



**CARLOS EDUARDO XAVIER**

**CONTRIBUIÇÃO AO CÁLCULO DO PONTO DE MÁXIMO  
CARREGAMENTO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA**

**CAMPINAS**

**2013**





**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO**

**CARLOS EDUARDO XAVIER**

**CONTRIBUIÇÃO AO CÁLCULO DO PONTO DE MÁXIMO  
CARREGAMENTO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na área de Energia Elétrica.

**Orientador: Prof. Dr. Carlos A. Castro**

**Co-orientador: Dr. Manfred Fritz Bedriñana Aronés**

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL  
DA DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELO ALUNO  
CARLOS EDUARDO XAVIER, E ORIENTADA PELO  
PROF. DR. CARLOS ALBERTO DE CASTRO JUNIOR

---

**Campinas**  
**2013**

Ficha catalográfica  
Universidade Estadual de Campinas  
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura  
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

X19c Xavier, Carlos Eduardo, 1981-  
Contribuição ao cálculo do ponto de máximo carregamento em sistemas de  
potência / Carlos Eduardo Xavier. – Campinas, SP : [s.n.], 2013.

Orientador: Carlos Alberto Castro Júnior.  
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de  
Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de potência. 2. Sistemas de energia elétrica. I. Castro Júnior,  
Carlos Alberto de, 1960-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de  
Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

**Título em outro idioma:** Contribution to the calculation of power systems maximum loading

**Palavras-chave em inglês:**

Power systems

Electric power systems

**Área de concentração:** Energia Elétrica

**Titulação:** Mestre em Engenharia Elétrica

**Banca examinadora:**

Carlos Alberto Castro Júnior [Orientador]

João Alberto Passos Filho

Madson Cortes de Almeida

**Data de defesa:** 19-12-2013

**Programa de Pós-Graduação:** Engenharia Elétrica

## COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

**Candidato:** Carlos Eduardo Xavier

**Data da Defesa:** 19 de dezembro de 2013

**Título da Tese:** "Contribuição ao Cálculo do Ponto de Máximo Carregamento em Sistemas de Potência"

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Júnior (Presidente): \_\_\_\_\_

Prof. Dr. João Alberto Passos Filho:  \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida: \_\_\_\_\_

*Dedico esta dissertação de mestrado aos meus familiares, em especial a meu pai, Sr. Francisco Xavier que apesar das dificuldades concedeu-me, além de oportunidade, coragem para progredir nos estudos.*

# Agradecimentos

Agradeço a minha esposa Ana pelo apoio, incentivo e paciência.

Ao meu pai Francisco Xavier e minha mãe Elza Matter pela compreensão e apoio.

Ao Prof. Dr. Carlos A. Castro pela confiança depositada em mim e pela indiscutível dedicação e orientação para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao meu co-orientador Dr. Manfred Fritz Bedriñana Aronés pela sua dedicação e ensinamentos transmitidos.

Ao Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva pela confiança e orientação durante ao Programa de Estágio Docente.

Aos colegas da pós-graduação da FEEC em especial aos colegas do Departamento de Sistemas de Energia Elétrica (DSEE) - Fabiano Schmidt, Tiago Barbosa e Wilmer Barreto.

Ao CNPq pelo apoio financeiro.

*“Procure ser um homem de valor, em vez  
de ser um homem de sucesso.”*

Albert Einstein

# Resumo

Esta dissertação de mestrado apresenta um método prático para o cálculo do ponto de máximo carregamento (PMC) de sistemas elétricos de potência baseado nas propriedades geométricas do problema, e na utilização de um fluxo de carga de Newton-Raphson com otimização de passo (FCOP). O PMC é obtido considerando uma margem de erro aceitável  $\delta\%$ , sendo esta margem uma informação prática que pode ser definida pelo operador da rede. É também realizado um equacionamento apropriado para aplicação do método prático em áreas previamente definidas. São apresentados resultados de simulações para sistemas de transmissão teste do IEEE, sistemas de distribuição e sistemas reais incluindo o Sistema Interligado Nacional (SIN) com mais de 4.500 barras. Foram realizadas inúmeras simulações com o método proposto a fim de avaliar a sua robustez, tendo sido estipuladas margens de erro aceitáveis de 0,1% até 10% e carregamento inicial para as redes partindo do caso base até valores muito altos, que geralmente correspondem a situações de infactibilidade.

**Palavras-chave:** Sistemas de potência; fluxo de carga da continuação; otimização; estabilidade de tensão; máximo carregamento.

# Abstract

This thesis presents a practical method for calculating power systems' maximum loading points (MLP) based on the geometric properties of the problem, and on the use of a Newton-Raphson load flow with step size optimization (LFSSO). The MLP is obtained by considering an acceptable error margin  $\delta\%$ , where this margin is a practical information that can be defined by the network operator. A formulation for practical application of the method to previously defined areas is also presented. Simulation results are presented for IEEE test transmission systems, distribution systems and realistic systems including the National Interconnected System (NIS) with over 4,500 buses. A large number of simulations have been carried out for evaluating its robustness, with acceptable errors ranging from 0.1% to 10%, and initial loadings starting from the base case up to very high values, which generally correspond to infeasibility situations.

**Keywords:** Power systems, continuation power flow, optimization, voltage stability, maximum loading.

# Lista de Figuras

Figura 2.1: Estados de Operação [21].	8
Figura 2.2: Classificação de estabilidade de sistemas de potência [25].	10
Figura 2.3: Conceito de Estabilidade de Tensão [24].	11
Figura 2.4: Queda monotônica de tensão [25].	12
Figura 2.5: Subdivisão da estabilidade de tensão.	13
Figura 2.6: Comportamento de diversos índices de estabilidade de tensão [23].	14
Figura 2.7: Característica do PMC a partir de uma curva PV.	15
Figura 2.8: Comportamento do FCOP.	20
Figura 2.9: Esquema Preditor- Corretor [5].	21
Figura 2.10: Característica do FCOP.	23
Figura 2.11: Técnica de corte de carga sem controles.	24
Figura 2.12: Processo de obtenção do PMC através de [6].	25
Figura 2.13: Técnica de corte de carga com controle.	26
Figura 2.14: margem aceitável de erro [25].	28
Figura 2.15: Limites máximo, mínimo e margem de erro em função do $\rho_{cr}$ .	29
Figura 2.16: Processo iterativo do método prático.	31
Figura 2.17: Sistema de 3 barras V $\theta$ , PV e PQ.	31
Figura 2.18: Sistema A e B.	32
Figura 2.19: Espaço de parâmetro para a rede exemplo de 3 barras.	33
Figura 2.20: Ponto de máximo carregamento para a área A ( $\Sigma_A$ ).	39
Figura 2.21: Ponto de máximo carregamento para área B ( $\Sigma_B$ ).	39
Figura 2.22: Ponto de máximo carregamento para o sistema.	40
Figura 3.23: Técnica de corte de carga sem controles e limites aplicado a áreas.	43
Figura 3.24: Técnica de corte de carga com controles e limites aplicados em áreas.	44
Figura 3.25: Fluxograma do método proposto.	46
Figura 3.26: Diagrama Unifilar do Sistema Teste de 14 Barras.	47
Figura 3.27: Desempenho do método para rede de 14 barras do IEEE.	48

Figura 3.28: Desempenho do método para diferentes carregamentos para o sistema IEEE de 14 barras. ....	49
Figura 3.29: Desempenho do método para o sistema IEEE 14 barras – Figura 3.28 ampliada. ....	49
Figura 4.30: Desempenho do método para a rede de 14 barras para $\rho_0 = 10$ e $\delta\% = 2\%$ ....	52
Figura 4.31: Trajetória final ampliada do método para a rede de 14 barras para $\rho_0 = 10$ e $\delta\% = 2\%$ . ....	52
Figura 4.32: Desempenho do método para a rede de 30 barras para $\rho_0 = 10$ e $\delta\% = 2\%$ ....	53
Figura 4.33: Trajetória final ampliada do método para a rede de 30 barras para $\rho_0 = 10$ e $\delta\% = 2\%$ . ....	53
Figura 4.34: Desempenho do método para a rede de 57 barras para $\rho_0 = 10$ e $\delta\% = 2\%$ ....	54
Figura 4.35: Trajetória final ampliada do método para a rede de 57 barras para $\rho_0 = 10$ e $\delta\% = 2\%$ . ....	54
Figura 4.36: Desempenho do método para a rede de 118 barras para $\rho_0 = 10$ e $\delta\% = 2\%$ ..	55
Figura 4.37: Trajetória final ampliada do método para a rede de 118 barras para $\rho_0 = 10$ e $\delta\% = 2\%$ . ....	56
Figura 4.38: Trajetória final do método com controle de cálculo de fluxo de carga em uma só região.....	57
Figura 4.39: Desempenho do método para a rede de 300 barras para $\rho_0 = 10$ e $\delta\% = 2\%$ ..	58
Figura 4.40: Trajetória final ampliada do método para a rede de 300 barras para $\rho_0 = 10$ e $\delta\% = 2\%$ . ....	58
Figura 4.41: Desempenho do método para a rede 300 barras utilizando $\alpha$ . ....	60
Figura 4.42: Desempenho do método para a rede 300 barras utilizando o $\Delta\lambda$ . ....	60
Figura 4.43: Desempenho do método para a rede de 32 barras para $\rho_0 = 10$ e $\delta\% = 2\%$ ....	62
Figura 4.44: Trajetória final ampliada do método para a rede de 32 barras para $\rho_0 = 10$ e $\delta\% = 2\%$ . ....	62
Figura 4.45: Desempenho do método para a rede de 69 barras para $\rho_0 = 10$ e $\delta\% = 2\%$ ....	63
Figura 4.46: Desempenho do método para a rede de 135 barras para $\rho_0 = 10$ e $\delta\% = 2\%$ ..	63
Figura 4.47: Trajetória final ampliada do método para a rede de 135 barras para $\rho_0 = 10$ e $\delta\% = 2\%$ . ....	64
Figura 4.48: Desempenho do método para a rede Real_01 para $\rho_0 = 10$ e $\delta\% = 2\%$ . ....	66

Figura 4.49: Desempenho do método para a rede Real_01 para $\rho_0 = 10$ e $\delta\% = 2\%$ . .....	67
Figura 4.50: Desempenho do método para a rede do SIN para $\rho_0 = 10$ e $\delta\% = 2\%$ . .....	67
Figura 4.51: Trajetória final ampliada do método para a rede do SIN para $\rho_0 = 10$ e $\delta\% = 2\%$ . .....	68
Figura 4.52: Desempenho do método para a rede Real_01 utilizando o $\alpha$ . .....	69
Figura 4.53: Desempenho do método para a rede Real_01 utilizando o $\Delta\lambda$ . .....	69
Figura 4.54: Desempenho do método prático aplicado à áreas no SIN. ....	71
Figura 4.55: Contabilidade de acertos do método prático utilizando $\alpha$ . .....	72
Figura 4.56: Porcentagem do valor em relação ao máximo permitido utilizando $\alpha$ . .....	73
Figura 4.57: Contabilidade de acertos do método prático utilizando $\Delta\lambda$ . .....	74
Figura 4.58: Porcentagem do valor em relação ao máximo permitido utilizando $\Delta\lambda$ . .....	75

## Lista de Tabelas

Tabela 1.1: Relação R/X típicas para diversas classes de tensão .....	3
Tabela 2.1: Dados da rede teste de 3 barras .....	36
Tabela 2.2: Resultados obtidos para a rede de 3 barras.....	38
Tabela 3.1: Desempenho do método para diferentes carregamentos. ....	50
Tabela 4.1: Desempenho do método .....	59
Tabela 4.2: Comparação entre os métodos para o cálculo do PMC .....	61
Tabela 4.3: Desempenho do método para redes de distribuição utilizando o método prático. .....	64
Tabela 4.4: Desempenho do método para redes de distribuição utilizando o método ideal.	65
Tabela 4.5: Desempenho do método. ....	68
Tabela 4.6: Comparação entre os métodos para o cálculo do PMC.....	70

# Lista de Símbolos

$c$	: Carga
$cal$	: Calculado
$cb$	: Caso base
$cc$	: Corte de carga
$esp$	: Valor especificado
$g$	: Geração
$max$	: Valor máximo
$min$	: Valor mínimo
$o$	: Condições iniciais ou solução inicial
$\Sigma$	: Fronteira de factibilidade
BIL	: Bifurcação Induzida por Limites
BSN	: Bifurcação Sela-nó
FCOP	: Fluxo de Cargo com Otimização de Passo
PMC	: Ponto de Máximo Carregamento
GSE	: Gerenciamento do Sistema de Energia
$\Delta S_{cc}$	: Corte de Carga
$\Delta\lambda$	: Margem ideal de erro para o PMC
SIN	: Sistema Interligado Nacional
$\delta$	: Margem de erro admissível (%)

# Trabalhos Publicados Pelo Autor

## *Artigos publicados em anais de eventos*

1. **Carlos E. Xavier**, Manfred F. Bedriñana, Carlos A. Castro, “Robust Computation of Voltage Stability Margins for Transmission and Distribution Grids”, 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vancouver, BC, Canadá, 21–25 Julho, 2013.
2. **Carlos E. Xavier**, Manfred F. Bedriñana, Carlos A. Castro, “Método Robusto para o Cálculo do Máximo Carregamento de Sistemas de Potência de Grande Porte”, XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília, DF, Brasil, 13-16 Outubro, 2013.

# Sumário

<b>Lista de Figuras .....</b>	<b>xi</b>
<b>Lista de Tabelas .....</b>	<b>xiv</b>
<b>Lista de Símbolos .....</b>	<b>xv</b>
<b>Capítulo 1 .....</b>	<b>1</b>
<b>Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1. Cenário Atual.....	1
1.2. Objetivos do trabalho .....	4
1.3. Contextualização .....	4
1.4. Organização do trabalho .....	6
<b>Capítulo 2 .....</b>	<b>7</b>
<b>Conceitos de estabilidade de tensão e fluxo de carga .....</b>	<b>7</b>
2.1 Operação e Segurança de Sistemas Elétricos de Potência.....	7
2.2 Estabilidade de Sistemas de Energia Elétrica.....	9
2.3 Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica .....	10
2.4 Fluxo de Carga em Sistemas Elétricos de Potência.....	16
2.5 Fluxo de Carga com Otimização de Passo .....	18
2.6 Método da Continuação.....	20
2.7 Técnica de Corte de Carga Sem Controle e Limites .....	22
2.8 Técnica de Corte de Carga Com Controles e Limites .....	25
2.9 Margem de Erro Admissível.....	27
2.10 Método Prático .....	29
2.11 Superfície de Fronteira do Ponto de Máximo Carregamento .....	31
2.12 Acréscimo de Geração e Carga por Área .....	35
2.13 Cálculo do Ponto de Máximo Carregamento .....	35
<b>Capítulo 3 .....</b>	<b>41</b>

<b>Método Proposto.....</b>	<b>41</b>
3.1 Reformulação das equações de fluxo de carga.....	41
3.2 Técnica de Corte de Carga Sem Controle Aplicado a Áreas.....	42
3.3 Técnica de Corte de Carga Com Controle Aplicado a Áreas .....	44
3.4 Método Prático Aplicado a Áreas.....	45
<b>Capítulo 4 .....</b>	<b>51</b>
<b>Simulações e Resultados.....</b>	<b>51</b>
4.1 Simulações em Sistemas Testes IEEE.....	51
4.2 Simulações com Sistemas de Distribuição .....	61
4.3 Simulações em Sistemas Reais.....	65
4.4 Simulações com a rede do SIN – Estudo de Áreas .....	70
4.5 Contabilidade de Acertos do Método Prático.....	72
<b>Capítulo 5 .....</b>	<b>76</b>
<b>Conclusões .....</b>	<b>76</b>
5.1 Considerações Finais .....	76
5.2 Trabalhos Futuros .....	78
<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>79</b>

# Capítulo 1

## Introdução

Será apresentado neste capítulo o cenário atual no qual este trabalho está inserido, com a definição de todos os objetivos que foram estabelecidos para a pesquisa. Será apresentado o estado da arte de forma a demonstrar a evolução dos métodos e trabalhos realizados na área. Finalmente, será apresentada a organização do trabalho a fim de facilitar a compreensão do leitor em cada capítulo.

### 1.1. Cenário Atual

Com o constante crescimento na demanda de energia, pesquisas têm sido sendo realizadas na área de sistemas elétricos de potência, a fim de manter sua operabilidade dentro de limites considerados seguros do ponto de vista do operador do sistema, levando em conta para isso o estudo de instabilidade de tensão, que resulta de tentativas das cargas dinâmicas de restaurarem o consumo de potência que excedem a capacidade de transmissão combinada com o sistema de geração [1]. A segurança de tensão tem sido um dos aspectos mais importantes para a detecção das condições de instabilidade de tensão, as quais podem apresentar-se na proximidade do Ponto de Máximo Carregamento (PMC). O PMC é uma condição limite de incremento de carga em um sistema estudado (ou em uma área deste). Algumas condições são previamente estabelecidas para este incremento de carga, sendo que normalmente o fator de potência é mantido constante, e considera-se o redespacho de grupos geradores para fazer frente ao aumento de carga.

No Brasil, as diretrizes e os critérios dos estudos elétricos resultam da experiência obtida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), como mencionado em [2]. Nos estudos de segurança de tensão, define-se uma Margem de Segurança de Tensão (MST)

como a distância mínima entre o ponto de operação do sistema e o PMC. Um sistema elétrico é considerado seguro em relação à tensão quando, para uma dada condição operativa, a MST e os níveis de tensão encontram-se em conformidade com os critérios estabelecidos. Alguns desafios aparecem pelo fato de alguns sistemas de potência operarem muito próximos de seus limites de estabilidade [3]. Os métodos propostos para a avaliação das condições de estabilidade de sistemas de potência são complexos e em geral requerem um esforço computacional elevado nos centros de operação do sistema [4].

De forma geral, o ONS recomenda o uso de técnicas estáticas na definição de margens de segurança, na seleção de contingências críticas e na identificação de áreas e controles críticos. Na prática, os programas de fluxo de carga continuado [5] são utilizados para o cálculo do PMC, os quais podem consumir muito tempo de processamento, ainda mais na operação em tempo real de sistemas de grande porte, como o sistema brasileiro. Outros métodos baseados em algoritmos de fluxo de carga não divergentes realizam o cálculo do PMC de maneira mais rápida e eficiente [6]. Há ainda os chamados métodos diretos [7], dentre outros. Métodos baseados em fluxo de carga mostraram melhor desempenho (eficiência computacional e flexibilidade), sendo adequados para implementações práticas no Gerenciamento de Sistema de Energia (GSE).

O sistema de potência está a todo o momento susceptível a enfrentar importantes perturbações durante a sua operação, sendo que estas podem levá-lo à instabilidade de tensão, e mesmo ao colapso de tensão. Estas perturbações podem ser variações de carga não previstas, saídas de linhas de transmissão ou até mesmo quedas de alimentadores no sistema de distribuição. Grandes desafios na área de sistemas de potência decorrem do fato de os mesmos operarem próximos de seus limites de estabilidade de tensão.

O colapso de tensão é essencialmente um fenômeno dinâmico, que depende do comportamento das cargas e de outros componentes do sistema. No entanto, análises baseadas em abordagens estáticas podem apresentar algumas vantagens práticas sobre as abordagens dinâmicas [8]. As análises baseadas em abordagens estáticas têm sido amplamente utilizadas, uma vez que proporcionam resultados com precisão aceitável e menor esforço computacional.

Os eventos de colapso de tensão são geralmente desencadeados por perturbações inesperadas, tais como grandes variações de carga e contingências. Na operação de redes de

transmissão é de grande importância o conhecimento da reserva de potência reativa, podendo esta condição afetar seriamente a confiabilidade do sistema de potência [9]. O colapso de tensão ocorre quando o ponto de operação do sistema se aproxima de um ponto de máximo carregamento (PMC), ou seja, uma bifurcação sela-nó. Na prática, o PMC é geralmente associado a uma condição limite, relacionada com o aumento da carga em uma determinada área.

As margens de carregamento de sistemas de transmissão são geralmente menores do que as de sistemas de distribuição. No entanto, há hoje a necessidade de se considerar as condições de estabilidade de tensão em sistemas de distribuição, em vez de simplesmente considerar o limite térmico dos cabos, conforme discutido em [10].

O método de obtenção do PMC proposto neste trabalho será testado para redes de transmissão e redes de distribuição. Um fator importante relacionado às redes de distribuição é a elevada relação R/X de seus alimentadores, podendo ocasionar erros numéricos aos métodos de análise. Em [11,12], é discutido o mau condicionamento do método de Newton convencional e suas derivações, como método de fluxo de carga desacoplado rápido que apresentam dificuldades de convergência em sistemas de distribuição, devido a relação R/X é elevada, denominando assim estes sistemas como mal condicionados. Nas simulações apresentadas para os sistemas de distribuição o método proposto neste trabalho não apresentou nenhum problema de convergência, comportando-se da mesma forma para as simulações em sistemas de transmissão, o que era de se esperar, por se tratar de um fluxo de carga não divergente (soluções para sistemas mal-condicionados). A Tabela 1.1 mostra relações R/X típicas para diversas classes de tensão [13].

Tabela 1.1: Relação R/X típicas para diversas classes de tensão

<b>Tensão (kV)</b>	<b>500</b>	<b>440</b>	<b>345</b>	<b>230</b>	<b>138</b>	<b>13,8</b>
<b>R/X</b>	0,056	0,0770	0,100	0,200	0,333	2,000

## 1.2. Objetivos do trabalho

Os objetivos deste trabalho de pesquisa são descritos a seguir.

- ✓ Apresentar contribuição ao cálculo do ponto de máximo carregamento (PMC), com base em um método de fluxo de carga rápido, prático e eficiente. Este método baseia-se nas propriedades do vetor normal à fronteira de factibilidade, calculado próximo ao ponto de máximo carregamento (PMC) através de um método de fluxo de carga (Newton-Raphson) com otimização de passo (FCOP). Juntamente com este método, é adicionado um procedimento prático ao processo de cálculo global para incluir a informação do operador da rede com a definição de uma margem de erro aceitável ( $\delta\%$ ) para o PMC (erro aceitável no resultado final);
- ✓ Realizar mudanças no algoritmo proposto para o cálculo do PMC descrito em [14], de forma a melhorar a eficiência do método;
- ✓ Variar as margens de erro aceitáveis  $\delta\%$  de 0,1% até 10% a fim de avaliar a robustez do método proposto. Adicionalmente, variar o carregamento inicial para as redes de distribuição e transmissão, partindo desde o caso base até valores altos, que geralmente correspondem a situações de infactibilidade;
- ✓ Realizar um estudo e implementar a determinação do PMC através do equacionamento de aumento de carga e geração por área utilizando o método proposto;
- ✓ Avaliar a robustez do método proposto para redes testes de transmissão e distribuição e redes reais, como o SIN.

## 1.3. Contextualização

O sistema elétrico de potência deve ser planejado de forma a atender toda a demanda com continuidade do serviço, sempre garantindo o atendimento a critérios de qualidade em regime permanente para este atendimento, como valores máximos e mínimos de tensão nos pontos de entrega, carregamento máximo dos componentes do sistema, etc.

O cálculo de fluxo de carga consiste basicamente em determinar o estado de operação da rede em regime permanente em um determinado instante. Para este tipo de cálculo ignora-se os efeitos transitórios. Na prática as abordagens estáticas são mais utilizadas por exigir menor esforço computacional. O método mais implementado computacionalmente para a resolução de problemas de fluxo de carga é o Método de Newton-Raphson, embora em programas comerciais se encontrem não apenas este método, mas suas variações como o Desacoplado, Desacoplado Rápido e outros. Embora seja o mais implementado computacionalmente, o método de Newton por si só pode não apresentar um bom desempenho para sistemas elétricos cujos modelos resultem em equações mal condicionadas, podendo levá-lo a apresentar problemas numéricos na sua resolução.

