{\mathbf{V}})[\text{diag}(\dot{\mathbf{Y}}\mathbf{l}^*) \cdot \text{diag}(\mathbf{t}) \cdot (\mathbf{A}\mathbf{f} \cdot \text{diag}(\mathbf{t}) - \mathbf{A}\mathbf{t})^T \cdot \dot{\mathbf{V}}^*] \quad (\text{A.26})$$

$$\dot{\mathbf{S}}\mathbf{l}_{mi} = \text{diag}(\mathbf{A}\mathbf{t}^T \cdot \dot{\mathbf{V}})[\text{diag}(\dot{\mathbf{Y}}\mathbf{l}^*) \cdot (\mathbf{A}\mathbf{t} - \mathbf{A}\mathbf{f} \cdot \text{diag}(\mathbf{t}))^T \cdot \dot{\mathbf{V}}^*] \quad (\text{A.27})$$

### c) Expressão geral para fluxo de potência aparente

Considerando que, para linhas de transmissão,  $a = 1$ , e para transformadores,  $b_{km}^s = 0$ , pode-se utilizar as seguintes expressões para se representar genericamente os vetores de fluxos nas direções  $i-m$  e  $m-i$ .

$$\dot{\mathbf{S}}\mathbf{l}_{im} = \text{diag}(\mathbf{A}\mathbf{f}^T \cdot \dot{\mathbf{V}})[\text{diag}(\dot{\mathbf{Y}}\mathbf{l}^*) \cdot \text{diag}(\mathbf{t}) \cdot (\mathbf{A}\mathbf{f} \cdot \text{diag}(\mathbf{t}) - \mathbf{A}\mathbf{t})^T \cdot \dot{\mathbf{V}}^* - j \cdot \text{diag}(\mathbf{A}\mathbf{f}^T \cdot \dot{\mathbf{V}})^* \cdot \mathbf{b}^s] \quad (\text{A.28})$$

$$\dot{\mathbf{S}}\mathbf{l}_{mi} = \text{diag}(\mathbf{A}\mathbf{t}^T \cdot \dot{\mathbf{V}})[\text{diag}(\dot{\mathbf{Y}}\mathbf{l}^*) \cdot (\mathbf{A}\mathbf{t} - \mathbf{A}\mathbf{f} \cdot \text{diag}(\mathbf{t}))^T \cdot \dot{\mathbf{V}}^* - j \cdot \text{diag}(\mathbf{A}\mathbf{t}^T \cdot \dot{\mathbf{V}})^* \cdot \mathbf{b}^s] \quad (\text{A.29})$$

Pode-se observar que as segundas parcelas das equações (A.28) e (A.29) apenas afetam o fluxo de potência reativo. Assim, desmembrando o vetor de fluxo em sua parte real e imaginária, ou seja, separando os fluxos de potência ativa e reativa, obtém-se:

$$\mathbf{P}\mathbf{l}_{im} = \text{real}\{\text{diag}(\mathbf{A}\mathbf{f}^T \cdot \dot{\mathbf{V}})[\text{diag}(\dot{\mathbf{Y}}\mathbf{l}^*) \cdot \text{diag}(\mathbf{t}) \cdot (\mathbf{A}\mathbf{f} \cdot \text{diag}(\mathbf{t}) - \mathbf{A}\mathbf{t})^T \cdot \mathbf{V}^*]\} \quad (\text{A.30})$$

$$\mathbf{P}\mathbf{l}_{mi} = \text{real}\{\text{diag}(\mathbf{A}\mathbf{t}^T \cdot \dot{\mathbf{V}})[\text{diag}(\dot{\mathbf{Y}}\mathbf{l}^*) \cdot (\mathbf{A}\mathbf{t} - \mathbf{A}\mathbf{f} \cdot \text{diag}(\mathbf{t}))^T \cdot \mathbf{V}^*]\} \quad (\text{A.31})$$

$$\mathbf{Q}\mathbf{l}_{im} = \text{imag}\{\text{diag}(\mathbf{A}\mathbf{f}^T \cdot \dot{\mathbf{V}})[\text{diag}(\dot{\mathbf{Y}}\mathbf{l}^*) \cdot \text{diag}(\mathbf{t}) \cdot (\mathbf{A}\mathbf{f} \cdot \text{diag}(\mathbf{t}) - \mathbf{A}\mathbf{t})^T \cdot \dot{\mathbf{V}}^*]\} - j \cdot \text{diag}(\mathbf{A}\mathbf{f}^T \cdot \dot{\mathbf{V}}) \cdot \text{diag}(\mathbf{A}\mathbf{f}^T \cdot \dot{\mathbf{V}})^* \cdot \mathbf{b}^s \quad (\text{A.32})$$

$$\mathbf{Q}\mathbf{l}_{mi} = \text{imag}\{\text{diag}(\mathbf{A}\mathbf{t}^T \cdot \dot{\mathbf{V}})[\text{diag}(\dot{\mathbf{Y}}\mathbf{l}^*) \cdot (\mathbf{A}\mathbf{t} - \mathbf{A}\mathbf{f} \cdot \text{diag}(\mathbf{t}))^T \cdot \dot{\mathbf{V}}^*]\} - j \cdot \text{diag}(\mathbf{A}\mathbf{t}^T \cdot \dot{\mathbf{V}}) \cdot \text{diag}(\mathbf{A}\mathbf{f}^T \cdot \dot{\mathbf{V}})^* \cdot \mathbf{b}^s \quad (\text{A.33})$$



onde

$\mathbf{PI}_{im}$  e  $\mathbf{PI}_{mi}$ : vetores de dimensão  $(nl \times 1)$  contendo os fluxos de potência ativa que percorrem as linhas nas direções  $i-m$  e  $m-i$ ;

$\mathbf{QI}_{im}$  e  $\mathbf{QI}_{mi}$ : vetores de dimensão  $(nl \times 1)$  contendo fluxos de potência reativa que percorrem as linhas nas direções  $i-m$  e  $m-i$ .

## **Apêndice B**

### **Dados do Sistema de 291 Barras**

#### **B.1 Introdução**

Este apêndice apresenta os dados de ramos e barras do sistema de 291 barras. Todos os valores estão em p.u. na base 100 MVA.

Tabela B.1 Dados das Linhas de Transmissão e Transformadores

De	Para	r(%)	x(%)	b <sup>s</sup> (%)	a mín	a máx	Limite (MW)
546	511		3,270		1,025	1,025	355,43
549	507		2,162		1,000	1,000	694,91
549	552	0,140	1,820	102,200			1518,97
550	549		10,780		0,850	1,187	139,20
551	553		0,010				633,18
551	611	0,630	3,610	11,750			317,94
551	1029	1,430	8,220	26,750			406,32
553	552	0,070	7,237		0,900	1,100	313,56
553	1031	3,772	19,340	333,000	0,904	0,904	292,55
611	612	0,130	0,720	2,360			108,28
611	615	0,430	2,480	8,070			308,17
613	512		6,740				97,26
613	612		23,430		0,857	1,048	14,54
615	514		2,8250		1,050	1,050	453,74
615	884	2,010	10,290	17,820			232,79
813	802		6,823		1,000	1,000	410,00
813	803		6,823		1,000	1,000	205,00
813	822	0,070	0,390	0,783			426,67
814	816	0,270	1,610	3,187			316,75
814	827	2,080	12,580	24,698			279,89
814	831	1,600	8,070	14,211			105,56
814	895	0,032	1,1460		0,945	1,155	550,80
814	2359		6,500		0,869	1,043	145,72
814	2359		6,500		0,869	1,043	145,72
814	9814		0,010				348,44
815	813	0,190	1,130	2,258			424,80
815	2368		17,850		0,8695	1,043	149,10
815	2368		17,600		0,8695	1,043	149,10
815	9342		40,830		0,8695	1,043	43,94
815	9342		40,510		0,8695	1,043	43,94
816	815	0,260	1,260	2,4310			415,27
816	819	0,340	1,640	3,160			271,75
816	821	0,510	2,620	4,540			148,43
816	822	0,300	1,820	3,624			186,61
816	2363		18,030		1,000	1,000	107,47
816	2363		18,320		1,000	1,000	107,47
816	9321		41,270		0,869	1,043	47,48
816	9321		41,470		0,869	1,043	47,48
816	9816		0,010				347,57
817	804		4,840		1,043	1,043	251,07
817	805		19,360		1,043	1,043	251,07
817	819	1,270	6,380	11,175			173,67
817	820	1,480	7,560	13,268			154,77
817	2373		6,490		0,869	1,043	146,15
817	9337		5,910		0,869	1,043	146,13
818	820	0,230	1,100	2,127			182,23
818	2353	0,350	1,680	3,236			201,09