Foi proposto em [15] um método dedicado a redes mal condicionadas que, representando as tensões em coordenadas retangulares, utilizou um fator de otimização de passo (ou multiplicador ótimo) obtido em cada iteração do cálculo do fluxo de carga e que é multiplicado pelo vetor de correção das variáveis de estado (magnitudes e ângulos de fase das tensões) a fim de minimizar uma função quadrática com base nos mismatches de potência.

Uma característica comum em programas comerciais para o cálculo de fluxo de carga é apresentar as tensões em coordenadas polares. Por isso, em [16] foi apresentada uma abordagem para a utilização do fator de otimização de passo na qual as tensões aparecem em coordenadas polares, e em [17] foram demonstradas as vantagens em se apresentar as tensões em coordenadas polares.

Neste trabalho, não só utilizou-se o multiplicador ótimo no método de fluxo de carga de Newton-Raphson em coordenadas polares (FCOPP), mas também a característica apresentada em [18], no qual foi proposto um método baseado nas propriedades do vetor normal à fronteira de factibilidade calculada perto do PMC. Este processo caracteriza-se pela obtenção de sucessivas aproximações do PMC na região inactível e inclui um método prático como critério de convergência conforme apresentado em [14], porém, com uma mudança no algoritmo de execução para o cálculo do PMC, tendo sido possível diminuir os custos computacionais para as redes de distribuição e transmissão testadas neste trabalho.

Implementou-se também um equacionamento que permite o aumento de carga e geração por áreas, a fim de avaliar o desempenho do método proposto neste trabalho frente ao aumento de carga localizado ou por área de concessão. Foi realizada uma avaliação do método proposto tanto para sistemas de distribuição como para sistemas de transmissão, utilizando critério de aumento de geração e carga para áreas previamente definidas na obtenção do PMC.

#### **1.4. Organização do trabalho**

O **Capítulo 1** procura mostrar os desafios do setor elétrico de potência, a origem do tema de pesquisa deste trabalho, os objetivos deste trabalho e uma contextualização das aplicações do método proposto neste trabalho aos sistemas de potência.

No **Capítulo 2** são apresentados os conceitos teóricos para a análise das condições de operação de sistemas de potência do ponto de vista da estabilidade de tensão através de técnicas de fluxo de carga.

O **Capítulo 3** apresenta o método proposto para a obtenção do ponto de máximo carregamento (PMC) através do fluxo de carga com otimização de passo.

O **Capítulo 4** mostra os resultados obtidos neste trabalho de pesquisa para redes teste de transmissão do IEEE, redes de distribuição, e sistemas reais, incluindo o Sistema Interligado Nacional (SIN) com mais de 4.500 barras.

O **Capítulo 5** apresenta as conclusões deste trabalho de pesquisa e sugestões para trabalhos futuros.

## Capítulo 2

### Conceitos de estabilidade de tensão e fluxo de carga

#### 2.1 Operação e Segurança de Sistemas Elétricos de Potência

Possivelmente alguém já teve a curiosidade de saber de onde vem a energia elétrica olhando apenas para uma lâmpada acesa. A resposta para esta pergunta seria diferente há cerca de 80 anos atrás. Podia-se afirmar categoricamente que a energia elétrica provinha de uma determinada usina, pois o sistema elétrico operava isoladamente, isto é, o que era gerado era transportado diretamente para o centro consumidor. Nos dias atuais devido a uma maior confiabilidade do sistema e a necessidade de transferência de grandes blocos de energia, fez-se necessário que unidades que antes eram separadas se interligassem formando uma única rede elétrica, como, por exemplo, o atual SIN [19].

Apesar de uma maior complexidade em termos de planejamento e operação, inclusive com a possibilidade de propagação de perturbações localizadas por toda a rede, esta configuração traz muitas vantagens, tais como: maior número de unidades geradoras, necessidade de menor capacidade reserva para as emergências, intercâmbio de energia entre regiões de diferentes sazonalidades, etc. Esta prática é adotada mundialmente e, no Brasil, iniciou-se no final da década de 1950 [20]. A garantia de fornecimento da energia elétrica pode ser aumentada melhorando o projeto, prevendo uma margem de capacidade de reserva e planejando circuitos alternativos para o suprimento. A divisão dos sistemas em zonas ou áreas, cada uma controlada por um conjunto de equipamentos de chaveamento em associação com o sistema de proteção, e configurações de barramentos que permitem alternativas e manobras, proporcionam flexibilidade operativa e garantem a minimização das interrupções e do tempo de restabelecimento.

Os estudos elétricos realizados através de simulações são importantes para o planejamento e operação dos sistemas de potência. Em particular, os aspectos relativos à

segurança da operação correspondem ao foco deste trabalho. A Figura 2.1 ilustra os estados de operação de sistemas de potência do ponto de vista da segurança de operação [21]. As transições entre os estados de operação podem ocorrer tanto em consequência de perturbações no sistema (transições ditas involuntárias) como devido a ações de controle (transições voluntárias), algumas das quais constituem funções específicas dos centros de monitoração e controle.

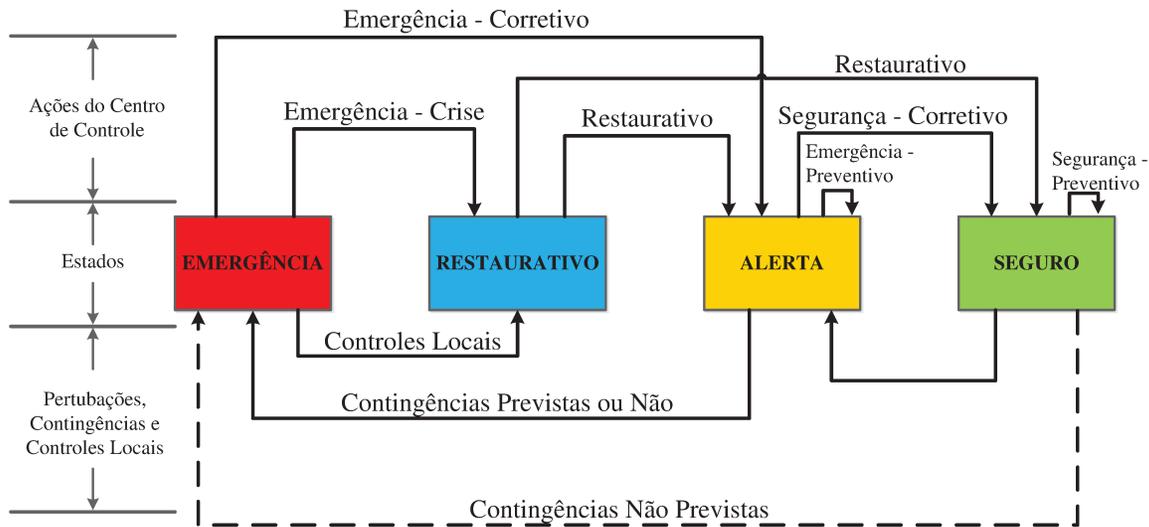


Figura 2.1: Estados de Operação [21].

A transição **Seguro** → **Alerta** ocorre devido a uma contingência, ou mesmo à evolução normal da demanda, e uma ou mais restrições de segurança deixam de ser atendidas. **Alerta** → **Seguro** corresponde a uma transição resultante da execução da função de controle de segurança (modo corretivo) realizada pelo centro de controle. A transição **Seguro** → **Seguro** resulta da definição de ações de controle visando à segurança de operação de um ponto de operação futuro. **Alerta** → **Emergência** é uma transição decorrente da ocorrência de contingências tais que as violações resultantes implicam na necessidade de corte de carga. Medidas de controle apropriadas fazem o sistema voltar ao estado seguro (transição **Alerta** → **Seguro**). Em **Emergência** → **Alerta**, o sistema pode sair do estado de emergência pela atuação do controle de emergência, nos modos corretivos ou de crise. **Emergência** → **Restaurativo** corresponde a uma transição que consiste no religamento de cargas/circuitos para mitigar a situação de emergência. Na transição **Alerta** → **Alerta**, o operador poderá lançar mão da função controle de emergência atuando no modo preventivo, visando a mudar o ponto de operação atual do sistema de tal forma que,

para o estado previsto, não se verifique mais a emergência detectada anteriormente. **Restaurativo** → **Alerta** consiste em religar as cargas e os circuitos do sistema, desligados durante uma emergência, tentando colocar o sistema de volta ao estado seguro ou, pelo menos no estado alerta.

Um dos aspectos importantes relacionados à segurança da operação de sistemas de potência é a estabilidade, que corresponde ao tema deste trabalho.

## 2.2 Estabilidade de Sistemas de Energia Elétrica

A estabilidade de sistemas de energia elétrica é um problema único e complexo. No entanto, é impraticável estudá-la como tal, uma vez que a instabilidade de sistemas pode assumir diferentes formas e ser influenciado por uma ampla gama de fatores. A análise dos problemas de estabilidade, a identificação dos fatores essenciais que contribuem para a instabilidade e o desenvolvimento de métodos para melhorar as condições de operação são grandemente facilitados pela classificação de estabilidade em categorias adequadas. Estes baseiam-se nas considerações seguintes [22]:

- ✓ Natureza física da instabilidade resultante;
- ✓ O tamanho do distúrbio considerado;
- ✓ Dispositivos, processos e tempo de duração;
- ✓ Método mais adequado de cálculo e predição das condições de estabilidade.

Os estudos de estabilidade foram subdivididos em categorias para facilitar a identificação de suas causas e permitir o desenvolvimento de métodos de análise apropriados. Basicamente tem-se três categorias, sendo elas a estabilidade de ângulo do rotor, a estabilidade de frequência e a estabilidade de tensão, que são representadas na Figura 2.2 [22].

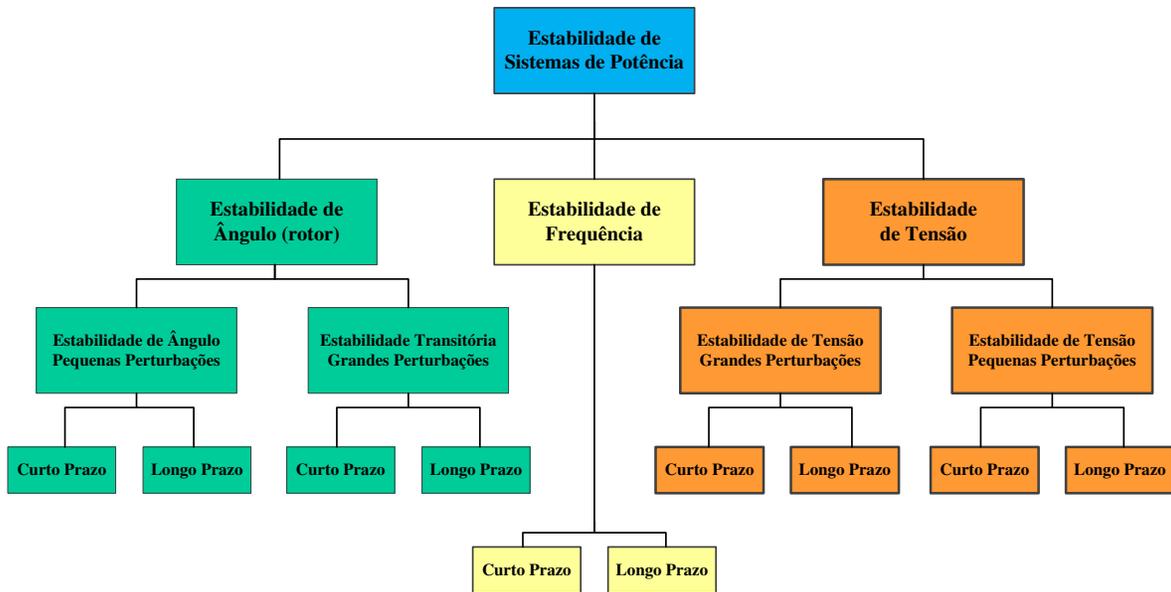


Figura 2.2: Classificação de estabilidade de sistemas de potência [25].

O foco principal neste trabalho será na estabilidade de tensão dos sistemas de potência.

### 2.3 Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica

Os fenômenos de estabilidade de tensão estão intrinsecamente ligados aos fluxos de potência reativa pela rede, ao comportamento das cargas face às variações de tensão, à ação de dispositivos automáticos de controle de tensão, à limitação de sobre-excitação dos geradores, etc. Os problemas de instabilidade de tensão surgem quando há uma mudança progressiva e descontrolada na tensão de determinada rede, principalmente quando se trata de um sistema extremamente carregado, com pouca reserva de potência reativa ou quando foi submetido a contingências, distúrbios, aumento de carga, etc.

Conforme descrito em [23], a estabilidade de tensão pode ser definida como a capacidade de um sistema de potência de manter suas tensões dentro de faixas aceitáveis em todas as barras do sistema, a partir de uma condição inicial de funcionamento, mesmo após ter sido submetido a uma perturbação. Ela é um fator totalmente dependente da capacidade de um determinado sistema de potência em manter ou até mesmo restaurar o equilíbrio existente entre a demanda de carga e o fornecimento da mesma.

Este conceito fica mais nítido com o auxílio da Figura 2.3. Considere que um sistema possua um ponto de equilíbrio A no qual ele esteja operando. Um primeiro distúrbio, denominado distúrbio 1 ocorre e leva o sistema a operar em um segundo ponto denominado de ponto B, que corresponde a um ponto de operação estável. A ocorrência de um segundo distúrbio, denominado de distúrbio 2, é suficientemente severo para levar o sistema a uma situação de instabilidade [24].

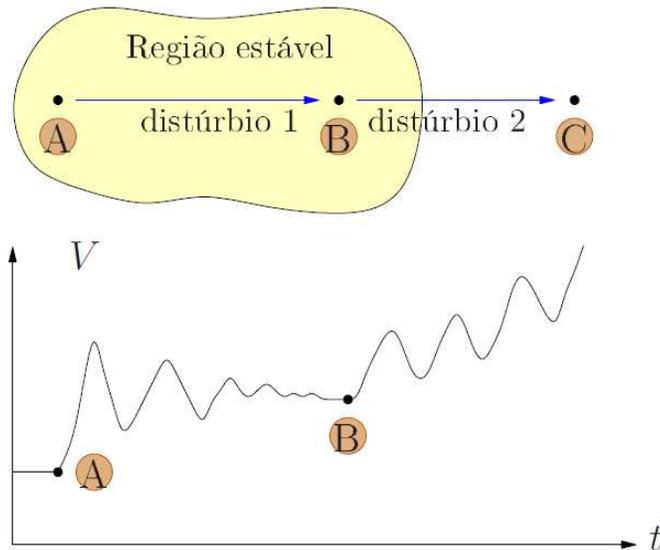


Figura 2.3: Conceito de Estabilidade de Tensão [24].

Considere um sistema elétrico de potência que esteja operando em condições normais de equilíbrio estável e que, em um determinado momento, ocorra um aumento da demanda, considerado como uma pequena perturbação. Este aumento de carga resulta em um aumento das perdas de potência na transmissão, que afeta diretamente as magnitudes de tensão e aberturas angulares. Com uma reserva de reativos e capacidade de transmissão suficiente, o processo pode encontrar um ponto de equilíbrio estável, isto é, um novo ponto de operação estável [24]. No caso da não existência desta reserva de reativos ou uma capacidade de transmissão insuficiente, o processo tenderá à instabilidade. Neste caso a tensão tenderá a cair de maneira monotônica, conforme pode ser visto na Figura 2.4.

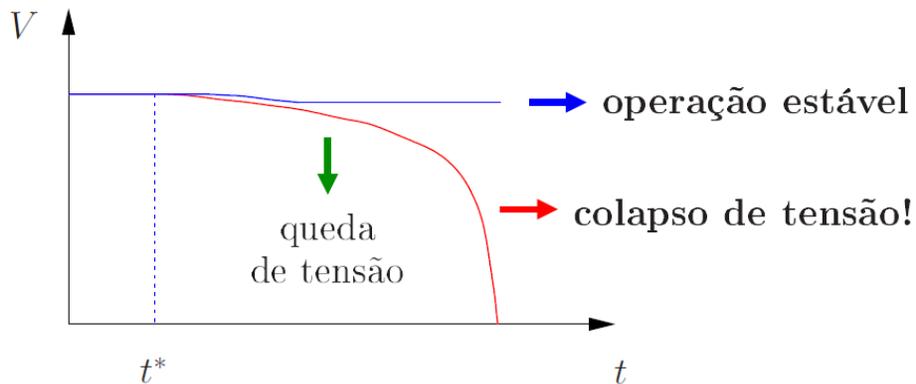


Figura 2.4: Queda monotônica de tensão [25].

Segundo [26], “um ponto de operação de um sistema de potência é estável a um pequeno distúrbio se, seguido de qualquer pequeno distúrbio, o sistema de potência retorna ou fica próximo do mesmo ponto de operação pré-distúrbio”.

Cita-se em [25] o exemplo de situações que podem provocar o fenômeno de instabilidade, como um aumento concentrado de carga, interação indesejada de controles ou perdas de linhas de transmissão ou demais elementos, atuação do sistema de proteção, podendo esta última também ser decorrente do fenômeno.

A queda progressiva de tensão nas barras é a forma mais comum de instabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica. Porém, existe também o risco de instabilidade devido a sobretensões, já experimentado por pelo menos um sistema elétrico [27]. Isso ocorre devido ao comportamento capacitivo da rede (linhas de transmissão de EHV - do inglês “*Extra High Voltage*”, ou extra alta tensão operando abaixo do SIL - do inglês “*Surge Impadance Loading*”, ou carregamento característico) bem como por limitadores de subexcitação que impedem equipamentos de controle de absorver o excesso de potência reativa. Neste caso, a instabilidade está associada com a incapacidade do sistema de geração e transmissão de operar abaixo de algum nível de carga.

Conforme já observado na Figura 2.2, a estabilidade de tensão também pode estar relacionada a grandes perturbações, pequenas perturbações e subdividida em curto e longo prazo, conforme pode ser observado na Figura 2.5.

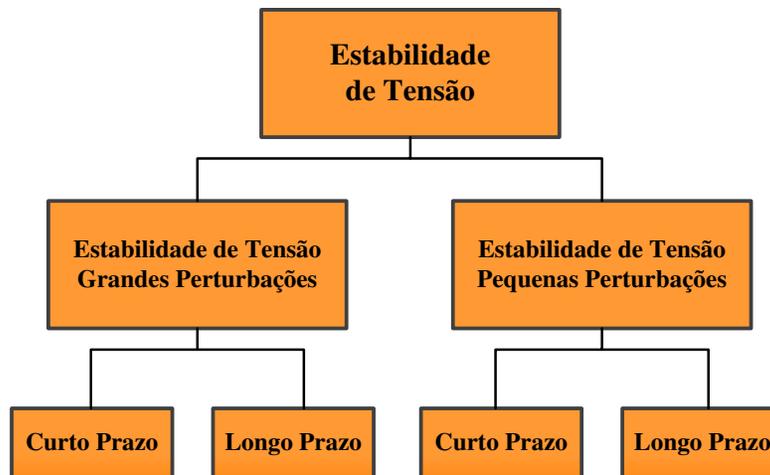


Figura 2.5: Subdivisão da estabilidade de tensão.

Tanto a estabilidade de tensão de grandes perturbações como a estabilidade de pequenas perturbações, refere-se à capacidade do sistema em manter a tensão constante nas barras do sistema, quando submetidos às suas respectivas perturbações, grandes ou pequenas. Para o caso de estabilidade de grandes perturbações, os fenômenos podem estar relacionados como falha no sistema, perda de geração, perda de uma quantidade expressiva de carga ou contingências no circuito. O fenômeno de estabilidade de grandes perturbações requer uma análise não linear do sistema ao longo de um período de tempo suficiente para capturar o desempenho e interações de tais dispositivos como motores, mudanças de taps de transformadores subcarregados e os limites das correntes de campo do gerador [25].

O fenômeno de estabilidade de pequenas perturbações está relacionado, por exemplo, com um incremento gradual de carga no sistema, sendo influenciado pelas características das cargas, controle contínuo, discreto e controles em um determinado instante de tempo. Com hipóteses adequadas, as equações do sistema referentes à estabilidade de pequenas perturbações podem ser lineares para análise, permitindo cálculo de informação valiosa de sensibilidade útil em identificar fatores que influenciam a estabilidade [25]. Esta linearização, no entanto, não conta para efeitos não lineares, como controles de mudança dos taps (zonas inoperantes, passos discretos dos taps e os atrasos). Portanto, uma combinação de análise linear e não linear pode ser utilizada de forma complementar [28, 29].

Conforme mencionado anteriormente e observado na Figura 2.5, a estabilidade de tensão pode ser um fenômeno de curto prazo ou um fenômeno de longo prazo. A

estabilidade de tensão de curto prazo envolve a dinâmica de componentes de ação rápida, tais como motores de indução, cargas controladas eletronicamente e conversores HVDC (do inglês “high voltage direct current”). O período de estudo de interesse é da ordem de vários segundos e a análise exige solução de equações diferenciais.

A estabilidade de tensão a longo prazo está relacionada a ação mais lenta dos equipamentos como a mudança de tap de transformadores, controle de cargas termostáticas e os limites de corrente nos geradores. O período de estudo de interesse pode se estender desde alguns até vários minutos, onde as simulações de longo prazo são necessárias para a análise do desempenho do sistema dinâmico [28].

A Figura 2.6, ilustra de maneira simplificada o problema de estabilidade de tensão [30].

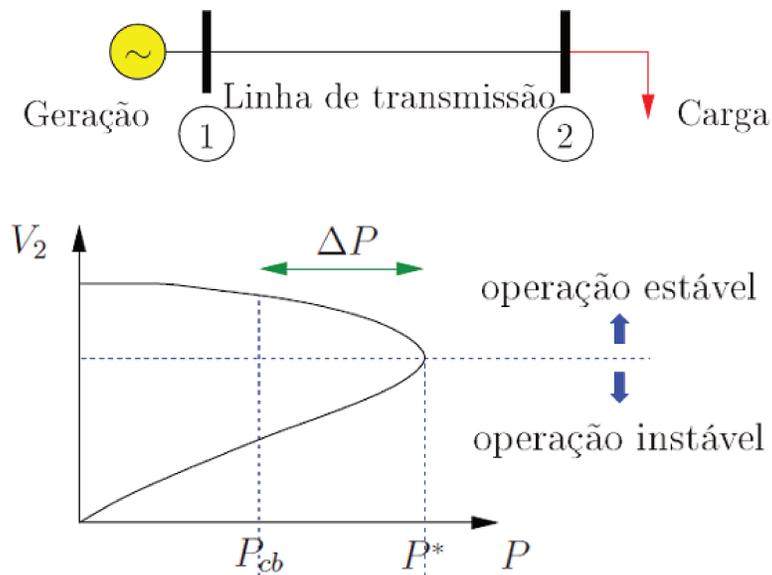


Figura 2.6: Comportamento de diversos índices de estabilidade de tensão [23].

Considere que a demanda no barramento de carga é igual ao valor do caso base  $P = P_{cb}$  em um determinado instante, a magnitude de tensão  $V_2$  no barramento da carga será igual a um valor que depende da própria demanda e dos parâmetros da linha de transmissão. Se ocorrer variação na carga, a tensão também irá variar. Existe um valor de carga máxima, denominado neste caso de  $P^*$ , que o sistema em questão consegue atender. Considerando que a carga seja modelada como potência constante, ocorre a singularidade da matriz jacobiana das equações de fluxo de carga [31] nesta situação.

Pode-se calcular a *margem de estabilidade*, ou *margem de segurança ao colapso de tensão*, dada por:

$$ME = \Delta P = P^* - P_{cb}, \quad (2.1)$$

ou em termos percentuais:

$$ME = \left( \frac{P^*}{P_{cb}} - 1 \right) \times 100\%.$$

Uma vez que a carga solicite uma potência maior que  $P^*$ , o sistema tenderá à instabilidade.