De	Para	r(%)	x(%)	b <sup>s</sup> (%)	a mín	a máx	Limite (MW)
818	9322		42,760		0,869	1,043	47,86
818	9322		42,760		0,869	1,043	47,86
819	2377	0,410	2,050	3,729			100,46
819	2387		18,840		0,869	1,043	124,83
819	2387		19,030		0,869	1,043	124,83
820	822	0,700	3,380	6,526			213,84
820	2401		19,110		0,869	1,043	123,58
820	2401		18,810		0,869	1,043	123,58
821	822		0,010				368,63
821	960		0,010	0,033			547,38
821	2399	0,240	1,420	2,840			113,44
821	2402		18,860		0,869	1,043	119,00
822	960		0,010	0,033			542,79
822	2353	0,380	1,880	3,629			230,86
822	2406		18,360		0,869	1,043	118,94
823	835	8,180	16,510	4,285			107,16
823	836	5,540	22,610	6,215			135,34
823	2454	5,010	14,180	3,916			11,22
824	800		0,840		1,024	1,024	1673,49
824	801		3,360		1,024	1,024	56,17
824	933	0,010	0,124	15,204			2178,73
824	933	0,010	0,126	15,428			2178,73
825	826	10,560	21,620	5,340			62,95
825	837	2,170	5,950	1,505			101,61
825	2420		35,970		0,826	1,000	16,89
826	832	3,550	7,250	1,796			100,86
826	833	8,180	16,750	4,146			37,58
827	884	0,590	8,090	14,140			280,42
827	2423		6,390		0,869	1,043	145,55
827	2423		6,360		0,869	1,043	145,55
828	888	5,670	16,480	4,4760			87,10
829	830		10,910		0,869	1,043	66,48
829	830		11,090		0,869	1,043	66,48
829	831	0,420	2,120	3,820			19,06
829	884	2,630	13,520	22,765			157,87
830	833	1,150	2,380	0,586			78,84
830	2417	0,820	3,310	1,139			137,40
830	2439	1,160	3,540	0,871			107,07
832	836	5,540	22,610	6,215			98,99
834	934	2,444	12,650	221,71			353,97
834	943	0,977	4,708	8,077			309,63
834	2424	0,010	0,040	0,066			106,78
834	9330		54,080		0,950	1,043	28,95
834	9331		99,360		0,950	1,043	28,76
835	837	4,700	11,050	82,820			101,95
838	851	3,150	9,640	2,370			6,11
838	874	7,130	21,720	5,383			71,54
838	2463	3,850	11,630	2,933			154,14
839	840		6,640		0,869	1,043	142,67

De	Para	r(%)	x(%)	b <sup>s</sup> (%)	a mín	a máx	Limite (MW)
839	840		6,290		0,869	1,043	142,67
839	840		6,700		0,869	1,043	142,67
839	898	1,130	6,990	12,620			176,11
839	1047	1,220	7,690	13,810			137,37
839	2458	0,220	1,090	1,860			386,53
839	2458	0,170	1,030	2,054			328,52
840	841	4,100	12,550	3,133			135,46
840	850	3,250	20,190	4,731			158,59
840	854	1,690	5,090	1,297			159,80
840	2457	1,910	5,970	1,580			136,77
840	2463	5,280	15,570	4,014			140,75
841	850	2,560	7,780	1,930			93,87
842	845	3,090	9,110	2,401			159,47
842	848	2,230	6,640	1,726			158,21
844	850	2,470	15,310	3,589			162,10
844	858	0,790	3,130	0,926			140,81
844	2498	0,610	1,860	0,460			111,00
845	853	3,640	11,130	2,742			160,77
845	855	4,720	13,730	3,727			147,27
846	847		6,360		0,869	1,043	125,60
846	978		0,010				125,60
847	849	4,780	14,600	3,600			90,08
847	851	3,970	12,140	2,990			108,14
847	1091	0,900	4,360	1,095			22,85
848	854	6,540	19,300	5,083			158,93
848	855	4,660	14,240	3,518			156,36
848	873		18,480		0,826	1,000	40,69
849	857	4,640	9,500	2,350			50,96
850	858	4,940	15,860	4,088			93,91
852	853		20,530		0,869	1,043	55,01
852	853		20,330		0,869	1,043	55,01
852	1069	1,510	7,732	13,568			357,38
853	2442	3,400	10,380	2,558			45,97
853	9339		25,260		0,850	1,050	39,29
854	2451		36,00		0,826	1,000	26,27
854	2453	4,800	9,820	2,431			125,5
854	2457	0,840	2,710	0,740			139,66
856	810		1,400		1,024	1,024	1252,31
856	811		4,200		1,024	1,024	1252,31
856	933	0,052	0,654	80,493			2267,54
856	1060	0,056	0,697	85,746			2176,55
857	2453	0,230	0,470	0,117			125,86
859	869	6,710	14,180	3,300			86,62
859	870	2,870	6,070	1,410			96,31
860	866	2,580	7,530	2,029			131,57
860	871	0,860	1,770	0,435			108,03
860	2467		35,760		0,826	1,000	21,00
860	9860	0,290	0,840	0,229			164,97
860	9860	0,290	0,840	0,229			164,97

De	Para	r(%)	x(%)	b <sup>s</sup> (%)	a mín	a máx	Limite (MW)
861	869	8,840	18,760	4,324			31,55
861	871	5,670	11,990	2,780			86,64
861	874	9,140	19,400	4,470			103,29
862	865	4,720	13,730	3,727			156,06
862	874	4,740	13,820	3,739			143,10
863	866	4,710	13,690	3,713			11,30
863	874	4,450	13,590	3,350			123,04
864	2470	0,690	1,450	0,345			117,88
864	2473	0,770	1,790	0,466			113,08
864	2493	1,230	2,830	0,692			122,98
865	546	1,890	5,490	6,008			321,81
865	870	6,290	19,190	4,720			159,62
866	2469		35,930		0,826	1,000	13,01
867	2473	3,550	7,640	1,821			60,57
867	2491	3,980	9,370	2,288			107,94
868	869		6,510		0,869	1,043	125,83
868	869		6,650		0,869	1,043	125,83
868	878	1,100	5,680	9,790			85,98
868	1031		0,010				121,92
869	899	0,290	1,270	0,484			175,18
869	2470	0,740	2,140	0,585			111,71
869	2493	0,110	0,240	0,054			165,51
873	2452	7,620	20,230	0,346			52,73
874	2465	6,260	18,220	4,940			47,89
875	877	0,010	0,010				25,45
875	2489	2,680	8,180	2,018			48,94
876	613	8,580	17,420	0,730			53,78
876	613	8,580	17,420	0,730			53,78
876	875		38,670		1,045	1,045	23,90
876	875		37,870		1,045	1,045	23,90
877	880	2,260	4,840	1,232			20,75
877	882	5,910	12,260	3,103			34,53
878	879		6,370		0,869	1,043	131,87
878	879		6,380		0,869	1,043	131,87
878	884	2,180	11,350	19,050			286,70
878	954	2,170	11,220	919,330			289,24
878	1028	0,575	3,3610	10,560			352,21
879	883	4,980	15,210	3,754			93,17
879	2483	1,200	3,400	0,860			128,71
879	2491	1,660	4,540	1,139			113,71
879	9879		0,010				104,08
880	887	10,480	21,480	5,413			82,45
881	885	2,720	8,150	2,099			96,72
881	890	3,700	11,140	2,834			94,55
882	887	6,270	12,930	3,254			94,26
883	888	3,880	11,810	2,915			102,37
884	2485		6,720		0,869	1,043	142,35
884	9333		7,400		0,869	1,043	147,15
886	887		5,880		0,869	1,043	147,29

De	Para	r(%)	x(%)	b <sup>s</sup> (%)	a mín	a máx	Limite (MW)
886	887		6,330		0,869	1,043	147,29
886	1028	0,310	1,820	3,725			304,39
887	892	0,980	2,150	0,542			122,35
887	894	1,330	3,680	1,122			119,56
889	890		6,710		0,869	1,043	142,65
889	890		6,630		0,869	1,043	142,65
889	1029		0,010				303,37
890	892	1,400	4,040	1,130			159,34
890	894	0,730	2,670	0,843			133,80
890	2486	0,330	1,320	0,712			45,82
890	2492	0,670	2,060	0,542			96,37
891	892	0,300	0,610	0,160			94,85
891	893		0,010				94,85
892	9879	7,860	12,610	2,550			104,55
893	2492	1,110	3,090	0,566			121,63
896	897	0,050	0,730	78,060			2110,00
897	808		1,020	1,024			1543,85
897	809		4,080	1,024			1478,00
897	1060	0,076	1,171	124,580			94,74
898	848		6,360		0,869	1,043	1607,37
898	1047	0,150	0,890	1,631			144,75
933	895	0,200	2,550	312,720			323,29
933	955	0,162	2,048	250,170			2104,72
933	959	0,200	2,690	336,400			2470,33
933	999	0,159	2,012	245,770			2176,55
934	823		6,470		0,869	1,043	2133,44
934	829	3,460	18,070	30,150			145,48
934	933		0,031	1,207	0,922	1,127	318,55
934	1047	3,045	15,730	827,120			672,00
934	1047	3,041	15,710	827,090			306,88
934	9335		5,880		0,869	1,043	306,81
938	959	0,127	1,603	195,890			145,51
954	860		6,590		0,869	1,043	1163,45
954	1031	1,514	7,836	13,486			121,92
954	1047	5,051	17,770	730,600			316,74
954	1047	4,668	17,780	30,609			342,16
955	938	0,255	2,922	360,400			340,76
959	895	0,050	0,440	47,580			2429,06
960	834	2,210	11,470	519,690			308,57
960	959		0,032	1,163	0,945	1,155	566,03
960	959		0,031	1,166	0,945	1,155	563,07
960	1015	1,892	9,776	16,845			318,78
960	1015	1,895	9,704	17,029			318,81
978	1086	2,510	19,000	644,270			249,62
978	2458	0,590	7,630	33,406			306,99
999	66	0,001	0,010	1,135			2273,00
999	66	0,001	0,010	1,135			2273,00
999	66	0,001	0,010	1,135			2273,00
999	1027	0,110	1,394	170,280			2233,68

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>r(%)</b>	<b>x(%)</b>	<b>b<sup>s</sup>(%)</b>	<b>a mín</b>	<b>a máx</b>	<b>Limite (MW)</b>
999	1060	0,154	1,940	236,970			1950,46
1028	1027		0,039	1,272	0,900	1,100	636,59
1028	1027		0,020	1,219	0,900	1,100	587,19
1029	1028	0,425	2,5030	7,770			283,37
1047	852	1,629	8,344	14,643			356,92
1047	919		0,024	2,269			786,27
1047	920		6,809				12,29
1047	921	0,108	3,391				391,62
1047	922		6,782				6,13
1047	1048	1,381	47,870		0,872	1,064	32,78
1047	1069	3,074	15,880	527,370			411,05
1048	2455	1,320	3,100	0,055			48,00
1060	925		0,008	1,136			1379,43
1060	926		0,034	4,545			28,09
2351	2354	1,010	3,030	0,770			145,13
2353	2354		10,400		0,869	1,043	63,34
2353	2354		10,870		0,869	1,043	63,34
2353	9332		40,210		0,869	1,043	45,28
2353	9332		40,180		0,869	1,043	45,28
2355	2395	1,360	2,600	0,046			11,02
2355	2402	1,800	7,940	0,155			118,29
2355	2404	2,110	4,040	0,070			36,64
2355	2462	0,950	4,160	0,084			82,84
2356	2387	2,840	8,770	0,134			79,40
2356	2387	2,840	8,770	0,134			79,40
2356	2392	4,110	11,900	0,231			75,87
2356	2400	2,030	5,900	0,101			65,63
2356	2405	2,030	5,900	0,101			63,82
2356	2414	2,290	4,610	0,075			47,58
2357	2387	1,740	4,970	0,102			69,11
2357	2387	1,830	4,960	0,113			69,43
2357	2408	0,660	3,250	0,080			127,80
2358	2363	2,030	6,260	0,095			82,06
2358	2368	1,830	5,640	0,085			91,78
2358	2368	1,830	5,640	0,085			86,79
2358	2397	0,670	3,890	0,062			83,43
2358	2397	0,670	3,890	0,062			89,25
2358	2404	4,080	8,210	0,151			3,31
2358	2422	1,460	4,230	0,072			87,31
2359	2364	0,390	1,160	0,330			66,52
2359	2375	1,070	2,450	0,699			49,85
2359	2378	3,640	10,760	2,858			80,35
2359	2391	0,620	1,910	0,546			66,23
2360	2365	0,570	2,740	0,068			91,24
2360	2397	0,650	3,170	0,078			130,63
2361	2401	1,950	5,690	0,095			55,97
2361	2412	3,750	11,110	0,194			89,25
2362	2368	0,340	0,990	0,016			77,89
2362	2370	1,250	3,990	0,066			78,61



De	Para	r(%)	x(%)	b <sup>s</sup> (%)	a mín	a máx	Limite (MW)
2362	2406	3,210	9,360	0,154			14,33
2363	2366	3,640	12,280	0,235			83,81
2363	2381	3,240	11,110	0,212			86,73
2363	2393	15,300	35,640	0,595			59,00
2363	2396	14,030	28,720	0,444			52,92
2363	2422	0,580	1,670	0,028			86,92
2364	2391	0,410	1,300	0,378			64,73
2365	2401	2,090	6,980	0,130			80,24
2365	2401	2,090	6,980	0,130			80,24
2365	2408	0,440	2,130	0,053			9,96
2366	2387	2,010	6,670	0,141			54,87
2367	2350	43,500	1,072				1,67
2367	2374	6,480	13,430	0,204			2,34
2368	2411	0,270	0,830	0,013			68,86
2369	2396	7,790	15,650	0,248			56,88
2369	2414	5,680	11,450	0,184			48,48
2371	2402	2,620	5,350	0,081			57,73
2371	2406	2,400	5,310	0,083			58,19
2372	2386	0,630	2,770	0,065			89,42
2372	2397	0,580	2,920	0,066			115,02
2373	2384	5,150	14,970	4,074			161,62
2373	2410	7,690	23,180	6,187			158,98
2374	2352		16,660		1,097	1,097	39,99
2374	2376	11,010	22,030	0,36			26,92
2374	2397	31,030	54,940	0,854			36,66
2374	2397	31,030	54,940	0,854			36,66
2378	2389	4,650	14,210	3,497			159,44
2379	2390	4,410	12,920	3,567			126,07
2379	2410	0,810	2,900	0,938			195,80
2380	2382	14,430	42,420	0,800			22,51
2380	2401	1,170	5,510	0,089			51,76
2381	2387	1,790	6,410	0,143			37,42
2384	2390	2,470	7,190	1,969			57,58
2384	2416	0,190	0,830	0,317			90,78
2385	2407	1,070	2,800	0,070			76,87
2386	2394	0,310	1,400	0,039			88,62
2388	2401	3,830	11,130	0,190			56,05
2388	2402	2,400	6,990	0,111			88,86
2394	2401	0,660	3,020	0,084			120,41
2398	2401	3,560	10,700	0,170			80,33
2398	2401	3,560	10,700	0,170			80,33
2398	2409	7,120	6,390	0,088			63,89
2400	2401	1,900	5,510	0,094			46,78
2401	2407	1,700	4,920	0,079			71,02
2402	2403	2,870	8,370	0,134			23,59
2402	2406		0,100				181,66
2402	2412	1,800	5,410	0,099			75,37
2403	2411	0,410	1,190	0,019			24,05
2405	2407	0,200	0,590	0,009			65,92