A segurança de tensão tem sido um dos aspectos mais importantes para a detecção das condições de instabilidade de tensão, as quais podem apresentar-se na proximidade do PMC. O PMC é uma condição limite de incremento de carga em uma área estudada. Normalmente os estudos de determinação do PMC consideram que o fator de potência da carga é mantido constante e o aumento de carga é seguido por redespacho dos geradores para fazer frente ao aumento de carga. A Figura 2.7 ilustra a característica do PMC utilizando uma curva PV, bastante conhecida na literatura técnica. Nesta figura o PMC ( $P_k^{cr}$ ) corresponde a uma demanda P2. Os pontos P1 e P3 são pontos de operação estáveis, podendo o ponto P3 estar próximo de seus limites mínimos de tensão, devido à sua proximidade ao  $P_k^{cr}$ .

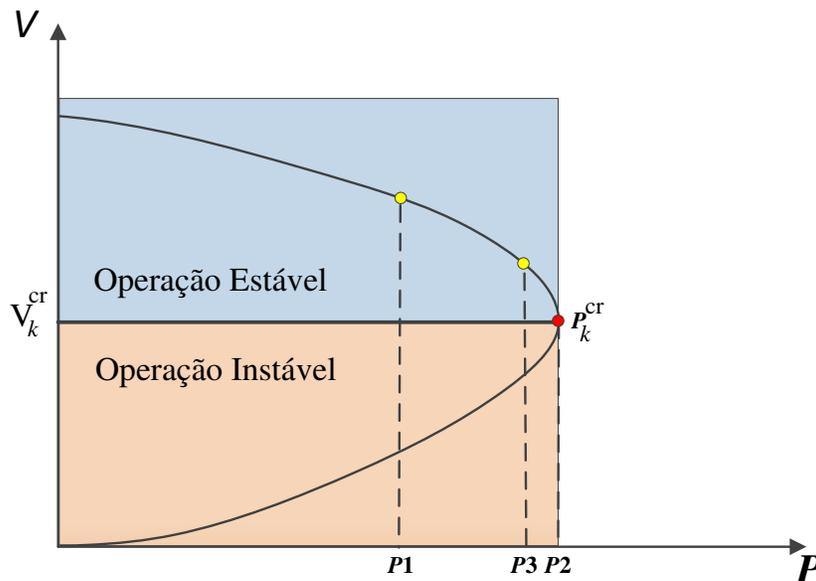


Figura 2.7: Característica do PMC a partir de uma curva PV.

O objetivo principal neste trabalho é obter o ponto de máximo carregamento  $P_k^{cr}$  ou margem de carregamento de uma rede qualquer, onde o mesmo pode ser encontrado a partir da equação 2.1, por exemplo.

## 2.4 Fluxo de Carga em Sistemas Elétricos de Potência

O objetivo principal no cálculo do fluxo de carga (ou fluxo de potência) em sistemas de energia elétrica é determinar o seu estado de operação, ou seja, conhecer as magnitudes e ângulos de fase das tensões, e os fluxos de potência ativa e reativa pela rede. Embora o sistema de potência como um todo apresente comportamento dinâmico, para o cálculo de fluxo de carga utiliza-se de uma modelagem estática do sistema. Com este modelo, a rede é representada por um conjunto de equações e inequações algébricas. A representação do modelo estático é utilizada quando efeitos transitórios podem ser desconsiderados, ou seja, situações nas quais as variações com o tempo são suficientemente lentas. Caso os transitórios fossem considerados, exigiriam uma abordagem dinâmica que envolvesse um conjunto de equações algébrico-diferenciais [21].

Para o cálculo de fluxo de carga em sistemas de transmissão e distribuição, as barras dos mesmos são representadas como:

- ✓ Tipo PQ: nesta barra as injeções de potência ativa e reativa são especificadas, e.g. barra de carga, barra sem geração ou barra com gerador que atingiu algum limite de potência reativa.
- ✓ Tipo PV: nesta barra a injeção de potência ativa e o módulo da tensão são especificados, e.g. barra com gerador onde sua potência reativa está dentro dos seus limites especificados.
- ✓ Tipo V $\theta$ : esta barra, chamada também *swing* ou *slack*, tem duas funções: *i*) define a referência angular do sistema e *ii*) também realiza o balanço das potências finais do sistema considerando as perdas totais. Comumente representa um gerador, de rápida resposta e grande capacidade de geração ativa, ou um sistema equivalente externo. Nesta barra o módulo e ângulo de fase da tensão são especificados.

Um sistema elétrico de potência pode ser modelado através do seguinte sistema de equações, conforme descrito em [18]:

$$g(x, u, p) = 0, \quad (2.2)$$

onde  $g$  corresponde às equações dos *mismatches* das potências nodais,  $x$  é o vetor das tensões nodais incluindo magnitude e ângulo de fase,  $u$  é o vetor das variáveis de controle e  $p$  é o vetor dos parâmetros (por exemplo as injeções de potência ativa e reativa nas barras de carga, gerações de potência ativa nas barras de geração e as magnitudes das tensões em barras de geração).

Para uma determinada barra  $k$  da rede, as injeções nodais de potência especificadas  $P_k^{esp}$  e  $Q_k^{esp}$  representam a diferença de geração e carga na barra. As expressões de potência calculadas  $P(V, \theta)$  e  $Q(V, \theta)$  são dadas por:

$$P_k(V, \theta) = V_k \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}), \quad (2.3)$$

$$Q_k(V, \theta) = V_k \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}). \quad (2.4)$$

Para cada uma das  $n$  barras da rede,  $G$  e  $B$  representam respectivamente as partes real e imaginária da matriz admitância nodal  $Y$ , e dependem da topologia da rede. Assim, a equação (2.2) pode ser escrita como:

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k(V, \theta) = 0, \quad (2.5)$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k(V, \theta) = 0. \quad (2.6)$$

O método Newton foi utilizado para a resolução do fluxo de carga neste trabalho, embora existam outros métodos de resolução das equações apresentadas acima, conforme mostrado em [32]. A seguinte equação linear é resolvida a cada iteração:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} = J \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}, \quad (2.7)$$

onde  $(\Delta P, \Delta Q)$  são os *mismatches* de potência ativa e reativa, obtidos pela diferença entre os valores especificados e calculados em cada iteração;  $(\Delta \theta, \Delta V)$  são as correções no estado da rede, correspondendo, respectivamente, aos ângulos de fase e magnitude de tensão.  $J$  representa a matriz jacobiana do fluxo de carga, que fornece as informações sobre as sensibilidades entre potências e tensões. Ela pode ser decomposta em quatro submatrizes como pode ser visto na equação (2.7). O método de fluxo de carga consiste de um processo

iterativo para a obtenção de um ponto de operação do sistema, isto é, a obtenção das variáveis de estado  $(V, \theta)$ .

## 2.5 Fluxo de Carga com Otimização de Passo

O fluxo de carga com otimização de passo (FCOP) é um método de fluxo de carga não divergente que, quando aplicado para uma condição de carregamento maior que o PMC, ou seja, para um sistema infactível, fornece uma solução de PMC ao invés de divergir. No caso de sistemas bem-condicionados, o ponto de equilíbrio estável pode ser obtido utilizando um método de fluxo de carga convencional com *flat start*. No entanto, no caso de sistemas mal-condicionados, a utilização de um fluxo de carga convencional poderá convergir para a solução desejada, convergir para uma solução matematicamente correta, porém, que não corresponda à condição de operação real da rede, ou simplesmente divergir. Para sistemas infactíveis o fluxo de carga simplesmente não converge, pelo fato do ponto de operação exceder o PMC.

Os métodos de fluxo de carga convencionais podem não apresentar resultados satisfatórios para sistemas mal condicionados. Nestes casos, estes métodos apresentam convergência pobre ou mesmo divergência, o que não é uma situação desejável do ponto de vista dos operadores dos sistemas. O fluxo de carga com otimização de passo (FCOP) foi inicialmente proposto em [15], considerando tensões representadas em coordenadas retangulares. Em [16], foi proposto um método com as tensões em coordenadas polares, o que permite a sua aplicação fácil nos programas comerciais de fluxo de carga.

Em cada iteração  $r$ , o vetor  $\Delta x$  é atualizado como segue:

$$\Delta x^{(r)} = -[\nabla_x g(x^{(r)})]^{-1} g(x^{(r)}, \rho), e \quad (2.8)$$

$$x^{(r+1)} = x^{(r)} + \mu^{(r)} \Delta x^{(r)}, \quad (2.9)$$

onde  $\mu^{(r)}$  é o tamanho do passo (fator de otimização) que é multiplicado pelo vetor de correções das variáveis de estados  $\Delta x^{(r)}$  em cada iteração  $r$ ;  $\nabla_x g$  é a matriz jacobiana de  $g$ . O multiplicador  $\mu$  é calculado de forma a minimizar uma função quadrática baseada nos *mismatches* de potência como:

$$\min F(\mu) = \frac{1}{2} \|g_{st}\|^2 = \frac{1}{2} \sum_i g_{st,i}^2, \quad (2.10)$$

onde  $\|g_{st}\|$  é a norma Euclidiana de  $g_{st}$ ;  $g_{st}$  corresponde a  $g$  expandido em Série de Taylor ( $st$ ) considerando os termos até a segunda ordem, resultando em:

$$g_{st}(\mu) = g(x^{(r)}, \rho) + \mu \nabla_x g(x^{(r)}) \Delta x^{(r)} + \mu^2 T(x^{(r)}). \quad (2.11)$$

$T(x)$  corresponde aos termos de segunda ordem de  $g$ , dados por:

$$T(x) = \frac{1}{2} \left( \sum_i \Delta x_i \frac{\partial}{\partial x_i} \right)^2 g(x). \quad (2.12)$$

Substituindo (2.11) em (2.10) e aplicando a condição de mínimo local  $\partial F / \partial \mu = 0$ , uma equação cúbica é obtida e resolvida para  $\mu$ . No caso de sistemas mal condicionados,  $\mu$  assume valores tais que o processo iterativo é melhorado e a solução correta é obtida. Para os sistemas bem condicionados  $\mu$  assume valores próximos de um, não afetando significativamente o método.

Para pontos de operação infactíveis (por exemplo, devidos a contingências ou a demandas além da capacidade da rede)  $\mu$  assume valores baixos (teoricamente tendendo zero). Em [33] foi mostrado que, nestes casos, o FCOP leva a um ponto de operação sobre a superfície da fronteira de factibilidade  $\Sigma$ , ao invés de simplesmente divergir.

Considerando um parâmetro que representa o fator de carregamento  $\rho$  tem-se:

$$\Delta P_k = \rho \cdot P_k^{esp} - P_k(V, \theta) = 0, \quad (2.13)$$

$$\Delta Q_k = \rho \cdot Q_k^{esp} - Q_k(V, \theta) = 0. \quad (2.14)$$

A Figura 2.8 apresenta o comportamento geral do FCOP para um fator de carregamento  $\rho$  (sendo  $\rho > \rho_{cr}$  em que  $\rho_{cr}$  é o maior fator de carga possível de forma que a rede ainda opera de maneira estável) no espaço de parâmetro de carga com direção  $\mathbf{s}_{esp}$ , que é um vetor unitário de direção de incremento de carga definido pelo vetor  $\mathbf{S}_{esp}$ , onde  $\mathbf{S}_{esp} = [\mathbf{P}_{esp}^T \ \mathbf{Q}_{esp}^T]^T$ . O ponto final obtido depende das condições iniciais e do fator de carregamento  $\rho$ .

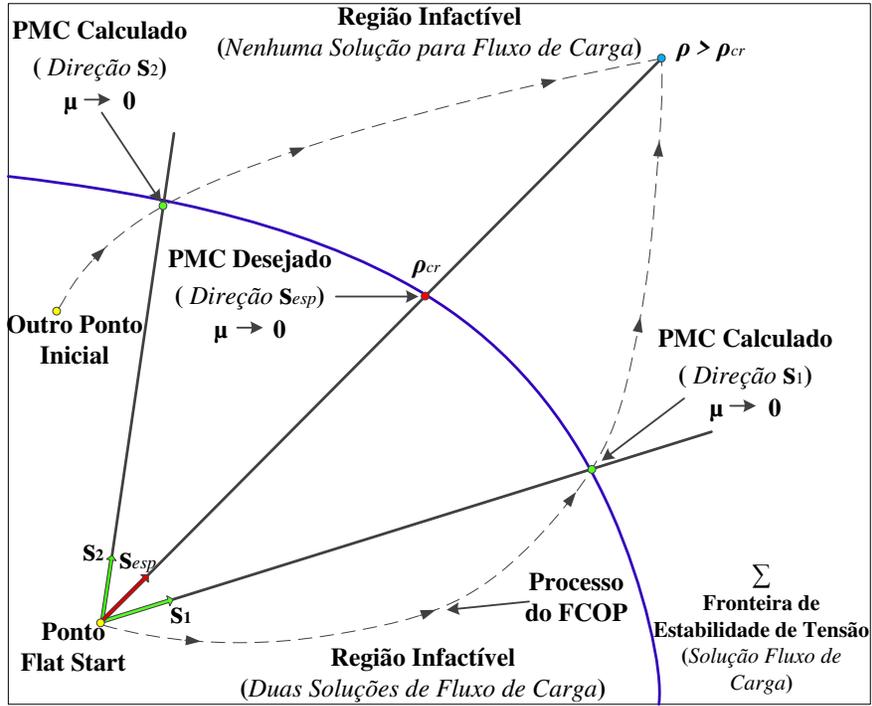


Figura 2.8: Comportamento do FCOP.

Em [34] foi proposto um método iterativo para cálculo do ponto mais próximo da fronteira  $\Sigma$  a partir de um determinado ponto de operação factível. Em cada passo, o PMC é calculado a partir de uma direção predefinida de incremento de carga, em seguida a direção é atualizada usando as informações do vetor normal a  $\Sigma$  calculadas no PMC anterior. Este vetor normal  $w$  é calculado a partir de (2.15).

$$\begin{aligned} \nabla_x g(x_{pmc})^T w &= 0, \\ \|w\|_2 &= 1. \end{aligned} \tag{2.15}$$

onde  $x_{pmc}$  é o vetor das variáveis de estado no último PMC,  $\|w\|_2$  é a norma euclidiana de  $w$ , logo,  $w$  é um vetor unitário.

## 2.6 Método da Continuação

O método da continuação, proposto em [5], tem o propósito de obter um conjunto de soluções de fluxo de carga a partir do caso base até um estado estável de limite de carregamento. Uma característica importante do fluxo de carga da continuação, é que

mesmo quando o ponto de operação encontra-se em torno do ponto crítico tem-se um sistema bem condicionado de equações de fluxo de carga.

Este método utiliza um procedimento preditor-corretor, partindo das potências ativa e reativa do caso base, e traça um perfil de tensão completo a partir da variação do valor do parâmetro  $\rho$  (fator de carga), sem preocupação com possíveis singularidades da matriz jacobiana do sistema.

Conforme [5], são quatro os elementos básicos que compõem este método:

- ✓ Um passo preditor;
- ✓ Um controle de passo;
- ✓ Um procedimento de parametrização;
- ✓ Um passo corretor.

O procedimento preditor-corretor é ilustrado na Figura 2.9. Inicialmente tem-se um ponto de equilíbrio  $(x^i, \rho^i)$  que é usado para o cálculo da direção do vetor  $\Delta x^i$  e para a variação  $\Delta \rho^i$  do parâmetro do sistema. A nova solução obtida é então corrigida através de um fluxo de carga modificado.

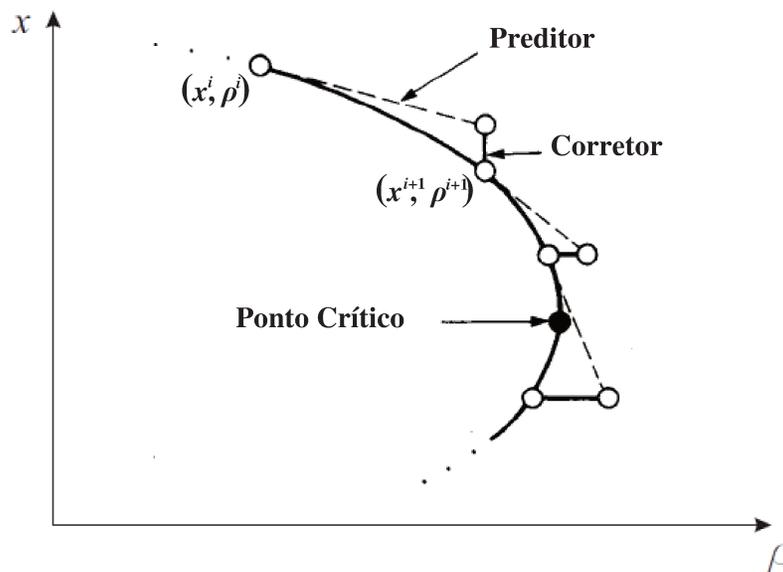


Figura 2.9: Esquema Preditor- Corretor [5].

Conforme [35], a etapa no passo preditor resultará em um incremento de carga para um novo estado da rede de acordo com o novo nível de carregamento. Esta ocorre na direção do vetor tangente à função no ponto e com passo pré-definido. Obtém-se a direção

do vetor e o tamanho do passo através da normalização do vetor tangente, cuja magnitude aumenta à medida que se aumenta a proximidade do PMC. Para um bom desempenho deste método, deve-se atentar ao controle do passo (pequeno/grande), pois pode haver um aumento desnecessário do esforço computacional, mesmo que os pontos de operação encontrem-se longe do PMC.

## 2.7 Técnica de Corte de Carga Sem Controle e Limites

Em [6] propõe-se um método iterativo para o cálculo do PMC para uma direção de acréscimo de carga dada a partir das propriedades geométricas da superfície da fronteira de factibilidade. A ideia principal é obter, a partir de um ponto de carregamento inactivo, um conjunto de outros pontos de carga inactivos que se aproximam ao PMC desejado. Neste caso em cada iteração usa-se uma técnica de corte de carga eficiente definida a partir da intersecção do plano tangente à superfície fronteira do PMC corrente com a linha na direção de acréscimo de carga dada. O método é apresentado em [6] baseia-se nos pontos a seguir.

- I. Foi mostrado em [33] que, para um carregamento excessivo (i.e.  $\rho > \rho_{cr}$ ), o FCOP converge para um ponto sobre a fronteira  $\Sigma$  quando  $\mu \rightarrow 0$ . Dependendo do ponto inicial (*flat start* ou outro), um PMC diferente é obtido em  $\Sigma$ , levando a um PMC em outra direção de incremento de carga (i.e.  $s_1$  e  $s_2$  para *flat start* ou outro ponto inicial, respectivamente), que é diferente da direção inicialmente definida  $s_{esp}$  (veja Figura 2.8).
- II. O último PMC calculado se move para o PMC desejado conforme  $\rho$  se aproxima de  $\rho_{cr}$ . A Figura 2.10 mostra esta situação. Também, para  $\rho > \rho_{cr}$ , o FCOP resulta em um PMC; e para  $\rho < \rho_{cr}$ , o FCOP resulta em um ponto de operação factível.

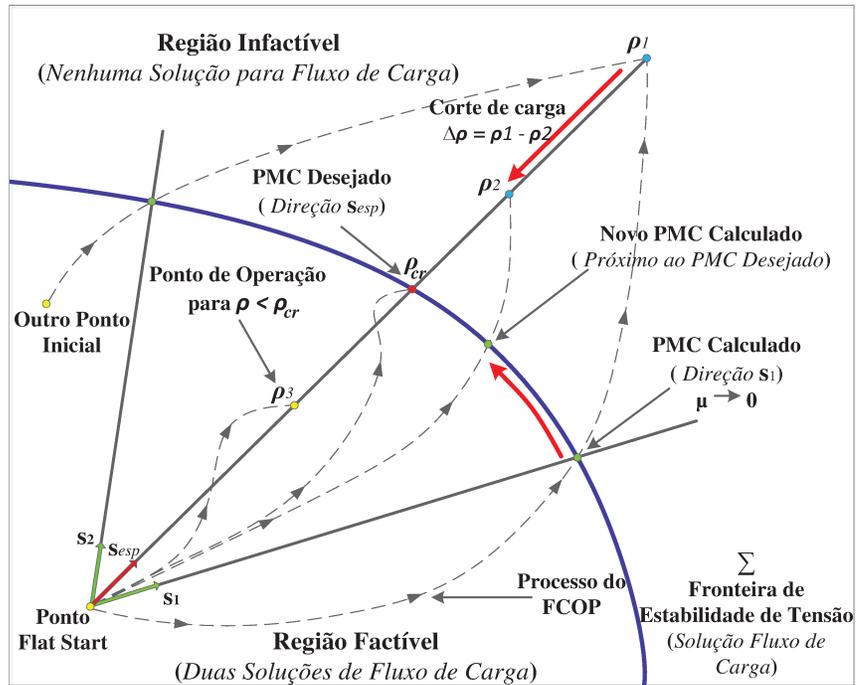


Figura 2.10: Característica do FCOP.

- III. De acordo com [34], é possível, calcular o vetor normal  $w$  no último PMC calculado, através do cálculo do autovetor esquerdo associado ao menor autovalor da matriz jacobiana. Em seguida, as características da fronteira  $\Sigma$  podem ser reproduzidas de maneira aceitável usando as informações do vetor no espaço de parâmetros de carga.
- IV. O vetor de mismatches de potência fornecido pelo FCOP no último PMC calculado é  $\Delta S$  (veja Figura 2.11).  $\Delta S$  também representa a distância, em termos de potência, entre o último PMC e  $S_{esp}$ . Usando as informações de  $\Delta S$  e propriedades geométricas do vetor normal, é possível obter o corte de carga  $\Delta\rho$  de modo que se obtenha PMC desejado ao longo da direção de incremento de carga  $s_{esp}$  (veja Figura 2.10), como será explicado adiante.

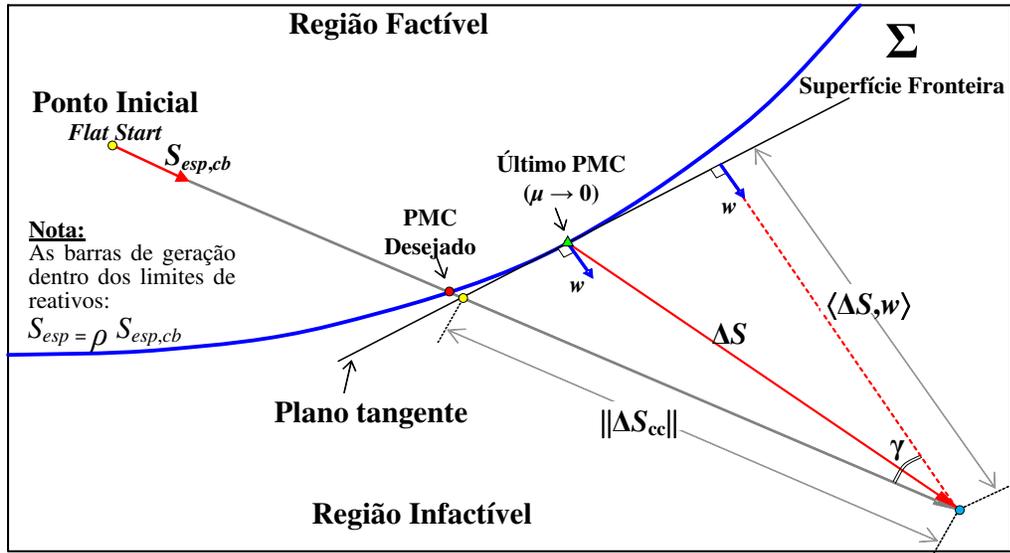


Figura 2.11: Técnica de corte de carga sem controles.

A Figura 2.10 apresenta os passos do método para obter o PMC executando um FCOP com um carregamento inicial maior do que o máximo carregamento desejado ( $\rho > \rho_{pmc}$ ) na direção de acréscimo de geração e carga. O FCOP converge para um ponto na fronteira de factibilidade para o qual os resíduos de potência ativa e reativa são representados por  $\Delta S = (\Delta P, \Delta Q)$ , respectivamente, onde  $\Delta S$  representa a distância em MVA entre o último PMC e  $S_{esp}$ . O autovetor à esquerda  $w$  no ponto de bifurcação sela-nó (BSN<sup>1</sup>) é calculado a partir de (2.15).