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>r(%)</b>	<b>x(%)</b>	<b>b<sup>s</sup>(%)</b>	<b>a mín</b>	<b>a máx</b>	<b>Limite (MW)</b>
2406	2462	0,870	3,870	0,071			117,90
2417	9437	0,860	2,720	0,755			108,52
2417	9437	0,860	2,720	0,755			108,52
2418	2439	1,490	4,550	1,119			48,86
2420	2446	6,890	13,200	0,234			50,44
2421	2423	1,760	5,130	1,395			157,71
2423	2426	0,090	0,280	0,069			168,19
2423	2435		84,800		0,826	1,000	9,46
2423	2440	0,570	1,750	0,437			168,85
2423	9323		82,960		0,850	1,050	17,52
2425	2432	0,820	3,890	0,064			89,14
2428	2434	39,480	32,740	0,426			14,86
2429	2485	5,220	15,990	3,910			44,31
2431	2432		50,320		0,826	1,000	51,95
2431	2432		47,520		0,826	1,000	48,95
2431	2432		48,120		0,826	1,000	51,95
2431	2485	7,780	16,450	3,821			94,88
2431	2485	5,240	15,230	4,136			163,89
2434	2435		45,400		1,000	1,000	10,64
2436	9437	2,560	7,470	2,021			105,42
2436	9437	2,560	7,470	2,021			105,42
2446	2449	5,880	11,270	0,200			54,79
2448	2449	37,700	72,240	1,280			54,82
2448	9800		0,400				54,82
2451	2456	75,370	76,950	1,040			38,30
2452	2455	13,480	24,730	0,385			35,00
2452	9800	19,820	60,560	0,031			55,99
2454	9800	18,520	53,920	0,915			41,13
2455	1061	17,970	42,210	0,760			11,77
2456	2469	64,380	65,730	0,890			26,78
2458	896		1,270		0,900	1,100	565,86
2460	2468	3,850	11,190	3,039			107,43
2460	2484	1,090	3,170	0,862			98,38
2461	2471	2,650	5,640	0,081			64,00
2466	2471	37,740	39,930	0,500			22,16
2467	2471	3,170	6,430	0,101			5,08
2469	2471	37,040	37,820	0,510			12,30
2470	2484	2,703	8,340	2,055			155,33
2471	2464		94,670		1,000	1,000	3,58
2485	2481	70,240	1,055				48,94
2498	2499		13,670		0,805	1,123	53,02
9333	2485		-0,820		1,000	1,000	49,41
9333	9334		42,610		1,000	1,000	49,98
9335	823		0,670		1,000	1,000	50,00
9335	9336		38,100		1,000	1,000	49,22
9337	2373		0,560		1,000	1,000	49,99
9337	9338		38,340		1,000	1,000	50,00
9339	9340		-1,500		1,000	1,000	49,99
9339	9341		16,180		1,000	1,000	49,81

De	Para	r(%)	x(%)	b <sup>s</sup> (%)	a mín	a máx	Limite (MW)
9814	9816	0,270	1,610	3,187			50,00
9816	9815	0,340	1,710	3,003			49,9
831	9324		97,820		1,043		49,03
9324	9325		-8,450		1,000	1,000	39,81
9324	9326		39,120		1,000	1,000	149,94
831	9424		98,020		1,043		48,07
9424	9425		-8,780		1,000	1,000	143,03
9424	9426		39,620		1,000	1,000	57,76
829	9327		99,030		1,043		147,36
9327	9328		-7,630		1,000	1,000	57,40
9327	9329		37,600		1,000	1,000	33,06
829	9427		97,980		1,043		40,98
9427	9428		-8,550		1,000	1,000	40,98
9427	9429		38,920		1,000	1,000	40,98

Tabela B.2: Dados das Barras de Carga

Barra	Nome	Vmin (pu)	Vmáx (pu)	Pd (MW)	Qd (Mvar)	Shunt (Mvar)	Área
66	IVAIPORA-525	0,95	1,05	-924,3	296,0	0	2
546	ROSANA---138	0,90	1,05	153,0	8,8	0	2
549	CAPIVARA-440	0,95	1,05	-572,7	-29,3	0	2
550	CAPIVARA-138	0,90	1,05	109,0	31,2	0	2
551	ASSIS--B-230	0,95	1,05	0,233	46,8	0	2
552	ASSIS----440	0,95	1,05	749,0	-203,5	-90,0	2
553	ASSIS-A--230	0,95	1,05	0	0	0	2
611	SALTGRD-Y230	0,95	1,05	0	0	0	2
612	SALTOGRDE230	0,95	1,05	0	0	0	2
613	SALTOGRDE-88	0,90	1,05	16,9	6,9	0	2
615	CHAVANTE-230	0,95	1,05	390,0	-32,7	0	2
813	GralhAzu-230	0,95	1,05	18,0	6,6	0	2
814	Bateias--230	0,95	1,05	0	0	0	2
815	CIndustr-230	0,95	1,05	0	0	0	2
816	CComprid-230	0,95	1,05	0	0	0	2
817	GPSouza--230	0,95	1,05	0	0	13,5	2
818	DISJoseP-230	0,95	1,05	0	0	0	2
819	Pilarzin-230	0,95	1,05	0	0	0	2
820	Uberaba--230	0,95	1,05	0	0	0	2
821	Umbara-2-230	0,95	1,05	0	0	0	2
822	Umbara-1-230	0,95	1,05	0	0	0	2
823	Areia----138	0,90	1,05	0	0	0	4
824	GBMunhoz-525	0,95	1,05	0	0	0	2
825	Guarapua-138	0,90	1,05	23,0	11,9	4,8	4
826	Irati----138	0,90	1,05	38,0	15,5	4,8	4
827	Jaguaria-230	0,95	1,05	0	0	0	2
828	Pitanga--138	0,90	1,05	22,2	11,3	2,4	4