Observando a Figura 2.11, um corte de carga  $\Delta S_{cc}$  é definido pela intersecção do plano tangente à superfície fronteira  $\Sigma$  no último PMC e a linha com a direção  $s_{esp}$ . Com isso,  $\Delta S_{cc}$  pode ser calculado a partir de  $\Delta S$ ,  $w$  e propriedades geométricas no espaço de parâmetros  $S_{esp}$ , conforme (2.16):

$$\Delta S_{cc} = \frac{\langle \Delta S, w \rangle}{\cos \gamma} S_{esp}, \quad (2.16)$$

onde  $\langle \Delta S, w \rangle$  é o produto escalar de  $\Delta S$  e  $w$  (projeção de  $\Delta S$  na direção de  $w$ );  $\gamma$  é o ângulo entre  $s_{esp}$  e  $w$ , assim  $\cos \gamma = \langle s_{esp}, w \rangle$ . A variação do fator de carregamento  $\Delta \rho$  é calculada como:

<sup>1</sup> Bifurcação Sela-nó: Também conhecida como bifurcação tangente ou bifurcação de dobra, é um mecanismo básico pelo qual um par de pontos de equilíbrio com estabilidades contrárias é criado ou destruído, ou seja, um ponto de equilíbrio tem um autovalor real positivo e outro tem um autovalor real negativo, ambos vão para zero no ponto BSN.

$$\Delta\rho = \frac{\|\Delta S_{cc}\|_2}{\|S_{esp,cb}\|_2} = \frac{\langle \Delta S, w \rangle}{\cos \gamma} \frac{1}{\|S_{esp,cb}\|_2} = \frac{\langle \Delta S, w \rangle}{\langle S_{esp,cb}, w \rangle}. \quad (2.17)$$

A nova estimativa de  $\rho$  é definida como  $\rho_{novo} = \rho - \Delta\rho$ . É importante destacar que em (2.17) assumiu-se que todos os geradores estão dentro dos limites de potência reativa, então  $P_{esp-cb} = P_{g-cb} - P_{c-cb}$  e  $Q_{esp-cb} = -Q_{c-cb}$ .

A Figura 2.12 ilustra novamente este processo. Começando de  $\rho^0$ , o FCOP é executado levando ao PMC<sup>0</sup>, que é um PMC para outra direção de incremento de carga. Utilizando (2.17),  $\rho^1$  é obtido e um novo FCOP leva a PMC<sup>1</sup>. O processo continua até que o PMC desejado seja obtido para a direção de incremento de carga definida.

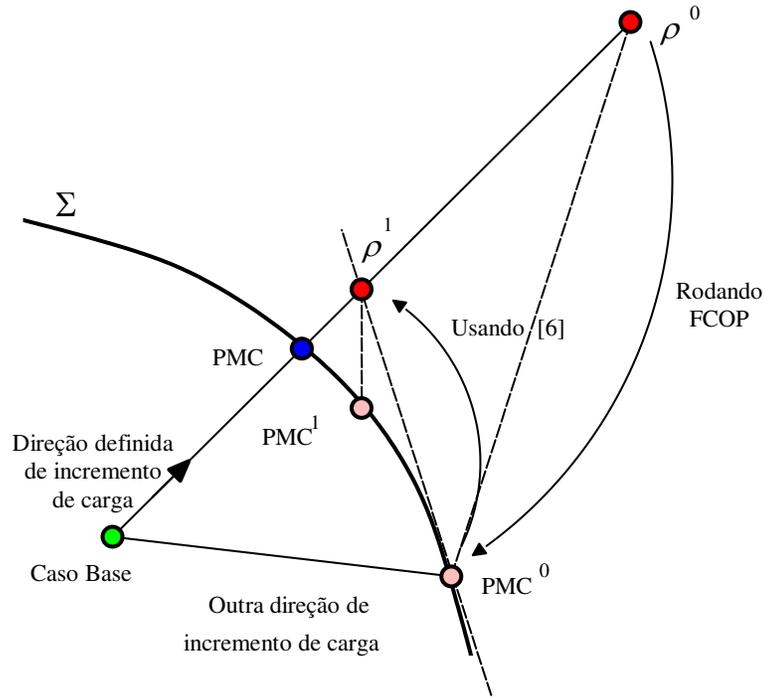


Figura 2.12: Processo de obtenção do PMC através de [6].

## 2.8 Técnica de Corte de Carga Com Controles e Limites

O controle de tensão/potência reativa das barras PV consiste em dois estados: (i) a potência reativa (injetada ou absorvida) necessária para manter a tensão na barra PV dentro dos limites mínimo e máximo, então a tensão é mantida no valor especificado; e (ii) a potência reativa necessária para manter o controle de tensão de tensão das barras PV está fora dos seus limites mínimo e máximo, ocorrerá perda de controle de tensão na barra e a

potência reativa é mantida no limite violado. O ponto em que se perde o controle de tensão poderá ser uma bifurcação induzida por limites (BIL<sup>2</sup>). Estes controles são comumente implementados dentro dos algoritmos de fluxo de carga. Cada estado de controle (i) e (ii) tem seu próprio contorno de bifurcação sela-nó que representa um lugar geométrico das BSN's do estado (i) e do estado (ii), dependendo é claro da direção de acréscimo de geração e carga adotada. Com isso o vetor  $S_{esp}$  não é mais proporcional ao caso base, pois, a condição de carregamento nulo ( $\rho = 0$ ) não coincide mais com a origem do espaço de parâmetro  $p$ . O ponto *flat start* é transladado com adição de um vetor  $Q_{lim}$ , o qual representa a potência reativa dos geradores com perda de controle de tensão. A Figura 2.13 apresenta a fronteira  $\Sigma$ , a qual é formada por dois contornos BSN's e um BIL no espaço de parâmetro  $p$ .

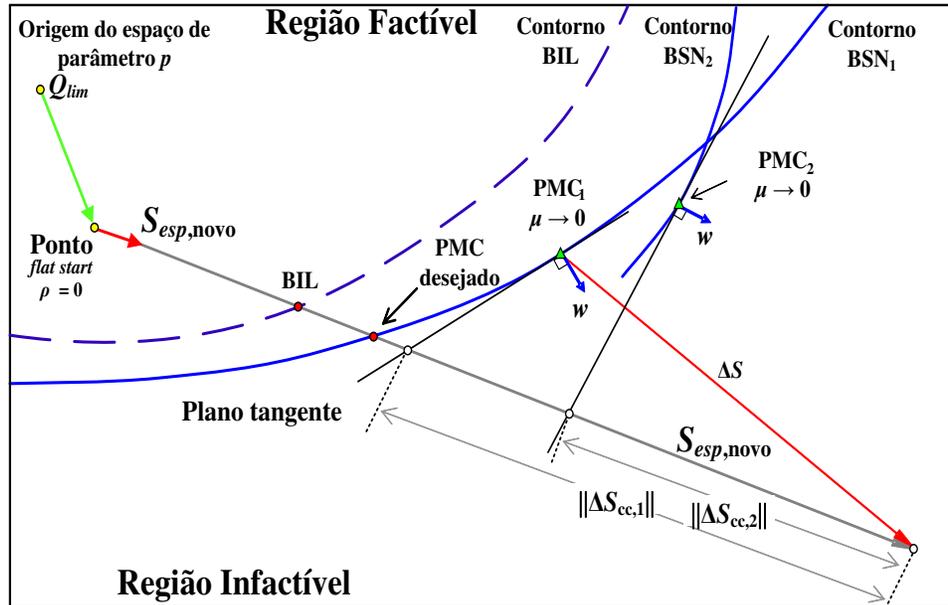


Figura 2.13: Técnica de corte de carga com controle.

<sup>2</sup> Definida como o limite de transição do tipo de barra PV a PQ, quando  $Q_g$  de uma determinada barra encontra-se em seu limite da perda de controle de tensão. Seu lugar geométrico é definido como a interseção das superfícies de pontos de equilíbrio das situações com controle (barra PV) e sem controle de tensão (barra PQ<sub>max</sub>) [16].

## 2.9 Margem de Erro Admissível

O método proposto em [25] utiliza as excelentes características de [6] e adiciona outras duas muito convenientes:

- I. Inclui-se a informação prática, geralmente definida por cada empresa, sobre o erro aceitável no resultado final do carregamento crítico.
- II. O desempenho do método não depende da escolha de um ponto de operação infactível. Portanto, a escolha de  $\rho$  inicial não se torna uma questão crítica neste caso.

Cada empresa deverá estipular uma margem de erro aceitável para sua rede, de acordo com sua experiência profissional e conhecimento da rede, estabelecendo assim um valor “ $\delta$ ”.

O critério de parada do método para o cálculo do PMC para um determinado sistema consiste em encontrar um carregamento factível e outro infactível, para posteriormente realizar uma média entre os dois valores encontrados, sempre considerando uma margem de erro admissível estipulada inicialmente. Esta margem de erro baseia-se no erro admissível ( $\delta\%$ ) considerado inicialmente e no PMC teórico  $\rho_{cr}$  do sistema. Pode-se calcular a margem de erro admissível  $\Delta\lambda$  por:

$$\Delta\lambda = \bar{\lambda} - \underline{\lambda} \quad (2.18)$$

onde,  $\bar{\lambda}$  corresponde ao limite superior do erro admissível e  $\underline{\lambda}$  ao limite inferior.

A respeito do erro aceitável, o usuário pode escolher trabalhar com um erro aceitável de 5% do  $\rho_{cr}$ . Portanto, qualquer valor entre  $0,95 \cdot \rho_{cr}$  e  $1,05 \cdot \rho_{cr}$  é considerado como um bom resultado para efeitos práticos em relação ao monitoramento e controle. A Figura 2.14 [25] ilustra a ideia do método, usando a conhecida curva PV.

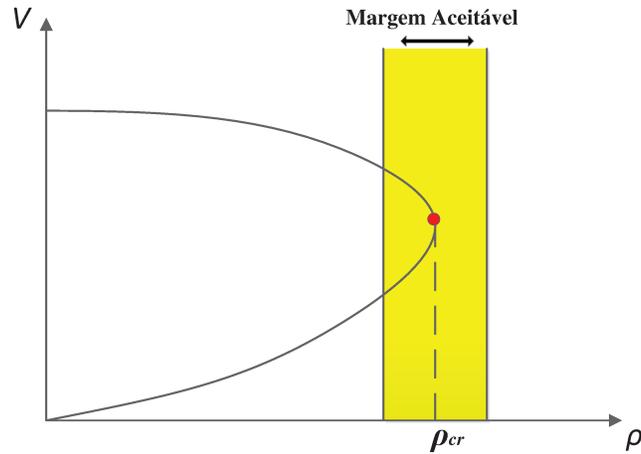


Figura 2.14: margem aceitável de erro [25].

Os limites máximo e mínimo são calculados a partir do PMC ( $\rho_{cr}$ ) e do erro admissível ( $\delta\%$ ), através da equação (2.19).

$$\Delta\lambda = \left[ \left( 1 + \frac{\delta}{100} \right) \cdot \rho_{cr} \right] - \left[ \left( 1 - \frac{\delta}{100} \right) \cdot \rho_{cr} \right], \quad (2.19)$$

$$\Delta\lambda = \left( \frac{2\delta}{100} \right) \rho_{cr}.$$

Assim, para um erro admissível de 5%, o valor de  $\Delta\lambda$  considerando  $\rho_{cr} = 1,0$  será:

$$\Delta\lambda = \left[ \left( 1 + \frac{5}{100} \right) \cdot 1,0 \right] - \left[ \left( 1 - \frac{5}{100} \right) \cdot 1,0 \right],$$

$$\Delta\lambda = \left( \frac{2 \times 5}{100} \right) \cdot 1,0$$

$$\Delta\lambda = 0,1$$

A Figura 2.15 mostra a margem de erro, com os respectivos limites máximo e mínimos, calculados a partir do  $\rho_{cr}$ , que devem ser considerados ao longo do processo iterativo de determinação do PMC.

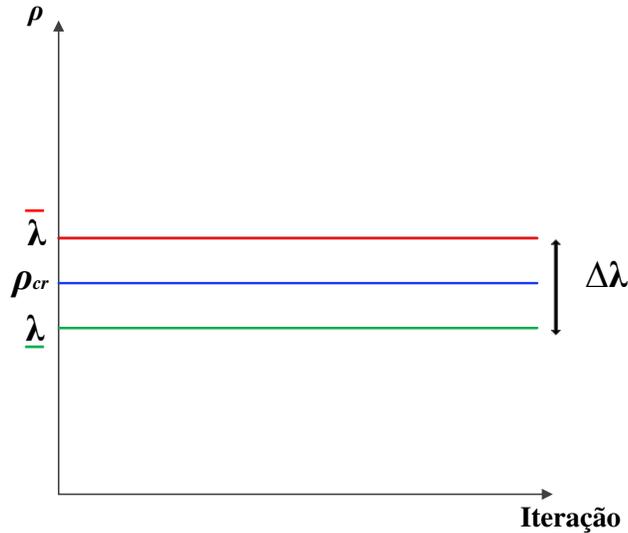


Figura 2.15: Limites máximo, mínimo e margem de erro em função do  $\rho_{cr}$ .

Calculando a margem de erro admissível  $\Delta\lambda$  conforme mostrado anteriormente, garante-se que ela será sempre a mesma (mesma largura) durante o processo iterativo do método, por se tratar simplesmente de uma diferença entre os valores máximos e mínimos. Porém, na prática não é possível realizar o cálculo do  $\Delta\lambda$ , devido à sua dependência do  $\rho_{cr}$  (PMC teórico da rede), que não é conhecido de antemão, ao contrário, esta é a incógnita do problema. Como o propósito deste método é justamente encontrar o PMC de uma determinada rede sem que se conheça de antemão o seu PMC teórico ( $\rho_{cr}$ ), utiliza-se o método prático descrito na seção a seguir, onde se calcula uma grandeza denominada  $\alpha$ , a partir de uma margem de erro ( $\delta\%$ ) admissível considerada inicialmente.

## 2.10 Método Prático

Como não se conhece inicialmente o PMC da rede, o cálculo do PMC utilizando a margem de erro admissível  $\Delta\lambda$  fica na prática impossível, devido à dependência de  $\rho_{cr}$ . Em consequência, utilizar-se-á um método prático baseado na obtenção de uma margem de erro admissível  $\alpha$  para o cálculo do PMC, a qual não depende do PMC teórico da rede. Utilizando  $\alpha$  para o cálculo do PMC, não se garante que a margem de erro admissível apresente sempre o mesmo valor (mesma largura) durante o processo iterativo, por se tratar de um fator multiplicativo dentro do processo de cálculo do PMC.

O método prático apresentado em [25] parte do princípio que, em análises em tempo real do sistema de potência, não há a necessidade de se determinar com exatidão qual o PMC que pode levar a rede para um ponto de operação instável. Do ponto de vista do operador, apenas ter o conhecimento do quão próximo se está do PMC já é satisfatório para tomada das decisões necessárias para manter o sistema em operação segura.

O valor que representará esta margem no algoritmo é o parâmetro  $\alpha$ , que é o coeficiente que simboliza os níveis máximos e mínimos que “ $\delta$ ” poderá assumir. Como exemplo, para uma margem de 5%, o coeficiente  $\alpha$  será conforme a equação (2.20):

$$\alpha = \frac{1,05 \times PMC}{0,95 \times PMC}. \quad (2.20)$$

De forma genérica  $\alpha$  pode ser escrito como:

$$\alpha = \frac{\left(1 + \frac{\delta}{100}\right)}{\left(1 - \frac{\delta}{100}\right)}. \quad (2.21)$$

Assim, para um  $x$  de 5%, o valor de  $\alpha$  será de:

$$\alpha = \frac{\left(1 + \frac{\delta}{100}\right)}{\left(1 - \frac{\delta}{100}\right)} = \frac{(1,05)}{(0,95)} = 1,1053$$

A Figura 2.16 ilustra as situações possíveis durante o processo iterativo para a determinação do PMC. A partir de um ponto de operação na iteração ( $i-1$ ), a iteração  $i$  consiste em utilizar (2.17), levando a um novo ponto de operação. Os pontos A (infactível) e D (factível) são inaceitáveis, pelo fato de estarem fora do intervalo aceitável predeterminado. Por outro lado, os pontos B (infactível) e C (factível) são aceitáveis, já que estão dentro do intervalo aceitável. Portanto,  $\rho_B$  e  $\rho_C$  fornecem uma boa estimativa prática do PMC e podem ser utilizados em procedimentos relativos a análise de segurança.

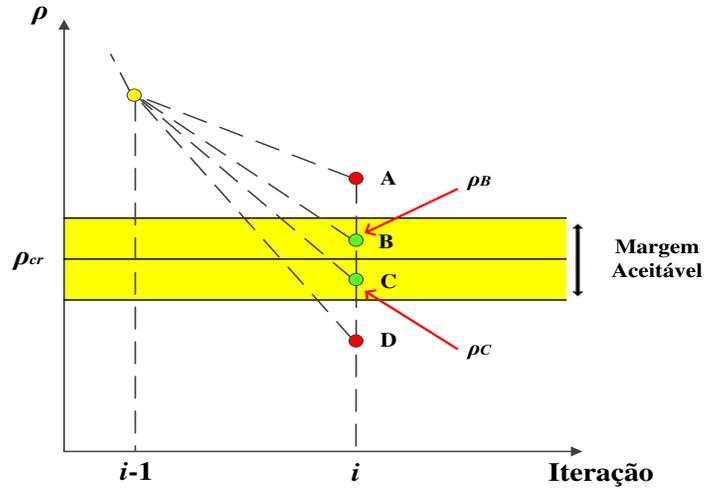


Figura 2.16: Processo iterativo do método prático.

A região factível é a uma região onde os parâmetros são tais que é possível a obtenção de solução para o sistema de equações (2.2). A região infactível é a região onde os parâmetros são tais que não é possível a obtenção de solução para o sistema de equações (2.2).

## 2.11 Superfície de Fronteira do Ponto de Máximo Carregamento

Será utilizado o sistema exemplo mostrado na Figura 2.17, como forma de ilustrar a metodologia de cálculo do PMC.

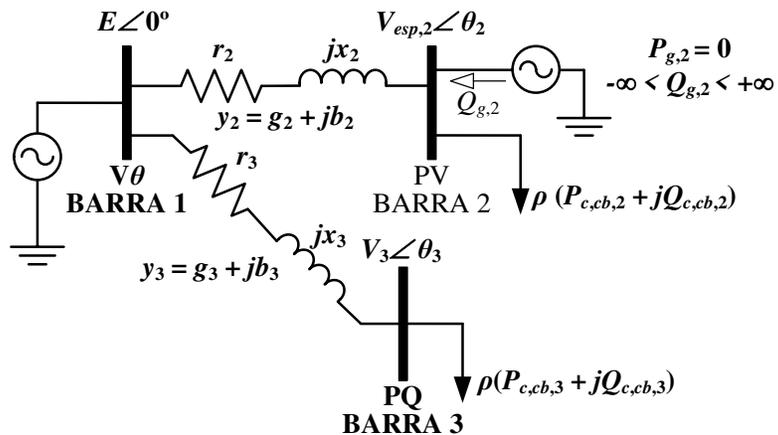


Figura 2.17: Sistema de 3 barras V0, PV e PQ.

O sistema exemplo de 3 barras pode ser visto como uma rede de duas áreas, onde a área A contém uma barra PV conectada a uma barra slack e a área B contém uma barra PQ também conectada à mesma barra slack, conforme pode ser observado na Figura 2.18.

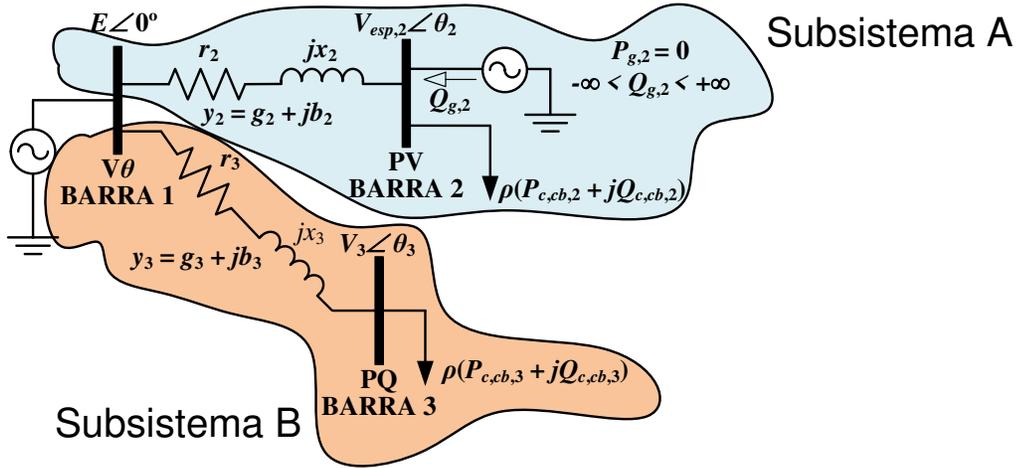


Figura 2.18: Sistema A e B.

Uma vez que o sistema exemplo da Figura 2.17 é radial, a barra slack pode ser considerada como uma barra de folga para cada área e quando estudados isoladamente, os dois subsistemas apresentam PMC's distintos entre si.

A superfície fronteira  $\Sigma$  é definida como o lugar geométrico dos PMC's associados a todas as direções de acréscimo de carga  $S_c$  no espaço de parâmetros de carga  $(P_{c,2}, P_{c,3} \text{ e } Q_{c,3}) \in \mathbb{R}^3$ . Para o sistema exemplo, estas superfícies podem ser definidas a partir das equações (2.22) e (2.23), respectivamente. O PMC é obtido através de um fluxo de carga, aumentando-se o valor do  $\rho$  em cada simulação.

Como o subsistema A é composto por uma barra slack ( $V\theta$ ) e uma barra (PV), o lugar geométrico da fronteira de factibilidade é representado por um plano  $\Sigma_A$  no espaço de parâmetros (Figura 2.19), conforme descrito pela equação (2.22).

$$\Sigma_A \Rightarrow P_{c,2} + V_{esp,2}^2 \cdot g_2 - V_{esp,2} E |y_2| = 0, \quad (2.22)$$

Já o subsistema B é composto por uma barra slack ( $V\theta$ ) e uma barra de carga (PQ), e o lugar geométrico da fronteira é representado por um parabolóide  $\Sigma_B$  no espaço de parâmetros (Figura 2.19), conforme descrito pela equação (2.23).

$$\Sigma_B \Rightarrow P_{c,3}^2 + 2 \cdot \frac{g_3}{b_3} P_{c,3} Q_{c,3} + \frac{g_3^2}{b_3} Q_{c,3}^2 + E^2 \cdot g_3 \frac{|y_3|^2}{b_3^2} P_{c,3} - E^2 \frac{|y_3|^2}{b_3} Q_{c,3} - E^4 \frac{|y_3|^4}{4b_3^2} = 0, \quad (2.23)$$

Observa-se na Figura 2.19 as regiões de operação factível e infactível para o sistema exemplo de 3 barras da Figura 2.17.

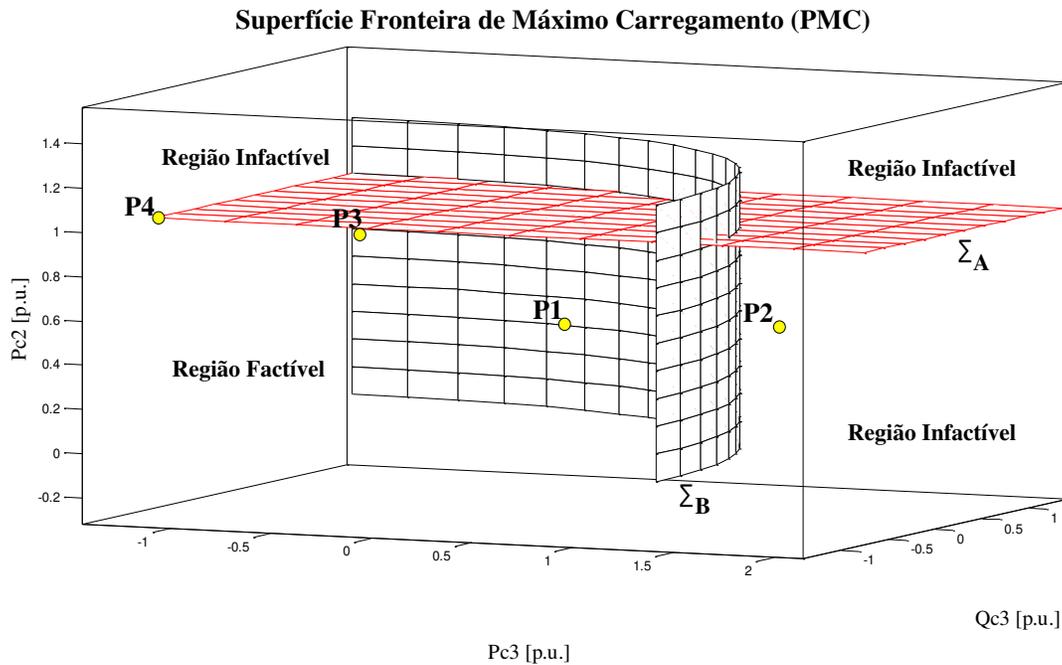


Figura 2.19: Espaço de parâmetro para a rede exemplo de 3 barras.

A região de operação factível se dá abaixo do plano  $\Sigma_A$  e dentro do parabolóide  $\Sigma_B$ , onde para uma direção de acréscimo de carga em qualquer que seja a área (A ou B), este acréscimo será representado por um PMC na superfície cuja área foi aumentada.

Pode-se observar na Figura 2.19 que o ponto P1 localiza-se na região factível (interno ao parabolóide  $\Sigma_B$  e abaixo do plano  $\Sigma_A$ ). Nesta região corresponde a níveis de carga as quais permitem que seja possível a operação da rede, ou seja, existe a solução da equação (2.2) e o processo iterativo de Newton pode ser aplicado convergindo para a solução correta. O ponto P2 localiza-se na região de infactibilidade (embora esteja abaixo do plano  $\Sigma_A$ , o ponto externo ao parabolóide  $\Sigma_B$ ), isto é, a rede não consegue operar com este nível de carregamento, levando o processo iterativo à divergência. O ponto P3, embora localizado na região factível (interno ao parabolóide  $\Sigma_B$  e abaixo do plano  $\Sigma_A$ ), está bem próximo de  $\Sigma_A$ , podendo ocorrer problemas numéricos durante a resolução do fluxo de

carga convencional, causados por problemas de condicionamento da matriz jacobiana. No ponto P4 (limite do plano  $\Sigma_A$ ), a matriz Jacobiana é singular, e, portanto não permite que o processo de resolução de fluxo de carga convencional convirja.

Para o sistema exemplo da Figura 2.17, o problema de fluxo de carga pode ser definido como:

$$g(x, \rho) = \begin{bmatrix} \Delta P_2(x, \rho) \\ \Delta P_3(x, \rho) \\ \Delta Q_3(x, \rho) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}, \quad (2.24)$$

onde  $\Delta P_2$ ,  $\Delta P_3$  e  $\Delta Q_3$  são os *mismatches* de potência. O sistema  $g(x, \rho) = 0$  apresenta três equações e o valor de  $x$  contém as três variáveis do sistema  $\theta_2$ ,  $\theta_3$  e  $V_3$ .  $\rho$  é o parâmetro do sistema que representa o fator de carregamento, ou seja, para cada valor de  $\rho$  obtém-se comumente um único conjunto de valores de  $\theta_2$ ,  $\theta_3$  e  $V_3$ . Para o cálculo do balanço de potência para o sistema teste da Figura 2.17, as respectivas equações de balanço do sistema são definidas como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2(x, \rho) \\ \Delta P_3(x, \rho) \\ \Delta Q_3(x, \rho) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{esp,2}(\rho) - P_{cal,2}(x) \\ P_{esp,3}(\rho) - P_{cal,3}(x) \\ Q_{esp,3}(\rho) - Q_{cal,3}(x) \end{bmatrix}, \quad (2.25)$$

onde  $P_{esp,2}$ ,  $P_{esp,3}$  e  $Q_{esp,3}$  são as potências especificadas do sistema e  $P_{cal,2}$ ,  $P_{cal,3}$  e  $Q_{cal,3}$  são as respectivas potências calculadas. Em fluxos de carga convencionais, as potências ativas e reativas especificadas em uma barra  $i$  qualquer são definidas como  $P_{esp,i} = P_{g,i} - P_{c,i}$  e  $Q_{esp,i} = Q_{g,i} - Q_{c,i}$ , onde  $P_{g,i}$ ,  $P_{c,i}$ ,  $Q_{g,i}$  e  $Q_{c,i}$  são as potências ativas e reativas de geração e carga da barra  $i$ , respectivamente. Para o sistema exemplo da Figura 2.17, um compensador síncrono é conectado na barra 2, portanto, idealmente não existe injeção de potência ativa ( $P_{g,2} = 0$ ), portanto,  $P_{esp,2} = -P_{c,2}$ . Ainda, assume-se que o compensador síncrono da barra 2 não tenha limites de geração de potência reativa, mantendo sempre o controle da tensão na barra 2 no seu valor especificado ( $V_2 = V_{esp,2}$ ), injetando ( $Q_{g,2} > 0$ ) ou absorvendo ( $Q_{g,2} < 0$ ) reativos. Da mesma forma, na barra 3 somente é conectada uma carga, não existe geração ( $Q_{g,3} = 0$ ), portanto  $Q_{esp,3} = -Q_{c,3}$ . Neste sistema exemplo, o espaço de parâmetros de carga é definido para as potências  $P_{c,2}$ ,  $P_{c,3}$  e  $Q_{c,3}$ . A potência  $Q_{c,2}$  não é considerada um parâmetro pois é compensada por  $Q_{g,2}$ .

## 2.12 Acréscimo de Geração e Carga por Área

Assume-se uma direção de acréscimo de carga  $S_c$  proporcional às potências de carga do caso base  $S_{c,cb}$ , como um acréscimo de demanda por área proporcional ao fator de carregamento  $\rho$ :

$$S_c = \begin{pmatrix} P_{c,2} \\ P_{c,3} \\ Q_{c,3} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} P_{c,cb,2} \\ P_{c,cb,3} \\ Q_{c,cb,3} \end{pmatrix} + (\rho - 1) \begin{pmatrix} \beta_A P_{c,cb,2} \\ \beta_B P_{c,cb,3} \\ \beta_B Q_{c,cb,3} \end{pmatrix} = S_{c,cb} + (\rho - 1) \hat{S}_{c,cb}, \quad (2.26)$$

onde  $S_{c,cb}$  é formado por  $P_{c,cb,2}$ ,  $P_{c,cb,3}$  e  $Q_{c,cb,3}$ , os quais são as potências de carga do caso base ( $cb$ ); os componentes de  $\hat{S}_{c,cb}$  são dados por  $\hat{S}_{c,cb,i} = \beta_k S_{c,cb,i}$ ,  $\beta_k$  é definido como 1 quando deseja-se o aumento de carga da área  $k$  e 0 caso contrário. No sistema da Figura 2.18 as áreas de demanda A e B envolvem as barras de carga 2 e 3, respectivamente. Dados  $S_{c,cb}$  e  $\beta$ , o fator de carregamento pode ser aumentado desde o caso base ( $\rho = 1$ ) até o PMC, Quando o fator de carregamento  $\rho$  atinge o seu valor máximo (também referido como crítico) quando  $\rho = \rho_{pmc}$ , resultando em um ponto de operação no limite da fronteira  $\Sigma$  de estabilidade de tensão, que é o ponto de máximo carregamento (PMC). Diferentes padrões de aumento e geração de carga resultam em diferentes carregamentos críticos.

## 2.13 Cálculo do Ponto de Máximo Carregamento

Com o sistema exemplo de 3 barras da Figura 2.17, obteve-se numericamente o ponto de máximo carregamento de cada subsistema A e B e do sistema completo.

Como o sistema exemplo é muito simples, é possível calcular o PMC analiticamente. As equações das potências calculadas do sistema exemplo da Figura 2.17 são definidas como:

$$\begin{cases} P_{cal,2} = V_{esp,2}^2 G_{22} + V_{esp,2} E[G_{21} \cos(\theta_{21}) + B_{21} \text{sen}(\theta_{21})], \\ P_{cal,3} = V_3^2 G_{33} + V_3 E[G_{31} \cos(\theta_{31}) + B_{31} \text{sen}(\theta_{31})], \\ Q_{cal,3} = -V_3^2 B_{33} + V_3 E[G_{31} \cos(\theta_{31}) + B_{31} \text{sen}(\theta_{31})], \end{cases} \quad (2.27)$$

onde,  $E$ ,  $V_{esp,2}$  são as magnitudes de tensão especificadas nas barras 1 e 2, respectivamente. Os elementos  $G_{ij}$  são definidos como:  $G_{22} = -G_{21} = g_2$  e  $G_{33} = -G_{31} = g_3$ ; e os elementos  $B_{ij}$  são definidos como:  $B_{22} = -B_{21} = b_2$  e  $B_{33} = -B_{31} = b_3$ . Como  $\theta_1 = 0$  rad., então  $\theta_{21} = \theta_2$  e  $\theta_{31} = \theta_3$ . Substituindo na equação (2.27) temos:

$$\begin{cases} P_{cal,2} = V_{esp,2}^2 g_2 + V_{esp,2} E [-g_2 \cos(\theta_2) - b_2 \text{sen}(\theta_2)], \\ P_{cal,3} = V_3^2 g_3 + V_3 E [-g_3 \cos(\theta_3) - b_3 \text{sen}(\theta_3)], \\ Q_{cal,3} = -V_3^2 b_3 + V_3 E [-g_3 \text{sen}(\theta_3) + b_3 \cos(\theta_3)], \end{cases} \quad (2.28)$$

A matriz jacobiana  $J_g(x)$  é definida como:

$$-J_g(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{cal,2}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_{cal,2}}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_{cal,2}}{\partial V_3} \\ \frac{\partial P_{cal,3}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_{cal,3}}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_{cal,3}}{\partial V_3} \\ \frac{\partial Q_{cal,3}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_{cal,3}}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_{cal,3}}{\partial V_3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_A & 0 \\ 0 & J_B \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

A Tabela 2.1 apresenta os dados para o sistema exemplo da Figura 2.17.

Tabela 2.1: Dados da rede teste de 3 barras

Área	Grandeza	Valor	Área	Grandeza	Valor
Área A	$P_{c,cb,A}$ (MW)	15	Área B	$P_{c,cb,B}$ (MW)	40
	$Q_{c,cb,A}$ (MW)	0		$Q_{c,cb,B}$ (MW)	15
	E (p.u.)	1		E (p.u.)	1
	$V_{esp,A}$ (p.u.)	1		$V_{esp,B}$ (p.u.)	1
	$r_A$ (p.u.)	0		$r_B$ (p.u.)	0,17678
	$x_A$ (p.u.)	1		$x_B$ (p.u.)	0,17678
	$g_A$ (p.u.)	0		$g_B$ (p.u.)	2,828337
	$b_A$ (p.u.)	-1		$b_B$ (p.u.)	-2,828337
$ y_A $ (p.u.)	1	$ y_B $ (p.u.)	4		

$S_{base}$  (MVA) = 100

**Para o subsistema A:**

O PMC do subsistema A é definido para  $\det J_A = 0$  e usando a equação (2.29)

$$\det J_A = V_{esp,2} E [g_2 \sin \theta_2 - b_2 \cos \theta_2] = 0,$$

$$\Rightarrow \tan \theta_2 = \frac{b_2}{g_2}, \quad (2.30)$$

onde  $\sin \theta_2 = \frac{b_2}{|y_2|}$ ,  $\cos \theta_2 = \frac{g_2}{|y_2|}$  e  $|y_2| = \sqrt{g_2^2 + b_2^2}$ ,  $\theta_2$  resulta ser o ângulo da admitância da

linha  $y_2$ . Substituindo na equação (2.28), a superfície fronteira do máximo carregamento  $\Sigma_A$ , representa um único ponto definido em (2.22), ou seja:

$$\Sigma_A \Rightarrow P_{c,2} + V_{esp,2}^2 g_2 - V_{esp,2} E |y_2| = 0,$$

A partir de (2.22) ( $P_{c,2} + V_{esp,2}^2 g_2 - V_{esp,2} E |y_2| = 0$ ) e de acordo com os dados apresentados na Tabela 2.1, calcula-se a potência ativa para a área A para o caso base, cujo valor é de  $P_{c,2} = 1$  pu. O carregamento máximo para o caso base para a área A pode ser obtido a partir de  $\rho_{pmc,A} = P_{c,2} / (P_{c,2,cb} / 100)$ , o que resulta no valor de 6,666 pu.

#### Para o subsistema B:

Os PMC's do subsistema B são definidos para  $\det J_B = 0$  e usando a equação (2.29), obtém-se:

$$\det J_B = \det \begin{bmatrix} V_3 E [g_3 \sin(\theta_3) - b_3 \cos(\theta_3)] & 2V_3 g_3 - E [g_3 \cos(\theta_3) + b_3 \sin(\theta_3)] \\ V_3 E [-g_3 \cos(\theta_3) - b_3 \sin(\theta_3)] & -2V_3 g_3 + E [-g_3 \sin(\theta_3) + b_3 \cos(\theta_3)] \end{bmatrix} = 0$$

$$\Rightarrow V_3 = \frac{E}{2 \cos \theta_3} \quad (2.30)$$

A equação (2.30) representa o lugar geométrico dos PMC's e cada ponto desta curva está associado com uma única direção de acréscimo de carga  $S_c$ . Substituindo na equação (2.28), a superfície fronteira de carregamento  $\Sigma_B$  representa uma curva definida em (2.23), ou seja:

$$\Sigma_B \Rightarrow P_{c,3}^2 + 2 \cdot \frac{g_3}{b_3} P_{c,3} Q_{c,3} + \frac{g_3^2}{b_3} Q_{c,3}^2 + E^2 g_3 \frac{|y_3|^2}{b_3^2} P_{c,3} - E^2 \frac{|y_3|^2}{b_3} Q_{c,3} - E^4 \frac{|y_3|^4}{4b_3^2} = 0$$

onde  $|y_3| = \sqrt{g_3^2 + b_3^2}$ .

As potências para o caso base são calculadas como:

$$S_{c,3} = \frac{0,5.E^2|y_3|^2}{g_3 \cos \phi - b_3 \text{sen} \phi + |y_3|} = 1,047 \text{ pu.} \rightarrow \begin{cases} P_{c,3} = S_{c,3} \cos \phi \\ Q_{c,3} = S_{c,3} \text{sen} \phi \end{cases}$$

onde  $\phi$  é calculado por:  $\tan(Q_{c,3,cb}/P_{c,3,cb}) = 0,36$  rad. As potências calculadas na área B para o caso base são:

$$P_{c,3} = 1,047 \cos(0,36) = 0,98$$

$$Q_{c,3} = 1,047 \text{sen}(0,36) = 0,368$$

A partir das potências calculadas para o caso base e com os dados apresentados na Tabela 2.1, é possível obter o carregamento para a área B como:  $\rho_{pmc,B} = P_{c,3}/(P_{c,3,cb}/100) = 2,45$  pu, ou  $\rho_{pmc,B} = Q_{c,3}/(Q_{c,3,cb}/100) = 2,45$  pu. A Tabela 2.2 mostra os resultados obtidos.

Tabela 2.2: Resultados obtidos para a rede de 3 barras

Área	PMC do Subsistema ( $\rho$ )
<b>A</b>	6,66
<b>B</b>	2,45
<b>A e B</b>	2,45

Os PMC's para o acréscimo de geração e carga para as áreas do sistema exemplo são mostrados nas Figuras 2.20, 2.21 e 2.22, representados respectivamente sobre o plano  $\Sigma_A$  (área A), o parabolóide  $\Sigma_B$  (área B) e sobre a fronteira do sistema. O espaço de parâmetro de carga está representado por  $(P_{c,2}; P_{c,3}; Q_{c,3})$ . A direção de carga  $Sc$  representada pela linha verde intercepta a superfície em  $P_B = 2,45$  antes de  $P_A = 6,66$ , uma vez que o PMC da área B é menor do que da área A, conforme mostrado na Tabela 2.2. Neste caso, o PMC do sistema é  $PMC_B$ , ou seja, é possível demonstrar que  $\rho_{sistema}$  é igual ao mínimo de  $(\rho_A, \rho_B)$ . Portanto, para este sistema, tem-se  $\rho_{sistema} = \rho_B$ . A linha tracejada em azul representa o caminho que o FCOP tomou para encontrar a superfície fronteira.

Como pode ser observado na Figura 2.20, ativou-se somente aumento de geração e carga para a área A ( $\Sigma_A$ ), resultando no carregamento  $P_A = 6,66$  conforme já calculado analiticamente na Tabela 2.2. O mesmo foi feito para a área B ( $\Sigma_B$ ) e para o sistema como um todo, ou seja, aumentando geração e carga para as respectivas áreas. Deve-se lembrar que a região onde o sistema pode ser operado, está abaixo do plano e dentro do parabolóide (delimitado pelas regiões factível e regiões infactíveis).

### Superfície Fronteira de Máximo Carregamento (PMC)

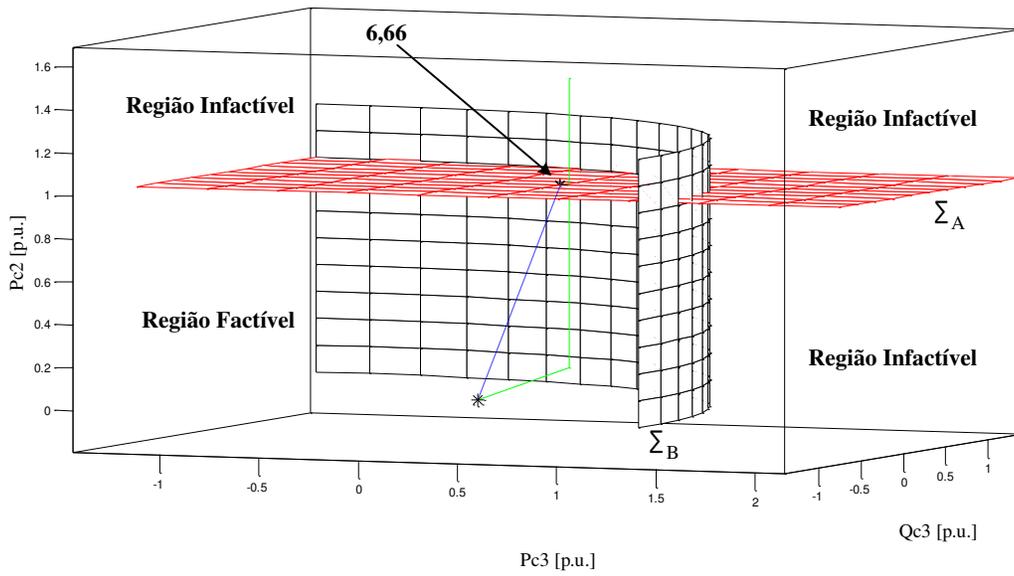


Figura 2.20: Ponto de máximo carregamento para a área A ( $\Sigma_A$ ).

A Figura 2.21 apresenta o lugar geométrico factível na superfície  $\Sigma_B$  (parabólico) para o acréscimo de geração e carga referente à área B. E, conforme apresentado também na Tabela 2.2, o carregamento para esta área é  $P_B = 2,45$ .

### Superfície Fronteira de Máximo Carregamento (PMC)

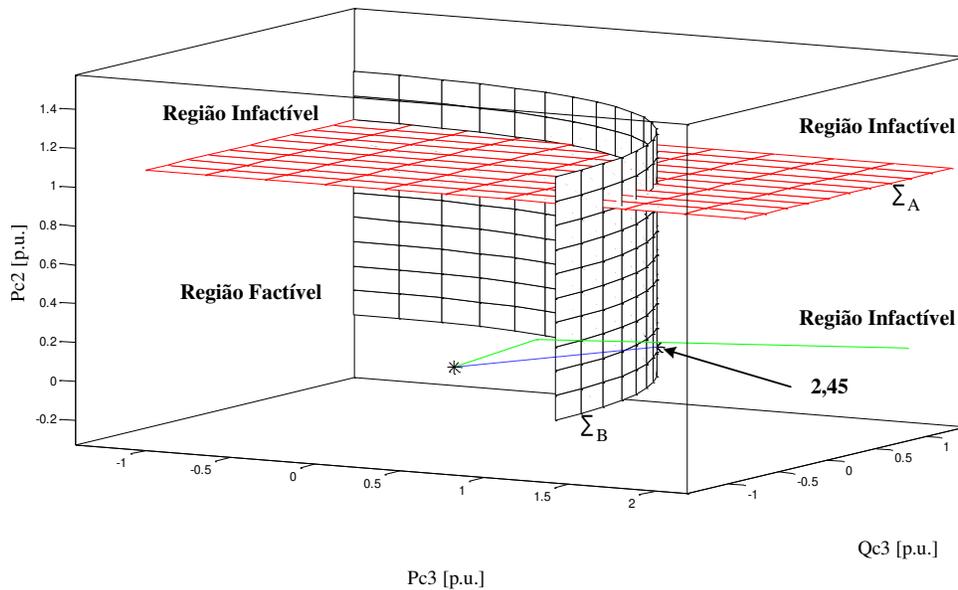


Figura 2.21: Ponto de máximo carregamento para área B ( $\Sigma_B$ ).

Finalmente, a Figura 2.22 apresenta o lugar geométrico para aumento de geração e carga para as duas áreas simultaneamente. Conforme Tabela 2.2, o  $\rho_{sistema} = \rho_B$ , ou seja, 2,45, indicado pela seta na Figura 2.22.

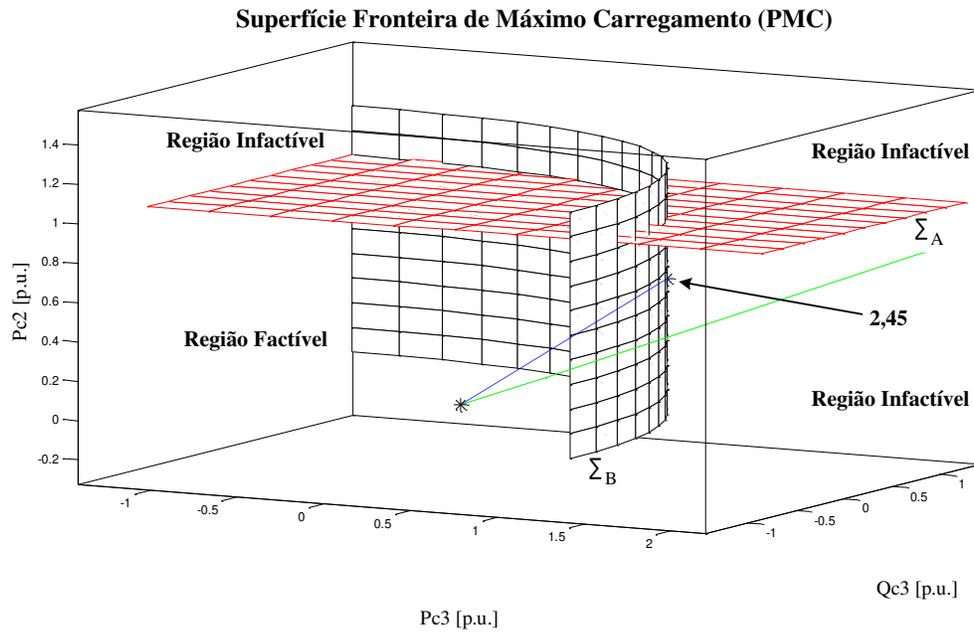


Figura 2.22: Ponto de máximo carregamento para o sistema.