Barra	Nome	Vmin (pu)	Vmáx (pu)	Pd (MW)	Qd (Mvar)	Shunt (Mvar)	Área
829	PGrossaN-230	0,95	1,05	0	0	0	2
830	PGrossaN-138	0,90	1,05	0	0	0	4
831	PGrossaS-230	0,95	1,05	0	0	0	2
832	RioAzul--138	0,90	1,05	10,3	8,8	1,2	4
833	Sabara---138	0,90	1,05	18,0	8,8	4,8	4
834	SMateus--230	0,95	1,05	0	0	0	2
835	Socorro--138	0,90	1,05	10,9	3,2	0	4
836	UVitoria-138	0,90	1,05	40,5	25,0	9,6	4
837	VilaCarl-138	0,90	1,05	23,2	7,8	4,8	4
838	AChateau-138	0,90	1,05	20,8	9,7	2,4	4
839	Cascavel-230	0,95	1,05	0	0	0	2
840	Cascavel-138	0,90	1,05	30,5	9,3	2,4	4
841	CeuAzul--138	0,90	1,05	9,5	5,3	2,4	4
842	Vizinho--138	0,90	1,05	31,1	15,6	7,2	4
844	FIGuacu--138	0,90	1,05	44,8	25,9	12	4
845	FBeltrao-138	0,90	1,05	35,3	13,6	4,8	4
846	Guaira---230	0,95	1,05	0	0	0	2
847	Guaira---138	0,90	1,05	14,6	6,7	2,4	4
848	FChopim--138	0,90	1,05	0	0	0	4
849	MCRondon-138	0,90	1,05	29,1	18,0	4,8	4
850	Medianeir-138	0,90	1,05	40,3	18,4	7,2	4
851	Palotina-138	0,90	1,05	18,1	10,5	3,6	4
852	PBranco--230	0,95	1,05	0	0	0	2
853	PBranco--138	0,90	1,05	0	0	0	4
854	Pinheiro-138	0,90	1,05	44,4	16,0	7,2	4
855	Realeza--138	0,90	1,05	41,6	15,5	7,2	4
856	Segredo--525	0,95	1,05	0	0	0	2
857	Toledo---138	0,90	1,05	37,9	19,2	10,8	4
858	VYolanda-138	0,90	1,05	36,2	17,2	7,2	4
859	AlParana-138	0,90	1,05	18,1	10,4	2,4	4
860	CMourao--138	0,90	1,05	0	0	0	4
861	Cianorte-138	0,90	1,05	30,0	15,7	3,6	4
862	CGaucha--138	0,90	1,05	8,4	3,3	0	4
863	Goioere--138	0,90	1,05	14,8	6,3	4,8	4
864	JAlvorad-138	0,90	1,05	56,9	25,6	14,4	4
865	Loanda---138	0,90	1,05	19,6	9,8	0	4
866	Mambore--138	0,90	1,05	14,9	7,4	2,4	4
867	Mandagua-138	0,90	1,05	22,5	10,3	4,8	4
868	Maringa--230	0,95	1,05	0	0	0	2
869	Maringa--138	0,90	1,05	32,6	12,9	10,8	4
870	Paranava-138	0,90	1,05	33,4	12,7	7,2	4
871	SDumont--138	0,90	1,05	30,2	21,2	2,4	4
873	FChopim---69	0,90	1,05	0	0	0	4
874	Umuarama-138	0,90	1,05	45,5	21,0	7,2	4
875	Andira-B-138	0,90	1,05	18,8	13,0	4,8	4

Barra	Nome	Vmin (pu)	Vmáx (pu)	Pd (MW)	Qd (Mvar)	Shunt (Mvar)	Área
876	Andira---88	0,90	1,05	0	0	0	4
877	Andira-A-138	0,90	1,05	0	0	0	4
878	Apucaran-230	0,95	1,05	0	0	0	2
879	Apucaran-138	0,90	1,05	29,2	18,4	7,2	4
880	Bandeira-138	0,90	1,05	16,1	8,4	2,4	4
881	BVParais-138	0,90	1,05	15,9	8,3	2,4	4
882	CProcopi-138	0,90	1,05	30,4	12,3	9,6	4
883	Faxinal--138	0,90	1,05	17,1	6,3	0	4
884	Figueira-230	0,95	1,05	0	0	0	2
885	Floresto-138	0,90	1,05	13,0	4,2	0	4
886	Ibipora--230	0,90	1,05	0	0	0	2
887	Ibipora--138	0,90	1,05	35,3	10,6	7,2	4
888	Ivaipora-138	0,90	1,05	20,7	8,3	2,4	4
889	LondrinC-230	0,95	1,05	0	0	0	2
890	Londrina-138	0,90	1,05	63,0	37,5	14,4	4
891	RDavidsB-138	0,90	1,05	19,3	10,2	0	4
892	VeraCruz-138	0,90	1,05	30	20,6	19,2	4
893	RDavidsA-138	0,90	1,05	21,7	11,7	12	4
894	Palermo--138	0,90	1,05	27,7	13,5	4,8	4
895	Bateias--525	0,95	1,05	-436,2	-205,0	0	2
896	CascavOe-525	0,95	1,05	0	0	0	2
897	SCaxias--525	0,95	1,05	0	0	0	2
898	FChopim--230	0,95	1,05	0	0	0	2
899	Horizont-138	0,90	1,05	37,6	14,3	0	4
933	Areia---525	0,95	1,05	5,3	0	0	2
934	Areia---230	0,90	1,05	0	0	0	2
938	Blumenau-525	0,95	1,05	937,0	-64,6	0	2
943	Canoinha-230	0,95	1,05	120,0	-9,3	0	2
954	CMourao--230	0,95	1,05	0	0	0	2
955	CNovos---525	0,95	1,05	815,0	-72,0	-100,0	2
959	Curitiba-525	0,95	1,05	4,4	0	0	2
960	Curitiba-230	0,95	1,05	0	0	0	2
978	Guaira-F-230	0,95	1,05	0	0	0	2
999	IvaiporE-525	0,95	1,05	3,1	0	0	2
1015	Joinvill-230	0,95	1,05	242,0	17,9	0	2
1027	Londrina-525	0,95	1,05	0	0	0	2
1028	LondrinE-230	0,95	1,05	0	0	0	2
1029	LondrinF-230	0,95	1,05	0	0	0	2
1031	MaringaF-230	0,95	1,05	0	0	0	2
1047	SOsorio--230	0,95	1,05	1,3	0	0	2
1048	SOsorio---69	0,90	1,05	1,3	0,8	0	2
1060	SSantiago-525	0,95	1,05	1539,0	8,2	0	2
1061	SSantiago-69	0,90	1,05	0,2	0	0	2
1069	Xanxere--230	0,95	1,05	388,0	-64,8	0	2
1086	Dourados-230	0,95	1,05	89,8	-22,3	27,0	2

Barra	Nome	Vmin (pu)	Vmáx (pu)	Pd (MW)	Qd (Mvar)	Shunt (Mvar)	Área
1091	EldoradF-138	0,90	1,05	17,2	3,0	0	2
2351	FazIguac-138	0,90	1,05	28,3	18,0	0	3
2353	CAssobio-230	0,95	1,05	0	0	0	2
2354	CAssobio-138	0,90	1,05	0	0	0	3
2355	Araucaria-69	0,90	1,05	47,3	23,4	4,8	3
2356	Atuba----69	0,90	1,05	33,2	18,1	7,2	3
2357	Bacacheri-69	0,90	1,05	27,3	9,7	4,8	3
2358	Barigui---69	0,90	1,05	38,1	11,4	9,6	3
2359	Bateias--138	0,90	1,05	0	0	0	3
2360	Batel----69	0,90	1,05	48,5	17,7	0	3
2361	Boqueirao-69	0,90	1,05	38,0	8,1	0	3
2362	BOSCH----69	0,90	1,05	13,5	4,0	0	6
2363	CComprido-69	0,90	1,05	0	0	0	3
2364	CLargo---138	0,90	1,05	18,0	9,7	7,2	3
2365	Capanema--69	0,90	1,05	33,7	12,5	19,2	3
2366	CentroCur-69	0,90	1,05	18,5	14,9	9,6	3
2367	Chamine---69	0,90	1,05	0	0	0	3
2368	CIndustri-69	0,90	1,05	0	0	30	3
2369	Colombo---69	0,90	1,05	22,1	5,7	4,8	3
2370	COCELPA---69	0,90	1,05	9,0	2,7	0	6
2371	ULTRAFERT-69	0,90	1,05	19,0	7,2	0	6
2372	GERDAU----69	0,90	1,05	0,6	0	0	6
2373	GPSouza--138	0,90	1,05	0	0	0	3
2374	Guaricana-69	0,90	1,05	0	0	0	3
2375	ITAMBE---138	0,90	1,05	4,6	0,4	0	6
2376	PIRIZAL---69	0,90	1,05	3,5	1,3	0	6
2377	CCPRB----230	0,90	1,05	16,1	0,1	0	6
2378	Lapa----138	0,90	1,05	19,7	7,1	2,4	3
2379	Matinhos-138	0,90	1,05	9,6	7,4	12	5
2380	Guatupe---69	0,90	1,05	25,0	13,3	0	3
2381	Merces----69	0,90	1,05	48,1	33,0	9,6	3
2382	Morretes--69	0,90	1,05	11,0	3,9	2,4	3
2384	Paranagu-138	0,90	1,05	44,2	22,0	13,2	5
2385	Pinhais---69	0,90	1,05	17,5	6,5	0	3
2386	Parolin---69	0,90	1,05	39,6	14,4	4,8	3
2387	Pilarzinh-69	0,90	1,05	28,6	11,2	7,2	3
2388	PinheiriA-69	0,90	1,05	57,8	23,1	7,2	3
2389	TAF+Pien-138	0,90	1,05	29,4	13,1	0	3
2390	PLeste---138	0,90	1,05	11,8	5,1	2,4	5
2391	DICLargo-138	0,90	1,05	21,9	7,5	2,4	3
2392	4Barras---69	0,90	1,05	42,0	27,8	2,4	3
2393	CORN-PROD-69	0,90	1,05	7,0	0,3	0	6
2394	PLC+REF+D-69	0,90	1,05	10,6	3,6	0	6
2395	REPAR----69	0,90	1,05	0,1	0	0	6
2396	RBranco---69	0,90	1,05	16,4	8,6	2,4	3