# Capítulo 3

## Método Proposto

O método proposto neste trabalho utiliza as características apresentadas em [6], aplica melhorias no algoritmo de cálculo do PMC de [14], utilizando como critério de parada uma margem de erro admissível ( $\delta\%$ ) previamente definida e inclui um equacionamento de acréscimo de geração e carga por áreas previamente definidas na metodologia de cálculo do PMC.

Com as implementações realizadas no método apresentado em [14], foram realizadas inúmeras simulações com redes testes do IEEE, redes de distribuição e redes reais de grande porte, incluindo o SIN com mais de 4.500 barras, a fim de avaliar a robustez do método proposto neste trabalho. Nestas simulações variou-se o carregamento inicial  $\rho^0$  desde o caso base até valores altos (1 - caso base, 2, 3, 6, 8, 10, 15 e 20), que geralmente correspondem a pontos de operação na região de inactibilidade. Além disso, foram estipuladas as margens de erros aceitáveis ( $\delta\%$ ) de 0,1% até 10%. Neste capítulo, realizou-se um estudo particular com o sistema teste de 14 barras do IEEE, em que o sistema foi dividido em áreas a fim de avaliar e ilustrar as implementações do equacionamento por áreas utilizados na metodologia.

### 3.1 Reformulação das equações de fluxo de carga

O aumento de carga é proporcional ao caso base, sendo representado pelo fator de carga  $\rho$ . O redespacho de geração é proporcional ao aumento de carga. A equação (2.2) pode ser reescrita como:

$$\Delta P_i(x, \rho) = \{1 + (\rho - 1)\beta_k\} \cdot P_{esp,cb,i} - P_{cal,i}(x), \quad (3.1)$$

$$\Delta Q_i(x, \rho) = \{1 + (\rho - 1)\beta_k\} \cdot Q_{esp,cb,i} - Q_{cal,i}(x). \quad (3.2)$$

As potências ativa e reativa especificadas, ou seja,  $P_{esp,i}(\rho)$  e  $Q_{esp,i}(\rho)$ , correspondem ao termo entre chaves multiplicado pelas potências ativa e reativa do caso base. Os subscritos *esp* e *cal* refere-se aos termos especificados e calculados, respectivamente. O caso base (*cb*) é definido para  $\rho = 1$ .  $\beta_k$  é igual a 1 quando o fator de aumento de carga é aplicado para a barra *i* pertencente a área *k*, e zero caso contrário. As potências especificadas no caso base são definidas como  $P_{esp,cb,i} = P_{g,cb,i} - P_{c,cb,i}$  e  $Q_{esp,cb,i} = Q_{g,cb,i} - Q_{c,cb,i}$ , onde *g* e *c* correspondem a geração e carga, respectivamente.

### 3.2 Técnica de Corte de Carga Sem Controle Aplicado a Áreas

A Figura 3.23 ilustra a técnica de corte de carga no espaço de parâmetro de geração e carga sem controles obtida de [18], porém aplicada a áreas previamente definidas. Conforme descrito no capítulo anterior, inicia-se com um carregamento inicial grande o suficiente (maior que o máximo) na direção de acréscimo de geração e carga  $S_{esp,cb} + (\rho - 1)\hat{S}_{esp,cb}$ , porém o método proposto neste trabalho aceita qualquer carregamento inicial para o cálculo do PMC, onde os componentes de  $\hat{S}_{esp,cb}$  da barra *i* que pertence à área *k* são dados por  $\hat{P}_{esp,cb,i} = \beta_k P_{esp,cb,i}$  e  $\hat{Q}_{esp,cb,i} = \beta_k Q_{esp,cb,i}$ . As potências especificadas do caso base da barra *i* são definidas como  $P_{esp,cb,i} = P_{g,cb,i} - P_{c,cb,i}$  para as barras PQ e PV, e  $Q_{esp,cb,i} = Q_{g,cb,i} - Q_{c,cb,i}$ , para as barras PQ.

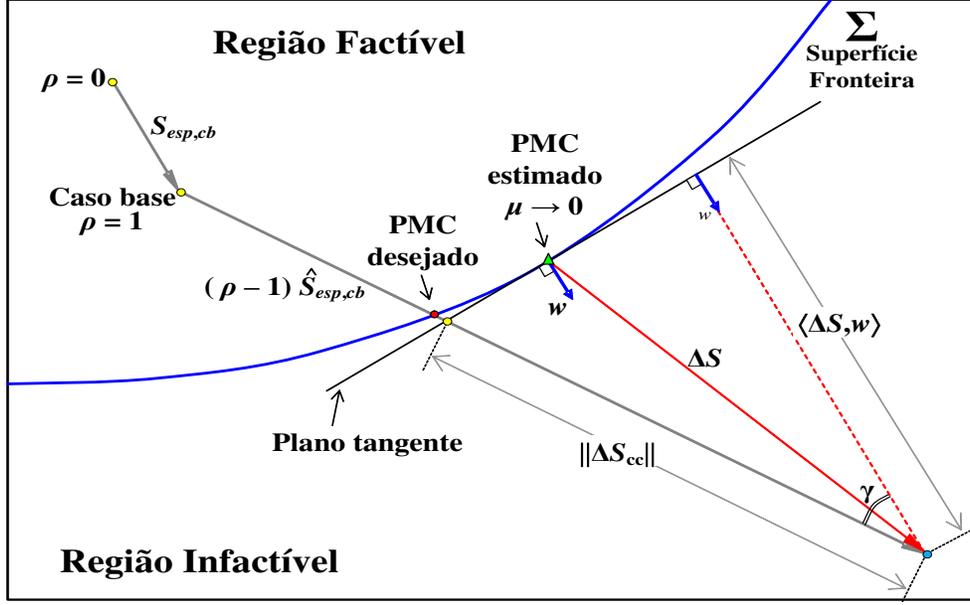


Figura 3.23: Técnica de corte de carga sem controles e limites aplicado a áreas.

Após a execução do primeiro FCOP, um PMC é detectado sob a superfície fronteira  $\Sigma$  quando  $\mu$  aproxima-se de 0, porém em uma direção de acréscimo de geração e carga diferente da original. O sistema é classificado como infactível e seu vetor de *mismatches*  $\Delta S$  representa a diferença entre a potência especificada  $S_{esp,cb}$  e o vetor de potências calculadas  $S_{cal}(x_{pmc})$ . Em [6] define-se um corte de carga a partir da intersecção do plano tangente à superfície fronteira  $\Sigma$  do PMC detectado com a linha na direção de acréscimo pelo vetor  $\hat{S}_{esp,cb}$ . Na Figura 3.24  $w$  é o vetor normal à superfície fronteira  $\Sigma$  no ponto PMC detectado, portanto, estabelece-se uma relação entre o corte de carga  $|\Delta S_{cc}|$  e o vetor  $\Delta S$ :

$$\langle \Delta S, w \rangle = |\Delta S_{cc}| \cos \gamma, \quad (3.3)$$

onde  $\langle \Delta S, w \rangle$  é o produto escalar de  $\Delta S$  e  $w$  (projecção de  $\Delta S$  na direção de  $w$ );  $\gamma$  é o ângulo entre  $\hat{S}_{esp,cb}$  e  $w$ . Também, como  $\cos \gamma = \frac{\langle \hat{S}_{esp,cb}, w \rangle}{|\hat{S}_{esp,cb}|}$ , e substituindo na equação (3.3), o corte de carga  $|\Delta S_{cc}|$  é definido como:

$$|\Delta S_{cc}| = \frac{\langle \Delta S, w \rangle}{\langle \hat{S}_{esp,cb}, w \rangle} |\hat{S}_{esp,cb}|, \quad (3.4)$$

onde  $|\hat{S}_{esp,cb}|$  é o módulo do vetor  $\hat{S}_{esp,cb}$ . O corte de carga representa uma variação do fator de carregamento  $\Delta\rho$  é dado por:

$$\Delta\rho = \frac{|\Delta S_{cc}|}{|\hat{S}_{esp,cb}|} = \frac{\langle \Delta S, w \rangle}{\langle \hat{S}_{esp,cb}, w \rangle}. \quad (3.5)$$

A nova estimativa  $\rho_{novo}$  é dado por  $\rho_{novo} = \rho - \Delta\rho$ .

### 3.3 Técnica de Corte de Carga Com Controle Aplicado a Áreas

Os contornos BSN<sub>1</sub> e BSN<sub>2</sub> para os estados de controle 1 e 2 respectivamente são ilustrados na Figura 3.24. O PMC desejado é definido na direção de acréscimo de geração e carga  $Q_{lim} + S'_{esp,cb} + (\rho - 1)\hat{S}_{esp,cb}$ , onde os componentes de  $S'_{esp,cb}$  da barra  $i$  pertencente à área  $k$  são dados por  $\hat{P}'_{esp,cb,i} = \beta_k P'_{esp,cb,i}$  e  $\hat{Q}'_{esp,cb,i} = \beta_k Q'_{esp,cb,i}$ . Logo, as potências especificadas do caso base da barra  $i$  são definidas como  $P'_{esp,cb,i} = P_{g,cb,i} - P_{c,cb,i}$  para as barras PQ e PV e  $Q'_{esp,cb,i} = Q_{g,cb,i} - Q_{c,cb,i}$ , para as barras PQ. Caso a barra  $i$  tipo PV viole algum limite de geração de potência reativa mínimo ou máximo, define-se então  $Q_{lim,i} = Q_{g,min,i}$  ou  $Q_{lim,i} = Q_{g,max,i}$ , respectivamente, e  $Q'_{esp,cb,i} = -Q_{c,cb,i}$ .

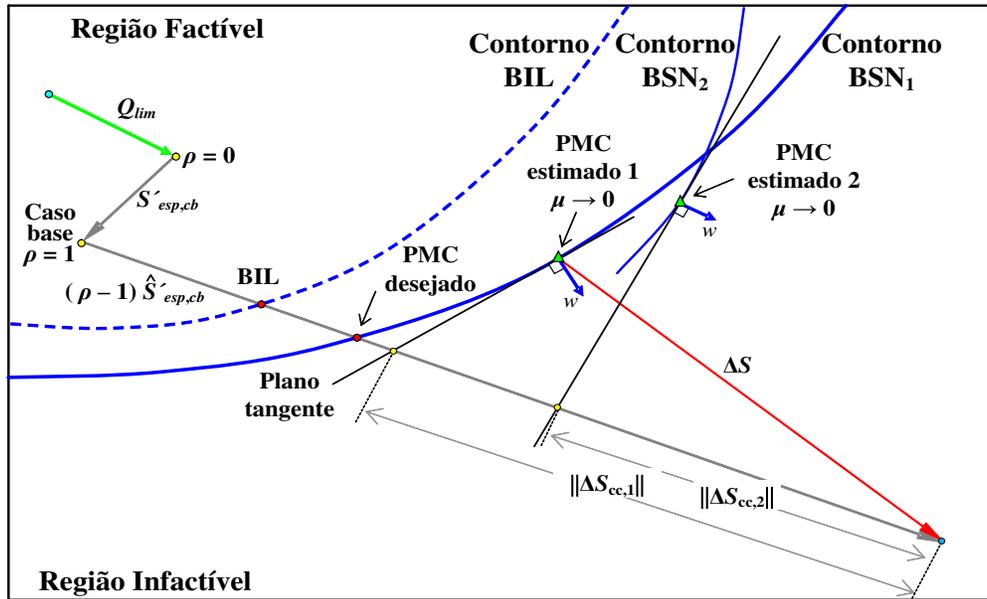


Figura 3.24: Técnica de corte de carga com controles e limites aplicados em áreas.

O PMC desejado é uma bifurcação sela-nó contida no contorno  $BSN_1$ . O processo de FCOP poder encontrar com algum dos contornos  $BSN_1$  ou  $BSN_2$ , e a técnica de corte de carga usa o vetor normal  $w$  desse contorno. Neste caso, o corte de carga representado como a variação do fator de carregamento  $\Delta\rho$  definido para o contorno  $BSN_1$  é dado por:

$$\Delta\rho = \frac{|\Delta S_{cc,1}|}{|\hat{S}'_{esp,cb}|} = \frac{\langle \Delta S, w \rangle}{\langle \hat{S}'_{esp,cb}, w \rangle}. \quad (3.6)$$

A nova estimativa  $\rho_{novo}$  é dado por  $\rho_{novo} = \rho - \Delta\rho$ . É importante ressaltar que o corte de carga de (3.6) assume que algumas das barras PV não exercem controle de tensão e são representadas como barras  $PQ_{max}$  ou  $PQ_{min}$ .

### 3.4 Método Prático Aplicado a Áreas

O método prático aplicado por áreas apresentado neste trabalho, utiliza as mesmas características de [14], porém, com modificações no algoritmo de cálculo do PMC, onde se alcançou um melhor desempenho no cálculo global do PMC (menor número de iterações e cálculos de fluxo de carga). Estas modificações foram evidenciadas durante as centenas de simulações realizadas com redes teste do IEEE, redes reais de distribuição e transmissão, incluindo o SIN.

O fluxograma da metodologia adotada neste trabalho é apresentado na Figura 3.25.

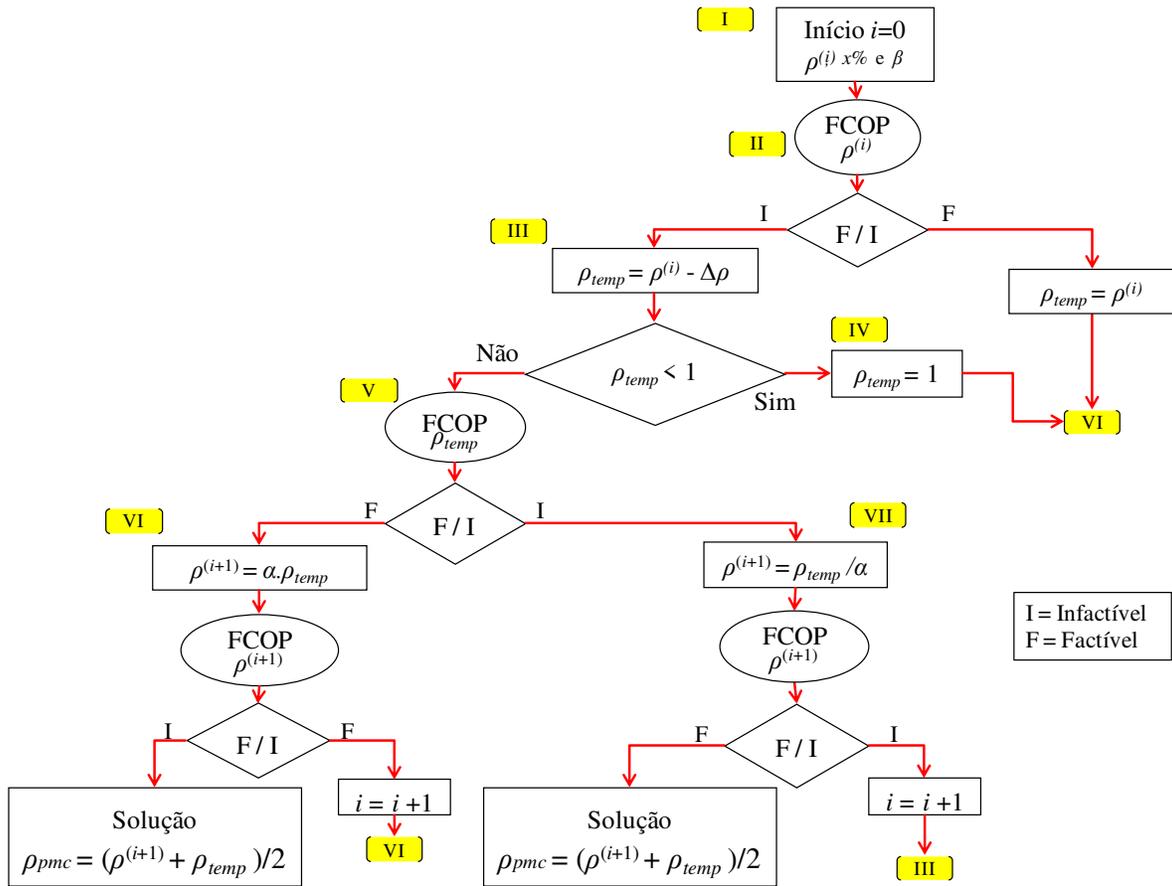


Figura 3.25: Fluxograma do método proposto.

O método prático proposto no fluxograma da Figura 3.25, pode ser entendido a partir do algoritmo descrito abaixo.

- I. Inicializar contador  $i=0$ . Definir um valor inicial para  $\rho^i$ , grande o suficiente para configurar uma situação de infactibilidade, definir a margem de erro  $\delta\%$ , e definir as áreas  $\beta$ .
- II. Rodar um FCOP para  $\rho^i$ . Se o ponto estiver na região infactível, siga para o passo III.
- III. Caso contrário, fazer  $\rho^{temp} = \rho^i$  e ir para o passo V;
- III. Obtenha  $\rho^{temp} = \rho^i - \Delta\rho$ . Se  $\rho^{temp} < 1$ , ir para o passo IV, caso contrário, ir para o passo V;
- IV. Fazer  $\rho^{temp} = 1$  e ir para o passo VI;

- V. Rodar um FCOP para  $\rho^{temp}$ . Se o ponto for infactível ir para o passo VII, se for factível ir para o passo VI;
- VI.  $\rho^{i+1} = \rho^{temp} \cdot \alpha$ . Rodar um FCOP para  $\rho^{i+1}$ . Se o ponto for infactível, a solução será  $\rho_{pmc} = (\rho^{temp} + \rho^{i+1})/2$  e fim. Se não, incrementar o contador  $i = i + 1$  e executar o passo VI novamente até obter um ponto infactível para encontrar a solução dada por  $\rho_{pmc} = (\rho^{temp} + \rho^{i+1})/2$ .
- VII.  $\rho^{i+1} = \rho^{temp} / \alpha$ . Rodar um FCOP para  $\rho^{i+1}$ . Se o ponto for factível, a solução será  $\rho_{pmc} = (\rho^{temp} + \rho^{i+1})/2$  e fim. Se não, incrementar o contador  $i = i + 1$  e ir para o passo III.

Para fins de ilustração, um exemplo passo a passo é mostrado a seguir usando o bem conhecido sistema IEEE de 14 barras, podendo ser visto na Figura 3.26. Para isso, o carregamento inicial foi definido como  $\rho = 10$  (ponto inicial infactível), conforme proposto em [6]. A margem de erro admissível  $\delta\%$  neste caso foi definida como 5%, portanto,  $\alpha = 1,1053$ . O sistema foi dividido em sete áreas e o aumento de geração e carga ocorreu apenas em uma área em particular do sistema, correspondendo à barra 3, que apresenta a maior carga do sistema, correspondendo a 94,5 MW e 19,0 MVar no caso base.

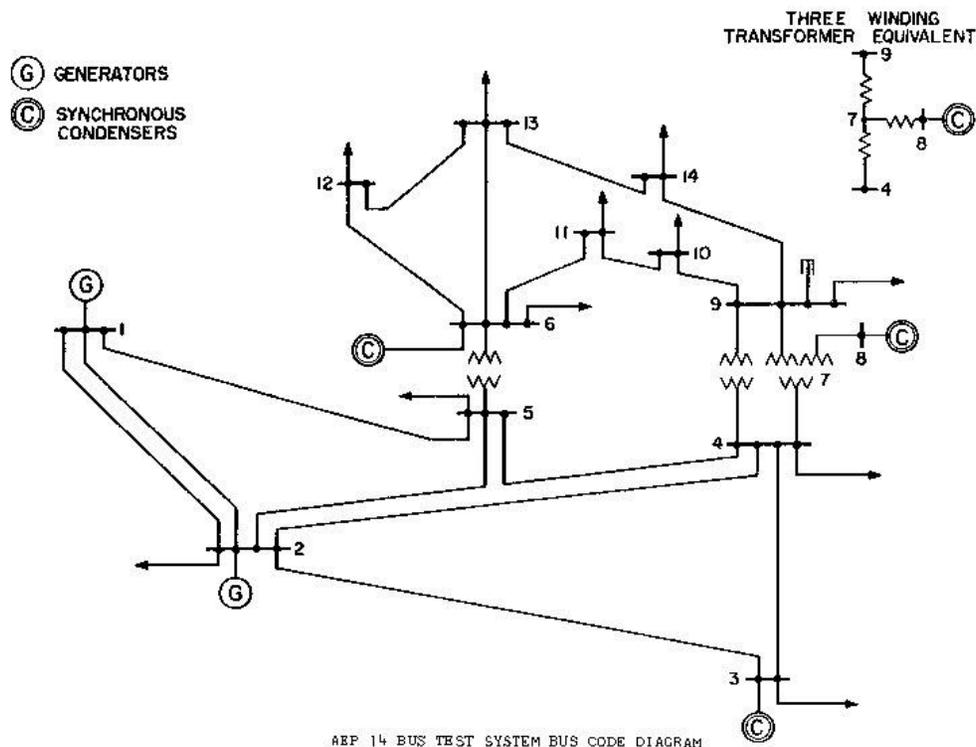


Figura 3.26: Diagrama Unifilar do Sistema Teste de 14 Barras.

**Passo I:**  $i = 0$ ,  $\rho = 10$  e  $\delta\% = 5$  ( $\alpha = 1,1053$ );

**Passo II:** De acordo com o FCOP, ponto infactível. Vai para o Passo 3;

**Passo III:** De [6], obtenha  $\rho^{temp} = 7,027$ .  $\rho^{temp} > 1$ . Vai para o passo 5;

**Passo V:** De acordo com o FCOP este é um ponto infactível. Vai para o Passo 7;

**Passo VII:**  $\rho^{(1)} = 6,3578$ . De acordo com o FCOP, este é um ponto infactível. Vai para o Passo 3;

**Passo III:** De [6],  $\rho^{temp} = 2,6459$ .  $\rho^{temp} > 1$ . Vai para o passo 5;

**Passo V:** De acordo com o FCOP, este é um ponto infactível. Vai para o Passo 7;

**Passo VII:**  $\rho^{(2)} = 2,3939$ . De acordo com o FCOP, este é um ponto factível e a solução final é dado por  $\rho^{pmc} = (\rho^{(i+1)} + \rho^{temp})/2$ , portanto,  $\rho^{pmc} = 2,5199$ .

Na Figura 3.27, observa-se que o método obteve o PMC para a rede de 14 barras, uma vez ocorrido aumento de geração e carga somente na área 3, utilizando para isso 5 cálculos do FCOP, mantendo o valor obtido dentro da margem de erro admissível (5%) definida no início da simulação, uma vez que para esta área o PMC é de 2,619 e seus respectivos valores mínimos e máximos são 2,488 e 2,750.

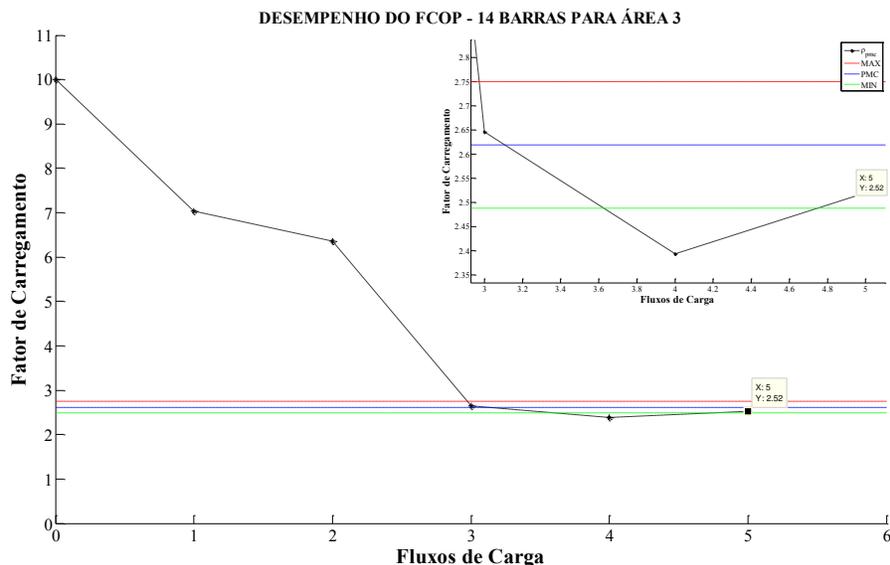


Figura 3.27: Desempenho do método para rede de 14 barras do IEEE.

A Figura 3.28 ilustra o desempenho do método proposto neste trabalho para o cálculo do PMC utilizando diferentes carregamentos iniciais. Também nesta análise foi considerado aumento de geração e carga somente para a área 3.

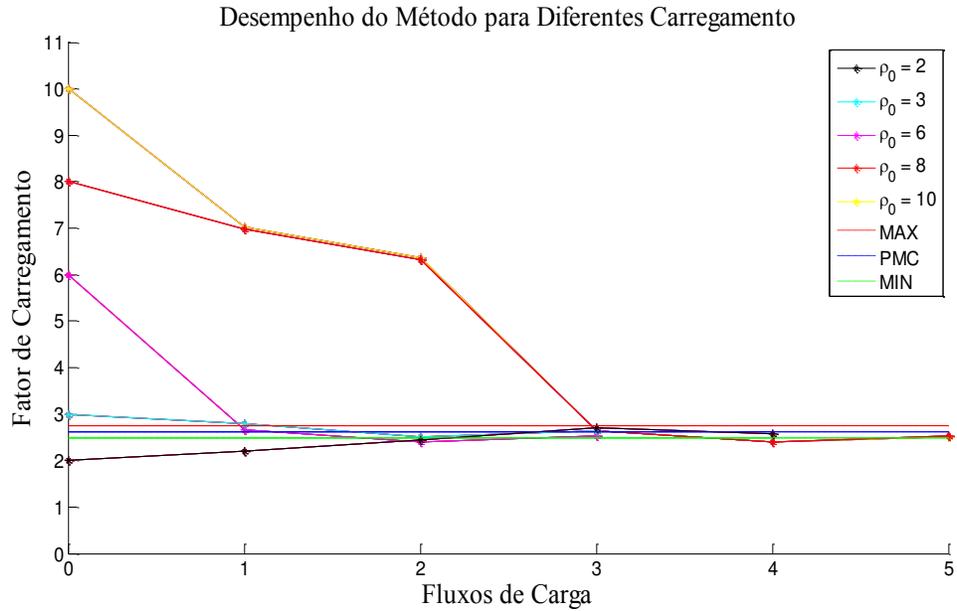


Figura 3.28: Desempenho do método para diferentes carregamentos para o sistema IEEE de 14 barras.

A Figura 3.29 ilustra de forma ampliada os estudos realizados da Figura 3.28, apresentando os PMC's para a rede com aumento de geração e carga para a área 3 sempre respeitando a margem de erro admissível de 5% para todos os carregamentos iniciais ( $\rho = 2, 3, 6, 8$  e  $10$ ), factível e infactíveis.

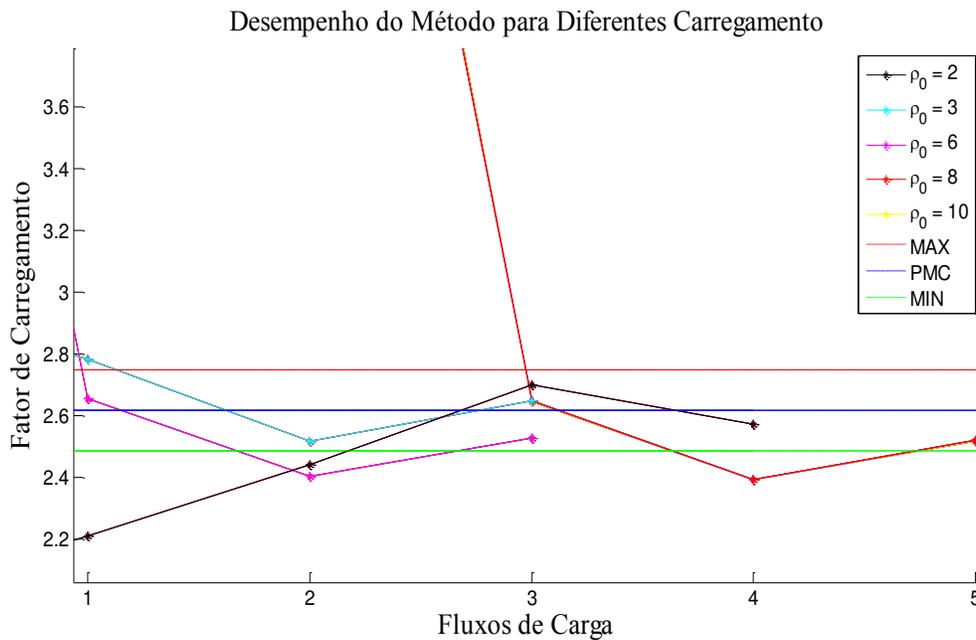


Figura 3.29: Desempenho do método para o sistema IEEE 14 barras – Figura 3.28 ampliada.

O método obteve o PMC para os respectivos carregamentos iniciais utilizando poucos cálculos de FCOP. A Tabela 3.1 mostra o desempenho do método em termos de cálculos de FCOP para diferentes carregamentos.

Tabela 3.1: Desempenho do método para diferentes carregamentos

<i>Descrição</i>	$\rho_{inicial}$	Número de FCOP
Infactível	10	5
Infactível	8	5
Infactível	6	3
Infactível	3	3
Factível	2	4

De acordo com [6], são sugeridos carregamentos infactíveis para inicialização do processo de cálculo do PMC, porém, o método proposto neste trabalho apresenta bons resultados para carregamentos factíveis, como é o caso apresentado na Tabela 3.1 acima, onde para a rede de 14 barras em questão, utilizou-se um carregamento de  $\rho_{inicial} = 2$  e  $\delta = 5\%$  (carregamento factível - ver Figura 3.28) e o método proposto obteve o PMC após poucos cálculos de FCOP. O método proposto apresenta na Tabela 3.1 bons resultados para carregamentos factíveis e infactíveis. Vale ressaltar aqui que, quando trabalhamos com carregamentos factíveis, o número de FCOP que o método executa é uma consequência da precisão da margem de erro admissível estipulada no início do cálculo do PMC, onde para margens muito pequenas, o método proposto realizará mais cálculos de FCOP para obter o PMC, enquanto que para carregamento infactíveis, uma boa inicialização para a rede de 14 barras testada neste exemplo segundo a Tabela 3.1 se daria em torno de 3 a 6, pois, apresentou menor número de cálculos de fluxos de carga, uma vez que em uma operação real, nunca encontraríamos um carregamento inicial de 10.

# Capítulo 4

## Simulações e Resultados

De forma a avaliar a robustez do método, serão apresentadas neste capítulo simulações envolvendo sistemas testes de transmissão do IEEE, redes de distribuição, e sistemas reais de transmissão incluindo o SIN com mais de 4.500 barras. Nas simulações foram estipuladas margens de erros aceitáveis de 0,1% até 10% e carregamento inicial para as redes partindo do caso base até valores altos, que geralmente correspondem à região de infactibilidade, considerando sempre aumento de geração e carga em áreas previamente definidas.

### 4.1 Simulações em Sistemas Testes IEEE

Foram realizadas simulações com os sistemas testes do IEEE de 14, 30, 57, 118 e 300 barras, considerando sempre aumento de geração e carga em toda rede. A tolerância do Fluxo de Carga com Otimização de Passo (FCOP)  $\varepsilon_s$  foi fixada em 0,01 MW/MVAr, o tamanho mínimo do passo  $\mu_{min}$  foi fixado em 0,1, o carregamento inicial em todas as simulações foi de  $\rho_0 = 10$  (sistema infactível) como sugere [6] e variou-se a margem  $\delta\%$  de erro admissível em 2%, 4%, 6%, 8% e 10%. É importante mencionar que se, durante uma determinada iteração da execução do FCOP, o multiplicador ótimo  $\mu$  assumir valor menor que  $\mu_{min}$ , considera-se que na prática este tende a zero, ou seja, trata-se de um caso infactível. O processo iterativo é então interrompido, uma vez que a solução corrente corresponde a um ponto muito próximo da fronteira de factibilidade. A Figura 4.30 ilustra o comportamento do método para o carregamento inicial  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$ . A Figura 4.31 ilustra de forma ampliada a trajetória final do método para estas mesmas condições.

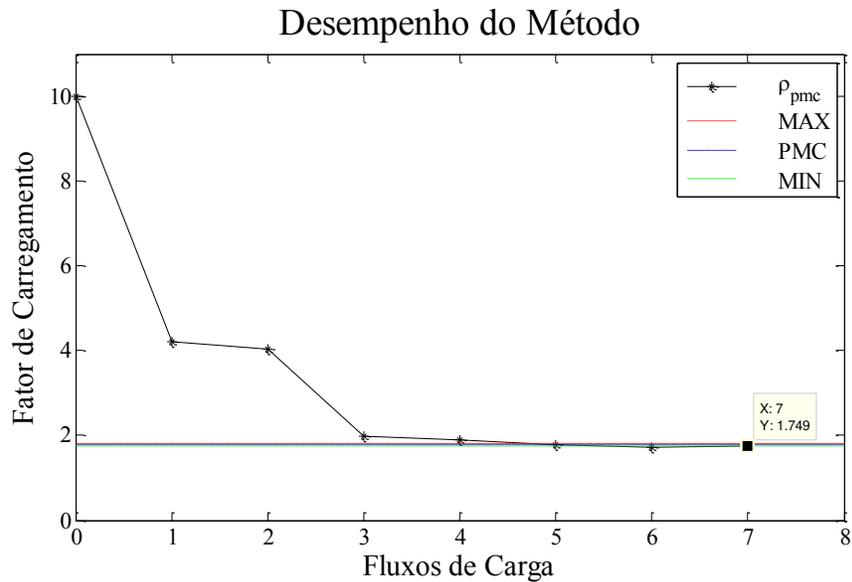


Figura 4.30: Desempenho do método para a rede de 14 barras para  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$ .

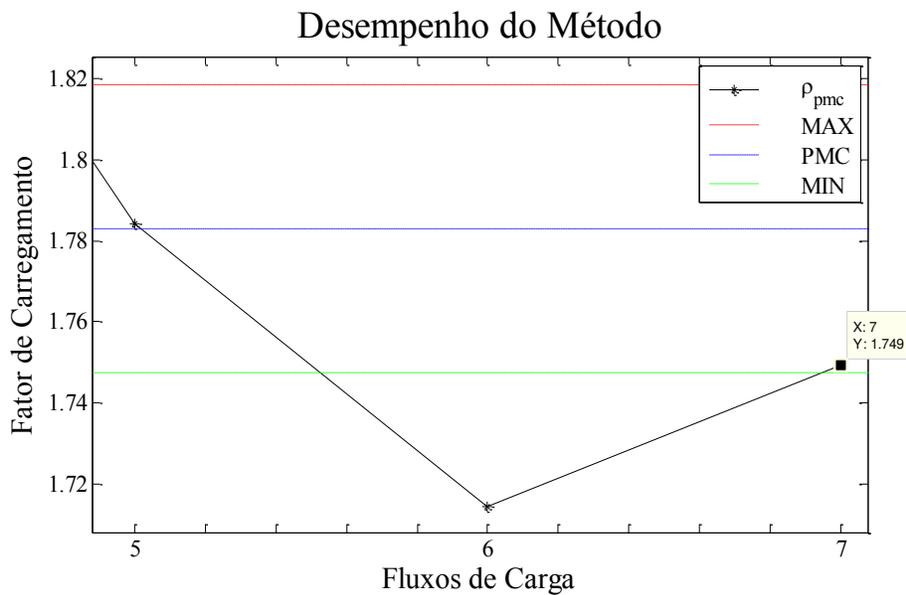


Figura 4.31: Trajetória final ampliada do método para a rede de 14 barras para  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$ .

O método respeitou a margem de trabalho especificada inicialmente de  $\delta = 2\%$  para o cálculo do PMC, considerando um carregamento inicial de  $\rho = 10$  e obtendo o fator de carregamento 1,749 utilizando para isso, um total de sete cálculos de FCOP. Pelas Figuras 4.30 e 4.31 é possível verificar que o PMC para esta rede corresponde a  $\rho = 1,7830$ . A Figura 4.32 ilustra o comportamento do método para o mesmo carregamento inicial de  $\rho = 10$ , porém para a rede de 30 barras, também com uma margem de erro de  $\delta = 2\%$ . A Figura 4.33 ilustra de forma ampliada a trajetória final do método.

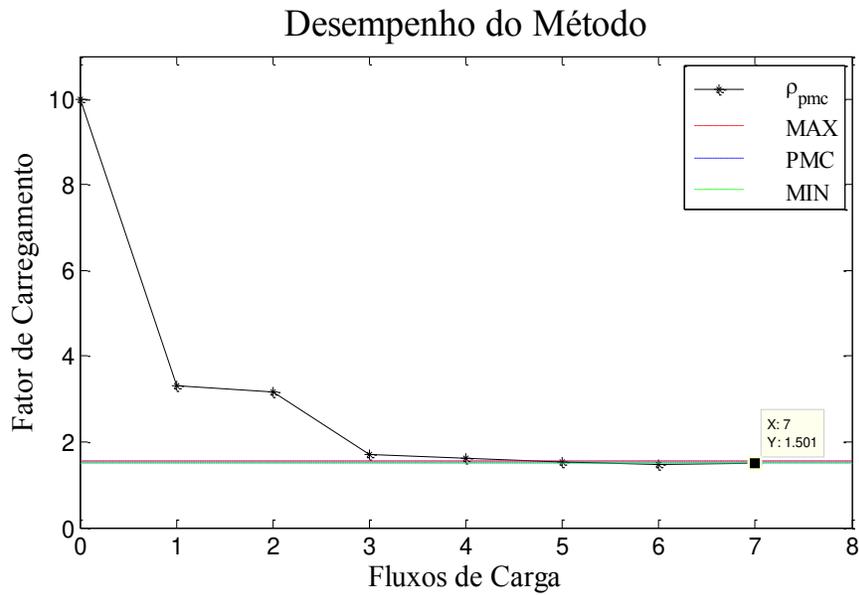


Figura 4.32: Desempenho do método para a rede de 30 barras para  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$ .

Conforme ocorreu para a rede de 14 barras, o método obteve o PMC para a rede de 30 barras, respeitando os parâmetros de trabalho iniciais, executando para isso um total de 7 cálculos de FCOP e obtendo o PMC de 1,501, enquanto que o valor correto seria de 1,5299.

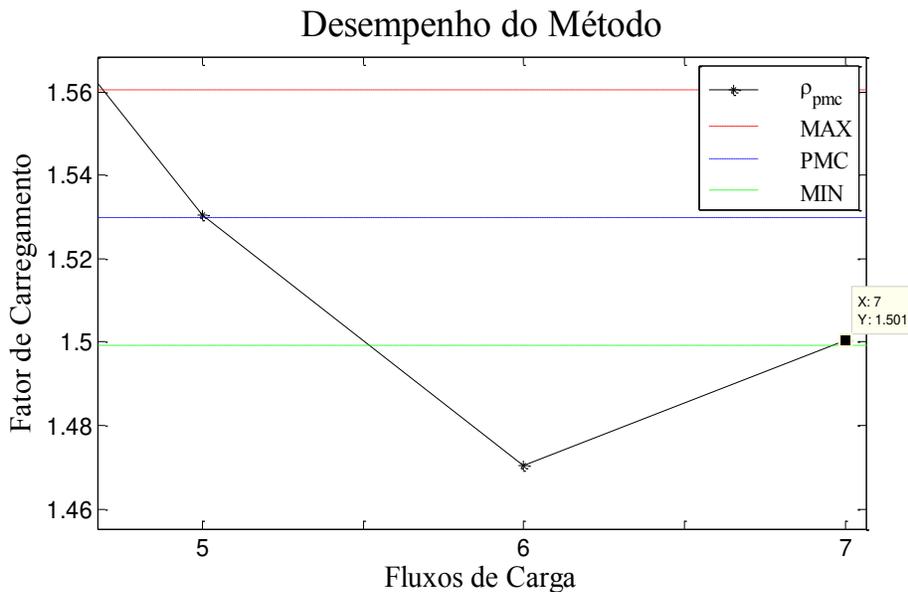


Figura 4.33: Trajetória final ampliada do método para a rede de 30 barras para  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$ .

A Figura 4.34 apresenta o desempenho do método para a rede de 57 barras do IEEE, considerando também um carregamento inicial de  $\rho = 10$  e uma margem de erro de  $\delta = 2\%$ , e a Figura 4.35 ilustra de forma ampliada a trajetória final de desempenho do método.

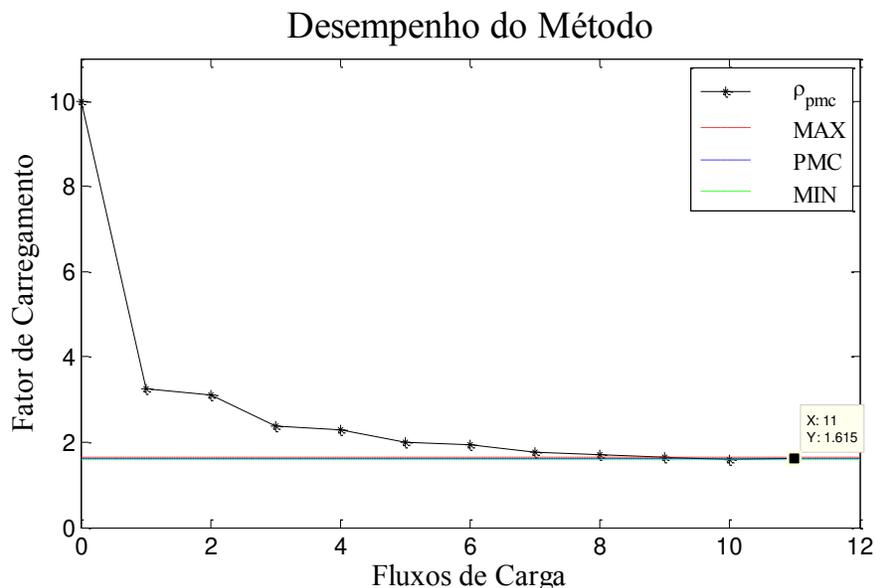


Figura 4.34: Desempenho do método para a rede de 57 barras para  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$ .

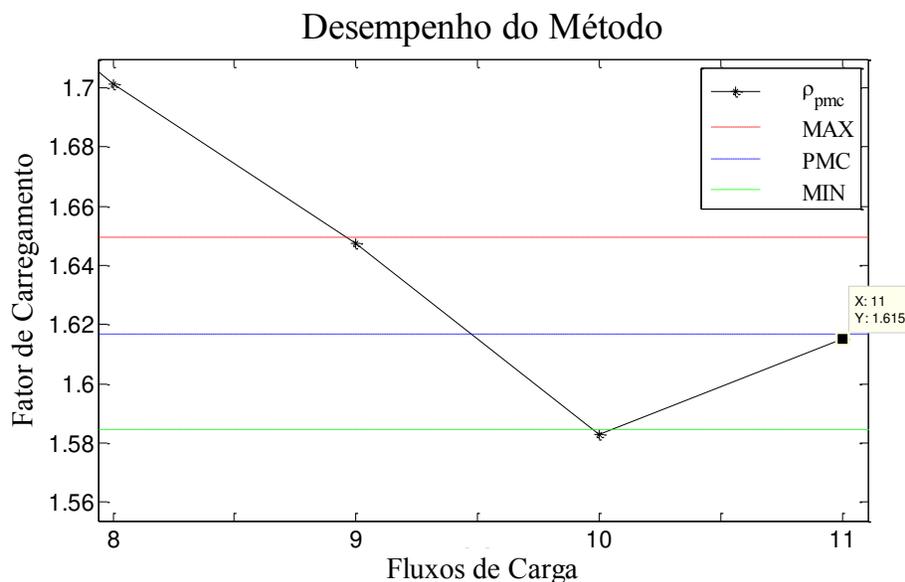


Figura 4.35: Trajetória final ampliada do método para a rede de 57 barras para  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$ .

Para a rede de 57 barras, conforme pode ser visto na Figura 4.35, o método obteve o PMC de 1,615 levando para isso um total de onze cálculos de FCOP, respeitando a margem de erro especificada inicialmente.

A Figura 4.36 apresenta o desempenho do método para a rede de 118 barras do IEEE, para um carregamento inicial de  $\rho = 10$  e uma margem de erro de  $\delta = 2\%$ , e a Figura 4.37 ilustra de forma ampliada a trajetória de desempenho do método.

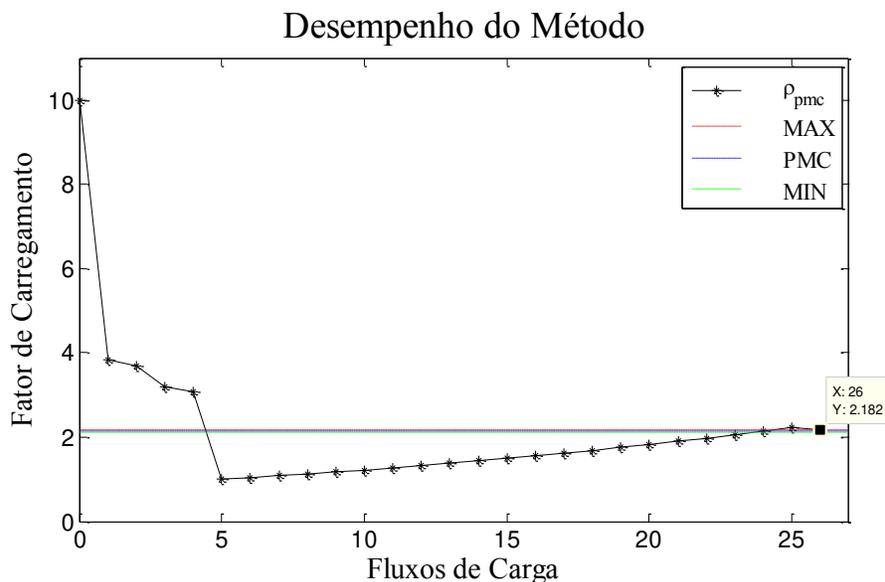


Figura 4.36: Desempenho do método para a rede de 118 barras para  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$ .

Para esta rede de 118 barras, observa-se que na quarta iteração obtém-se um grande corte de carga, levando a solução corrente para a região factível muito abaixo do PMC real da rede, ocasionando com isso um aumento do número de iterações, até que se alcance um ponto infactível, para finalmente através da média aritmética entre os dois últimos pontos (um factível e outro infactível) obter o PMC respeitando a margem de erro de 2% inicialmente estipulada.

O método obtém o PMC para a rede de 118, cujo valor de 2,182 respeita a margem de erro estabelecida, executando 26 cálculos de FCOP. A Figura 4.37 ilustra de forma ampliada o desempenho do método para alcançar o PMC dentro da margem de 2% de trabalho estipulada inicialmente.