Barra	Nome	Vmin (pu)	Vmáx (pu)	Pd (MW)	Qd (Mvar)	Shunt (Mvar)	Área
2397	SQuiteria-69	0,90	1,05	42,7	13,9	12	3
2398	SJPinhais-69	0,90	1,05	28,4	13,3	4,8	3
2399	SIGHURPOX230	0,90	1,05	61,2	22	0	6
2400	Taruma-L1-69	0,90	1,05	17,1	11,4	0	3
2401	Uberaba---69	0,90	1,05	43,7	16,2	16,8	3
2402	Umbara-A--69	0,90	1,05	0	0	0	3
2403	WMARTINS--69	0,90	1,05	0	0	0	6
2404	BERNECK---69	0,90	1,05	6,5	2,4	0	6
2405	Taruma-L2-69	0,90	1,05	24,6	16,9	4,8	3
2406	Umbara-B--69	0,90	1,05	0	0	0	3
2407	HUHTAMAKI-69	0,90	1,05	4,8	1,8	0	6
2408	AltGloria-69	0,90	1,05	41,1	24,2	0	3
2409	PROVIDENC-69	0,90	1,05	9,7	5,4	0	6
2410	Guaratub-138	0,90	1,05	22,4	13,7	4,8	5
2411	KRAF+NEWH-69	0,90	1,05	11,4	4,3	0	6
2412	Tatu+Furu-69	0,90	1,05	15,7	6,6	4,8	3
2414	Guaraitub-69	0,90	1,05	14,9	5,3	0	3
2416	Porto----138	0,90	1,05	25,2	10,5	0	6
2417	Belem----138	0,90	1,05	15,2	7,3	0	4
2418	Castro---138	0,90	1,05	26,7	10,4	4,8	4
2420	Guarapuav-69	0,90	1,05	0	0	0	4
2421	INPACEL--138	0,90	1,05	32,8	7,7	0	4
2422	VOLVO-----69	0,90	1,05	4,0	1,2	0	6
2423	Jaguaria-138	0,90	1,05	0	0	0	4
2424	XISTO----230	0,90	1,05	14,0	4,5	0	4
2425	KLABIN----69	0,90	1,05	51,0	18,8	0	4
2426	PISA-----138	0,90	1,05	78,3	7,6	0	4
2428	Senges----69	0,90	1,05	7,2	4,0	0	4
2429	SiCampos-138	0,90	1,05	20,6	12,0	2,4	4
2431	TelBorba-138	0,90	1,05	30,5	8,4	0	4
2432	TelBorba--69	0,90	1,05	28,6	8,3	40	4
2434	Jaguariai-69	0,90	1,05	0	0	0	4
2435	Jaguariai-34	0,90	1,05	9,0	3,4	0	4
2436	Palmeira-138	0,90	1,05	13,4	6,3	2,4	4
2439	BATAVIA--138	0,90	1,05	6,1	2,2	0	4
2440	PLACA-JGI138	0,90	1,05	10,8	0,9	0	4
2442	Clevelan-138	0,90	1,05	21,2	11,3	2,4	4
2446	CER+FOC---69	0,90	1,05	2,4	0,9	0	4
2448	Laranjei--69	0,90	1,05	17,4	8,0	2,4	4
2449	MSMARIA---69	0,90	1,05	13,8	1,0	0	4
2451	Pinheiros-69	0,90	1,05	0	0	0	4
2452	QIguacu---69	0,90	1,05	12,8	4,0	2,4	4
2453	SADIA----138	0,90	1,05	17,9	6,5	0	4
2454	CSEGREDO--69	0,90	1,05	12,3	3,2	2,4	4
2455	SOsorio-Y-69	0,90	1,05	0	0	0	4

Barra	Nome	Vmin (pu)	Vmáx (pu)	Pd (MW)	Qd (Mvar)	Shunt (Mvar)	Área
2456	Ubirata---69	0,90	1,05	16,7	6,6	3,6	4
2457	Olimpico-138	0,90	1,05	33,4	14,9	0	4
2458	CascavOe-230	0,95	1,05	0	0	0	2
2460	AALEGRE--138	0,90	1,05	4	1,6	0	4
2461	SaltNatal-69	0,90	1,05	0	0	0	4
2462	PCONDGAS--69	0,90	1,05	0	0	0	3
2463	COPACOL--138	0,90	1,05	6,3	2,2	0	4
2464	Mourao----2	0,90	1,05	6,1	1,8	0	4
2465	Altonia--138	0,90	1,05	10,9	3,4	0	4
2466	BarFerraz-69	0,90	1,05	11,0	8,5	0	4
2467	CMourao---69	0,90	1,05	0	0	0	4
2468	Colorado-138	0,90	1,05	14,5	7,0	2,4	4
2469	Mambore---69	0,90	1,05	0	0	0	4
2470	Maringa3-138	0,90	1,05	0	0	0	4
2471	Mourao---69	0,90	1,05	0	0	0	4
2473	JTropica-138	0,90	1,05	24,2	9,7	0	4
2481	Figueira---6	0,90	1,05	0	0	0	4
2483	Araponga-138	0,90	1,05	51,4	29,6	4,8	4
2484	Astorga--138	0,90	1,05	18,1	7,3	2,4	4
2485	Figueira-138	0,90	1,05	0	0	0	4
2486	JBandeir-138	0,90	1,05	31,2	17,7	4,8	4
2489	SAPlatin-138	0,90	1,05	17,1	5,9	4,8	4
2491	CristoRei138	0,90	1,05	16,5	5,1	0	4
2492	DXT+ATLAS138	0,90	1,05	7,1	2,9	0	4
2493	COCAMAR--138	0,90	1,05	12,4	4,3	0	9
2498	AcarayCF-138	0,90	1,05	0	0	0	4
2499	Acaray-CF-11	0,90	1,05	0	0	0	4
9321	CComprido-13	0,90	1,05	31,3	11,0	2,4	3
9322	DIND-SJP--13	0,90	1,05	11,5	3,2	0	3
9323	Jaguari-13	0,9	1,05	9,0	3,8	0	4
9324	pgs-----T1	0,9	1,05	0	0	0	4
9325	pgs-----34T1	0,9	1,05	22,0	10,0	9,6	4
9326	pgs-----13T1	0,90	1,05	0	0	0	4
9424	pgs-----T2	0,90	1,05	0	0	0	4
9425	pgs-----34T2	0,90	1,05	22,0	10,0	9,6	4
9426	pgs-----13T1	0,90	1,05	0	0	0	4
9327	pgn-----T1	0,90	1,05	0	0	0	4
9328	pgn-----34T1	0,90	1,05	7,0	2,0	2,4	4
9329	pgn-----13T1	0,90	1,05	0	0	0	4
9427	pgn-----T2	0,90	1,05	0	0	0	4
9428	pgn-----34T2	0,90	1,05	30,0	5,0	9,6	4
9429	pgn-----13T2	0,90	1,05	4,2	2,0	4,8	4
9330	SaoMateus-34	0,90	1,05	7,3	2,5	0	4
9331	SaoMateus-13	0,90	1,05	4,8	1,7	0	4
9332	CASSOBIO--13	0,90	1,05	20,0	8,5	0	3



Barra	Nome	Vmin (pu)	Vmáx (pu)	Pd (MW)	Qd (Mvar)	Shunt (Mvar)	Área
9333	Figueira-FIC	0,90	1,05	0	0	0	4
9334	Figueira--13	0,90	1,05	16,3	10,4	0	4
9335	Areia----FIC	0,90	1,05	0	0	0	4
9336	Areia-----13	0,90	1,05	2,2	0,6	0	4
9337	GPSouza--FIC	0,90	1,05	0	0	0	5
9338	GPSouza---13	0,90	1,05	3,8	1,1	0	5
9339	PBranco--FIC	0,90	1,05	0	0	0	4
9340	PBranco---34	0,90	1,05	16,3	6,2	0	4
9341	PBranco---13	0,90	1,05	22,7	9,9	9,6	4
9342	CIndustri-13	0,90	1,05	45,8	28,0	7,2	3
9437	MASISA---138	0,90	1,05	17,5	6,3	0	4
9800	LARANJ-Y--69	0,90	1,05	0	0	0	4
9814	BateiasF-230	0,95	1,05	0	0	0	2
9815	BateiasT-230	0,95	1,05	0	0	0	2
9816	CCompriF-230	0,95	1,05	0	0	0	2
9860	COAMO----138	0,90	1,05	8,0	0,6	0	4
9879	ApucaraF-138	0,90	1,05	0	0	0	4

Tabela B.3 Dados das Barras de Geração

Barra	Nome	Vmin (pu)	Vmáx (pu)	Pgmáx (MW)	Qgmín (Mvar)	Qgmáx (Mvar)	Área
507	CAPIVARA-4GR	0,95	1,05	580,0	-308,0	308,0	1
511	ROSANA---4GR	0,95	1,05	372,0	-144,0	144,0	1
512	S.GRANDE-4GR	0,95	1,05	70,0	-32,0	42,6	1
514	Chavante-4GR	0,95	1,05	400,0	-200,0	200,0	1
800	GBMunhoz-4GR	0,95	1,05	1500,0	-800,0	800,0	1
801	GBMunhoz-0CS	0,95	1,05	0	0	0	1
804	GPSouza—4GR	0,95	1,05	260,0	-120,0	138,0	1
805	GPSouza—0CS	0,95	1,05	0	0	0	1
802	AraucarG-0GR	0,95	1,05	0	0	0	1
803	AraucarV-0GR	0,95	1,05	0	0	0	1
808	SCaxias--4GR	0,95	1,05	1210,0	-600,0	600,0	1
809	SCaxias--0CS	0,95	1,05	0	0	0	1
810	GNBraga--3GR	0,95	1,05	940,0	-300,0	399,0	1
811	GNBraga--0CS	0,95	1,05	0	0	0	1
919	SOsor1a4-3GR	0,95	1,05	540,0	-111,0	165,0	1
920	SOsor1a4-1CS	0,95	1,05	0	0	0	1
921	SOsor5e6-2GR	0,95	1,05	340,0	-168,0	168,0	1
922	SOsor5e6-0CS	0,95	1,05	0	0	0	1
925	SSantiag-4GR	0,95	1,05	1200,0	-440,0	420,0	1
926	SSantiag-0CS	0,95	1,05	0	0	0	1
2350	Chamine----6	0,90	1,05	11,6	-3,6	3,6	3
2352	Guaricana--6	0,90	1,05	13,6	-14	14	3

## **Apêndice C**

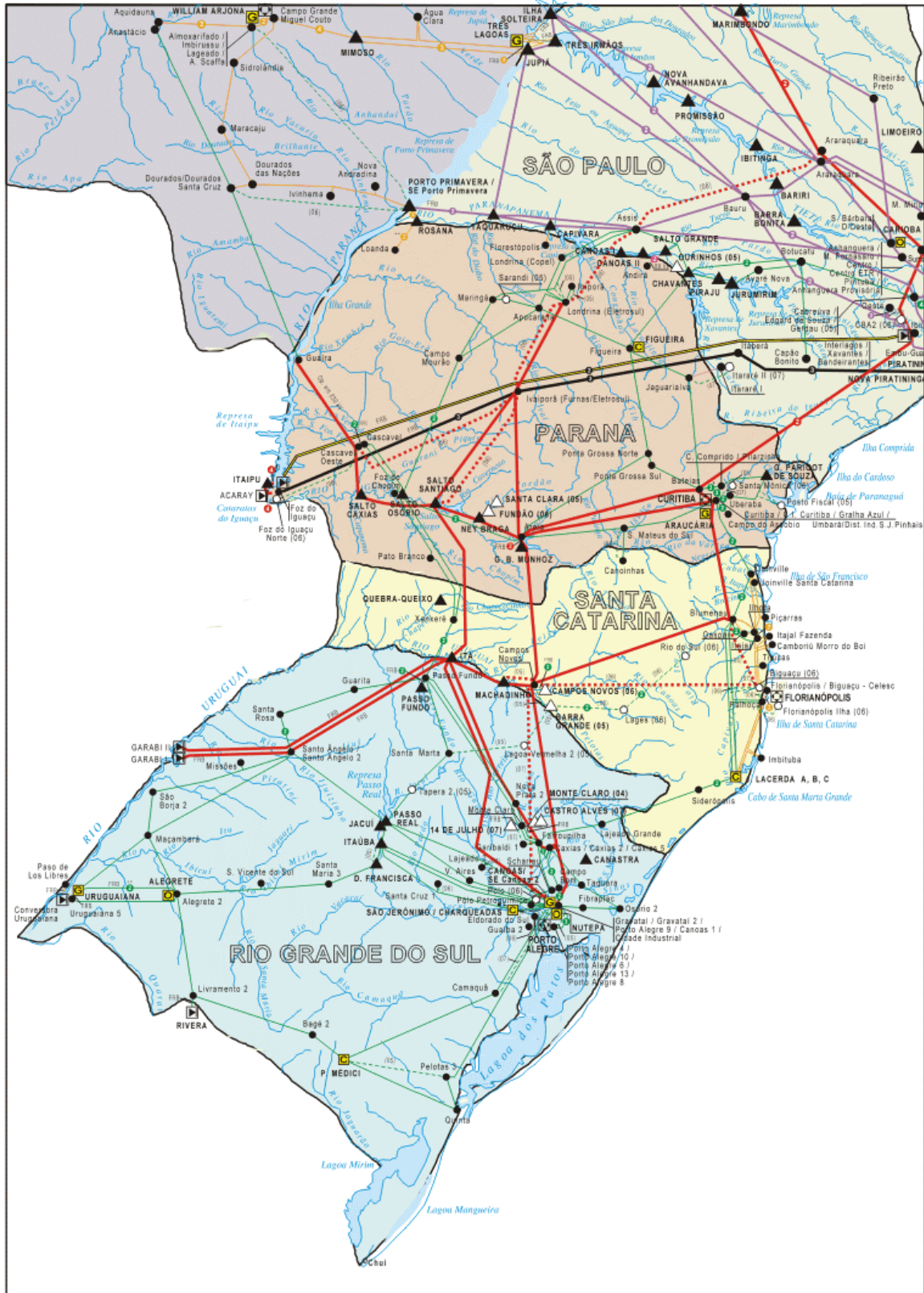
### **Representação Gráfica do Sistema Utilizado**

#### **C.1 Introdução**

Este apêndice apresenta graficamente o sistema interligado da Região Sul, o sistema da COPEL e o sistema da região de Curitiba.

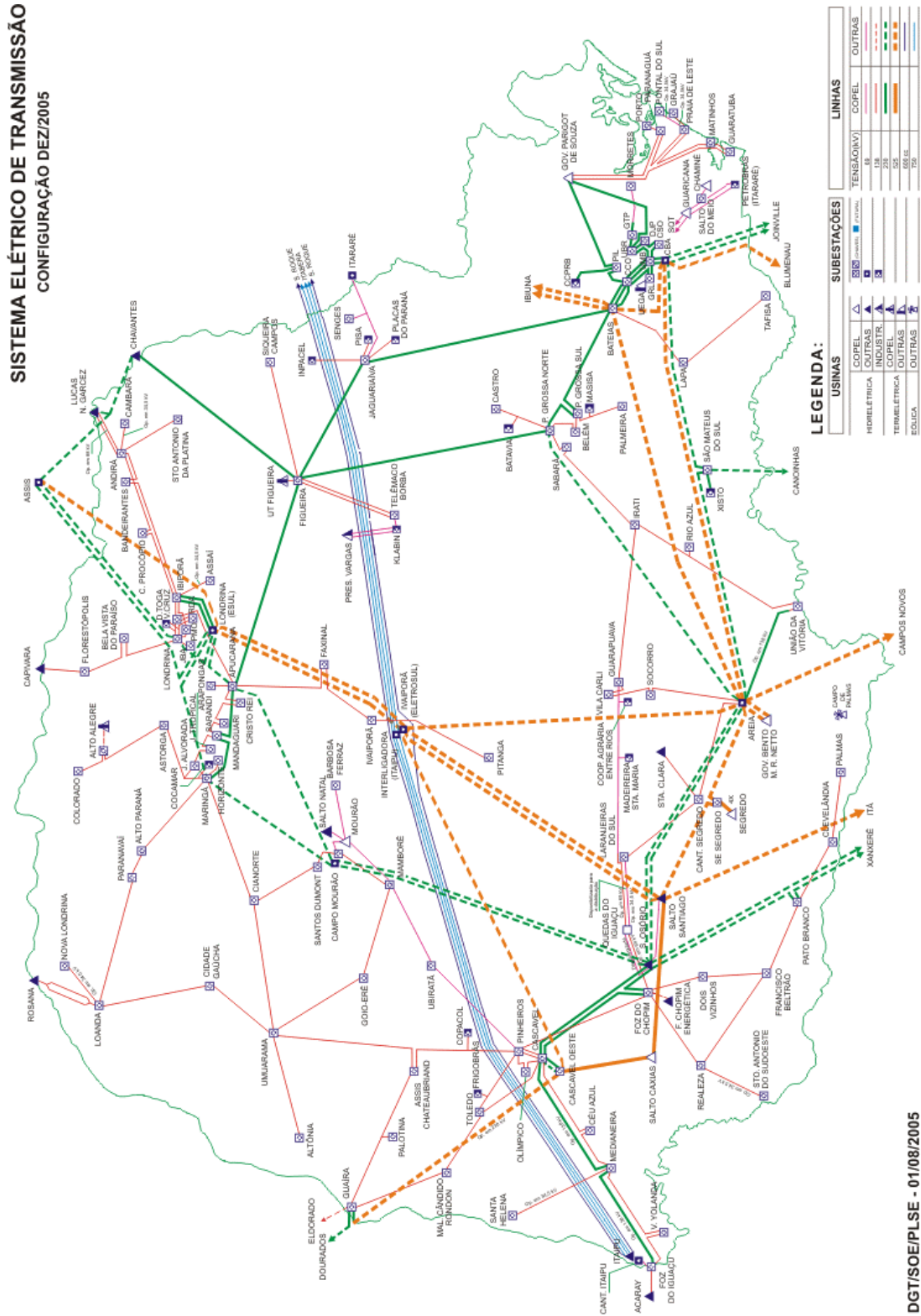
#### **C.2 Sistema da Região Sul**

Neste mapa está representada a Rede Básica da Região Sul e suas interligações com as outras regiões do Brasil.



### C.3 Sistema da COPEL

Neste mapa está representado o sistema elétrico dentro do Estado do Paraná.



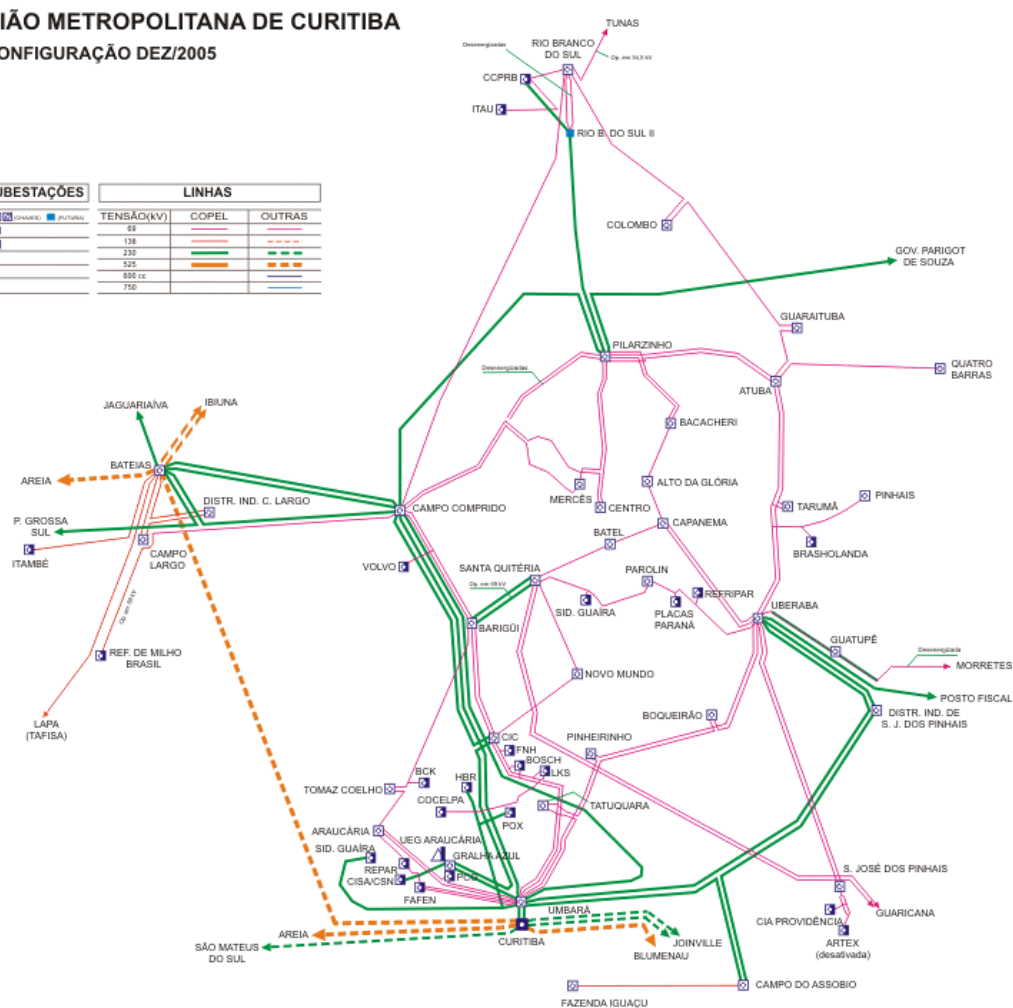
### C.3 Sistema da Região de Curitiba

Neste mapa está representado o sistema elétrico da COPEL na região de Curitiba. As áreas 3 e 6 estão situadas nesta região.

#### DETALHE DA REGIÃO METROPOLITANA DE CURITIBA CONFIGURAÇÃO DEZ/2005

##### LEGENDA:

USINAS		SUBESTAÇÕES		LINHAS	
HIDRELÉTRICA	COPEL	COPEL	OUTRAS	TENSÃO(KV)	COPEL
INDUSTRIAL	OUTRAS	COPEL	OUTRAS	22	OUTRAS
TERMELÉTRICA	COPEL	COPEL	OUTRAS	138	COPEL
EÓLICA	OUTRAS	COPEL	OUTRAS	230	OUTRAS
		COPEL	OUTRAS	330	COPEL
		COPEL	OUTRAS	500 KV	OUTRAS
		COPEL	OUTRAS	750	COPEL



DGT/SOE/PLSE - 01/08/2005