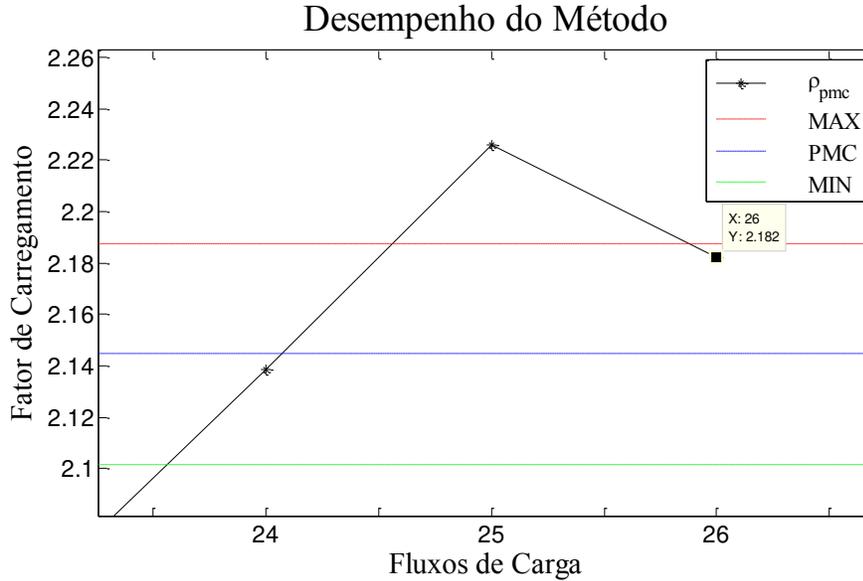


Figura 4.37: Trajetória final ampliada do método para a rede de 118 barras para  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$ .

Na prática este fato pode ser facilmente solucionado implementando uma rotina interna no método para evitar excessivos cálculos de FCOP em uma só região de operação neste caso na região factível, como por exemplo, um contador de incremento do valor  $\alpha$  no carregamento corrente ( $\rho^{temp}$ ), onde se estipule um número máximo de incremento, como por exemplo, um valor de 3, sendo neste caso, o valor do  $\rho^{temp}$  no ponto atual sendo incrementado de forma a voltar para a região infactível e realizar um novo corte de carga, este incremento poderia levar o ponto corrente ( $\rho^{temp}$ ) até por exemplo a metade do ponto inicial ( $\rho^i$ ). Devido à sua própria concepção, o método proposto apresenta melhor desempenho quando lida com pontos na região infactível. Esta simulação mostra que, quando aplicado a pontos na região factível, o método proposto também chega a uma solução aceitável, porém, com um esforço computacional maior.

A Figura 4.38 ilustra a trajetória de cálculos do método proposto utilizando a ideia de controle de pontos factíveis mencionada anteriormente. Nesta figura, observa-se que o número de fluxos de carga é menor, quando comparado com o resultado do método sem o controle de pontos factíveis.

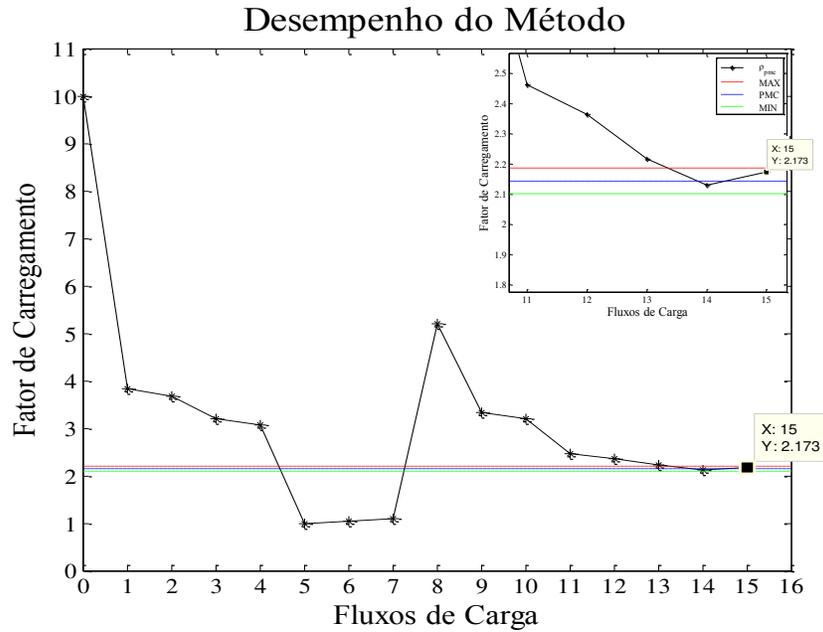


Figura 4.38: Trajetória final do método com controle de cálculo de fluxo de carga em uma só região.

Finalmente, a Figura 4.39 ilustra a trajetória de cálculos do método para obter do PMC para a rede de 300 barras, também considerando um carregamento inicial infactível de  $\rho = 10$  e uma margem de erro de  $\delta = 2\%$ . O método encontra o PMC respeitando também a margem de erro estipulada inicialmente, cujo valor é de 1,073, levando para isso um total de nove cálculos de FCOP. A Figura 4.40 mostra de forma ampliada as margens máxima e mínima respeitadas pelo método para a rede de 300 barras.

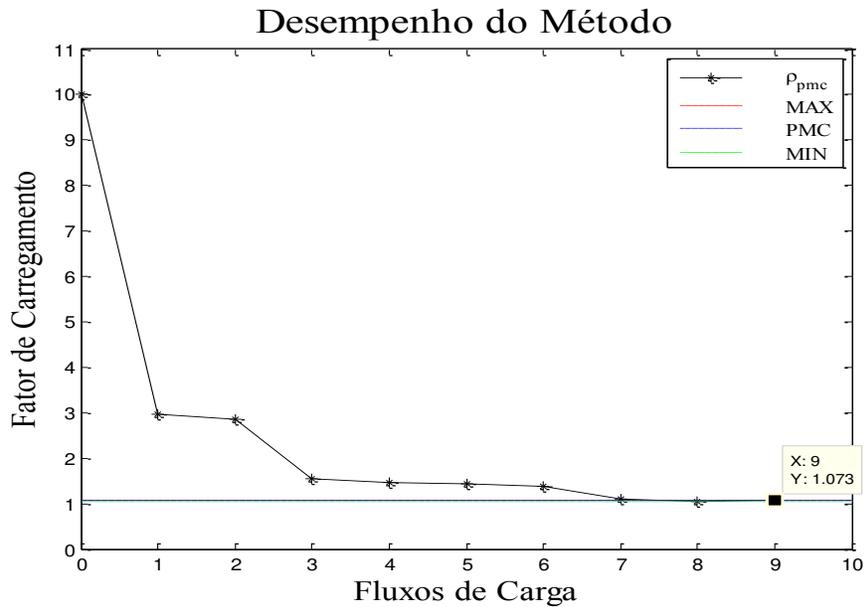


Figura 4.39: Desempenho do método para a rede de 300 barras para  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$ .

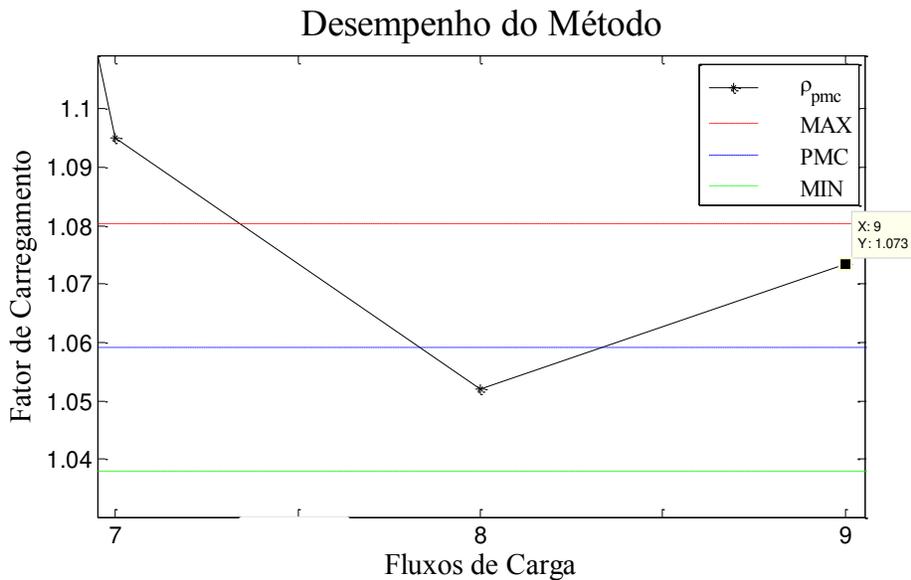


Figura 4.40: Trajetória final ampliada do método para a rede de 300 barras para  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$ .

A Tabela 4.1 mostra um resumo dos resultados obtidos com simulações para as redes de transmissão do IEEE de 14, 30, 57, 118 e 300 barras. Assumiu-se inicialmente nas simulações um carregamento inicial de  $\rho = 10$  e erros admissíveis ( $\delta\%$ ) de 2%, 4%, 6%, 8% e 10%. A ideia é avaliar a robustez do método proposto em situações mais extremas. Estas simulações foram realizadas para aumento de geração e carga em toda a rede. Na maioria dos casos apresentados, o método obteve o PMC dentro dos seus limites máximos e

mínimos, ressaltando apenas a rede de 300 barras, que apresentou um PMC de 1,1267 para  $\delta = 6\%$ , um pouco acima do máximo especificado, cujo valor é de 1,12265. Este erro refere-se ao fator multiplicativo  $\alpha$  que o método prático impõe à metodologia, conforme discutido no Capítulo 2 (item 2.9 – Margem de Erro Admissível).

Tabela 4.1: Desempenho do método

Sistemas IEEE	$\rho(0)$	10					
	$\delta(\%)$	2	4	6	8	10	
14 - barras	$\rho_{pmc}^{**}$	1,78300					
	$\rho_{pmc}$ Obtido	1,74932	1,71465	1,85757	1,81479	1,76754	
	Margem de Erro ( $\delta\%$ ) do $\rho_{pmc}$ *	Max.	1,81866	1,85432	1,88998	1,92564	1,96130
		Min.	1,74734	1,71168	1,67602	1,64036	1,60470
	# de Iterações	5	5	3	3	3	
	# de FCOP	7	7	5	5	5	
30 - barras	$\rho_{pmc}^{**}$	1,52990					
	$\rho_{pmc}$ Obtido	1,50056	1,47137	1,44340	1,55569	1,49545	
	Margem de Erro ( $\delta\%$ ) do $\rho_{pmc}$ *	Max.	1,56050	1,59110	1,62169	1,65229	1,68289
		Min.	1,49930	1,46870	1,43811	1,40741	1,37691
	# de Iterações	5	5	5	3	3	
	# de FCOP	7	7	7	5	5	
57 - barras	$\rho_{pmc}^{**}$	1,6170					
	$\rho_{pmc}$ Obtido	1,61514	1,61781	1,71040	1,50642	1,50244	
	Margem de Erro ( $\delta\%$ ) do $\rho_{pmc}$ *	Max.	1,64934	1,68168	1,71402	1,74636	1,77870
		Min.	1,58466	1,55232	1,51998	1,48764	1,45530
	# de Iterações	9	5	4	7	5	
	# de FCOP	11	7	5	9	7	
118 - barras	$\rho_{pmc}^{**}$	2,14460					
	$\rho_{pmc}$ Obtido	2,18214	2,21115	2,04513	2,04972	2,02640	
	Margem de Erro ( $\delta\%$ ) do $\rho_{pmc}$ *	Max.	2,18749	2,23038	2,27328	2,31617	2,35906
		Min.	2,10171	2,05882	2,01592	1,97303	1,93014
	# de Iterações	25	5	7	5	4	
	# de FCOP	26	7	9	7	5	
300 - barras	$\rho_{pmc}^{**}$	1,05910					
	$\rho_{pmc}$ Obtido	1,07347	1,04306	1,12670	1,10626	1,08694	
	Margem de Erro ( $\delta\%$ ) do $\rho_{pmc}$ *	Max.	1,08028	1,10146	1,12265	1,14383	1,16501
		Min.	1,03791	1,01674	0,99555	0,97437	0,95319
	# de Iterações	7	7	8	5	5	
	# de FCOP	9	9	9	7	7	

\* Erro admissível considerado pelo operador do sistema usando  $\delta\%$ .

\*\* Fator de carregamento obtido com sucessivos fluxos de carga.

Foi realizada uma simulação considerando o cálculo ideal da margem de erro admissível  $\Delta\lambda$ , conforme discutido no Capítulo 2, partindo do princípio de que o PMC teórico da rede de 300 barras é conhecido. Evidentemente, na prática não é possível ter de antemão este conhecimento. A Figura 4.41 mostra a trajetória do método utilizando o cálculo do PMC através do fator  $\alpha$ , utilizado no método prático e a Figura 4.42 mostra a trajetória utilizando para o cálculo da margem de erro admissível o  $\Delta\lambda$ . Observa-se que

neste último caso o método respeita as margens de erros máximos e mínimos para o cálculo do PMC com a margem de erro  $\delta\%$  especificada. Utilizou-se um fator de carregamento inicial igual a 10 e erro máximo admissível de 6%.

### Desempenho do Método

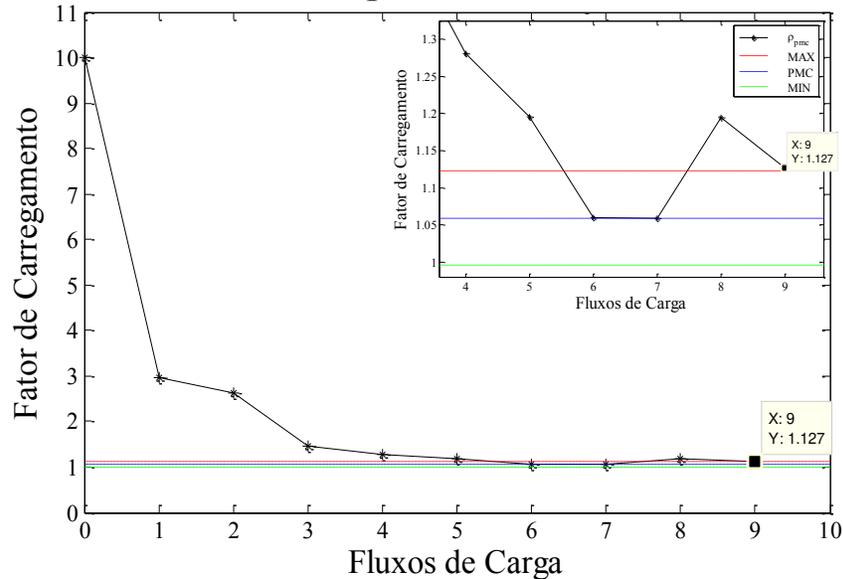


Figura 4.41: Desempenho do método para a rede 300 barras utilizando  $\alpha$ .

### Desempenho do Método

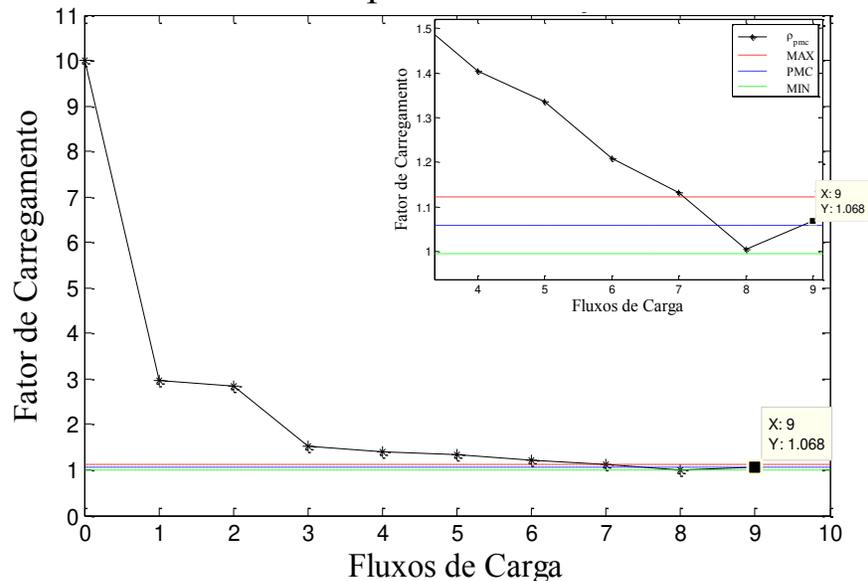


Figura 4.42: Desempenho do método para a rede 300 barras utilizando o  $\Delta\lambda$ .

Observa-se na Figura 4.41 que, utilizando o fator  $\alpha$  o método prático encontra um valor um pouco acima do máximo admissível (1,12670), enquanto que utilizando a margem de erro  $\Delta\lambda$  para obter o PMC, o método obteve um valor dentro dos limites estabelecidos

inicialmente (1,06822). Isso se dá devido ao fato de que  $\alpha$  que o método prático utiliza, não corresponde de fato a uma margem de erro de exatamente  $\pm\delta\%$  para todos os pontos durante o processo iterativo. A Tabela 4.2 mostra os resultados para os dois tipos de cálculo da margem.

Tabela 4.2: Comparação entre os métodos para o cálculo do PMC

<b>Sistema IEEE</b>	$\rho(0)$	10	
	$\delta(\%)$	6	
Método Prático 300 - barras	$\rho_{pmc}^{**}$	1,05910	
	$\rho_{pmc}$ Obtido	1,12670	
	Margem de Erro ( $\delta\%$ ) do $\rho_{pmc}$ *	Max.	1,12265
		Min.	0,99555
	# de Iterações	8	
	# de FCOP	9	
Cálculo Ideal da Margem de Erro 300 - barras	$\rho_{pmc}^{**}$	1,05910	
	$\rho_{pmc}$ Obtido	1,06822	
	Margem de Erro ( $\delta\%$ ) do $\rho_{pmc}$ *	Max.	1,12265
		Min.	0,99555
	# de Iterações	7	
	# de FCOP	9	

\* Erro admissível considerado pelo operador do sistema usando  $\delta\%$ .

\*\* Fator de carregamento obtido com sucessivos fluxos de carga.

## 4.2 Simulações com Sistemas de Distribuição

Foram realizadas simulações com três sistemas de distribuição de 32, 69 e 135 barras, considerando sempre o aumento de geração e carga em toda rede. A tolerância do Fluxo de Carga com Otimização de Passo (FCOP)  $\varepsilon_s$  foi fixada em 0,01 MW/MVAr, o tamanho do passo mínimo  $\mu_{min}$  foi fixado em 0,1, o carregamento inicial em todas as simulações foi de  $\rho_0 = 10$  (sistema infactível) como sugere [6] e variou-se a margem de erro admissível em 2%, 4%, 6%, 8% e 10%. A Figura 4.43 ilustra o comportamento do método para o carregamento inicial  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$  para a rede de 32 barras. A Figura 4.44 ilustra de forma ampliada a trajetória final do método para estas mesmas condições.

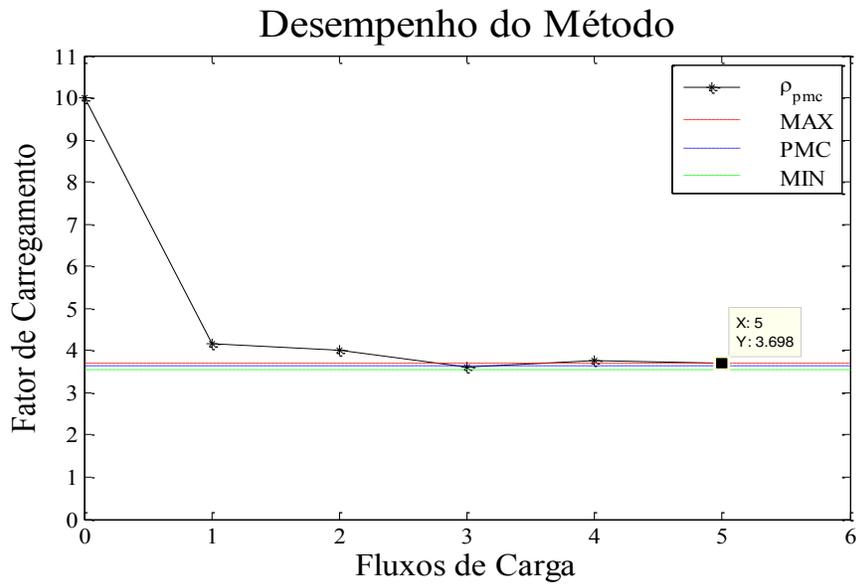


Figura 4.43: Desempenho do método para a rede de 32 barras para  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$ .

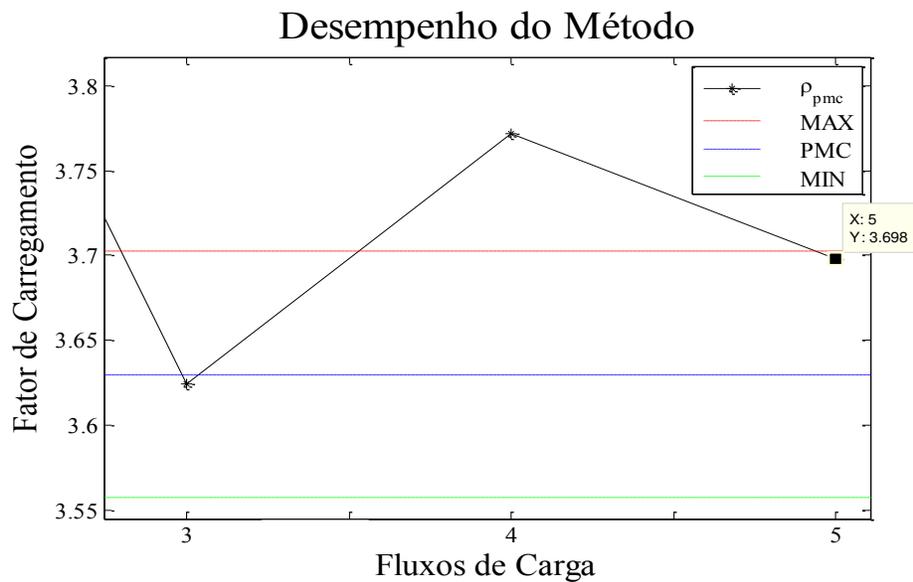


Figura 4.44: Trajetória final ampliada do método para a rede de 32 barras para  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$ .

O método obteve um PMC de 3,698 para a rede de 32 barras, respeitando a margem de erro admissível estipulada inicialmente, executando um total de cinco cálculos do FCOP.

A Figura 4.45 ilustra o comportamento do método para um carregamento inicial  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$  para a rede de 69 barras.

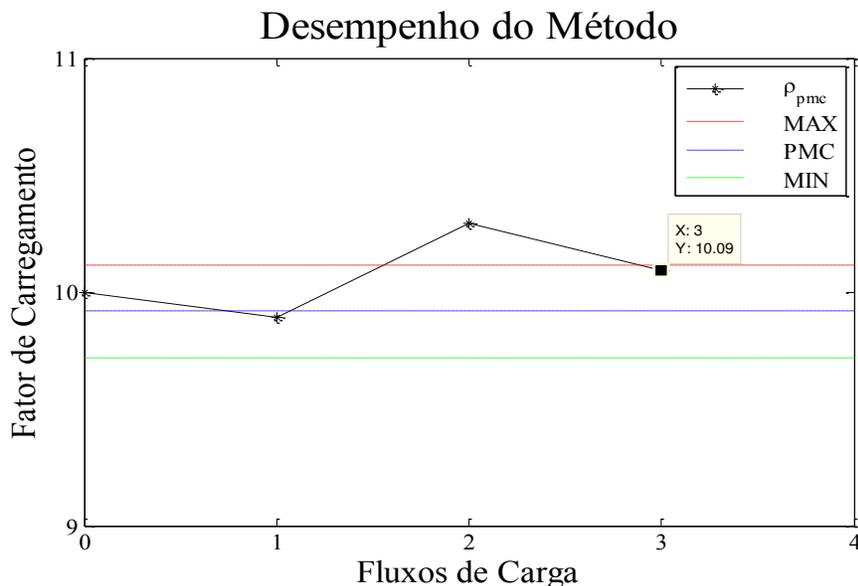


Figura 4.45: Desempenho do método para a rede de 69 barras para  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$ .

O método obteve um PMC de 10,09 para a rede de 69 barras, respeitando a margem de erro admissível estipulada inicialmente, executando um total de três cálculos do FCOP.

A Figura 4.46 ilustra o comportamento do método para um carregamento inicial  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$  para a rede de 135 barras. A Figura 4.47 ilustra de forma ampliada a trajetória final do método para as mesmas condições.

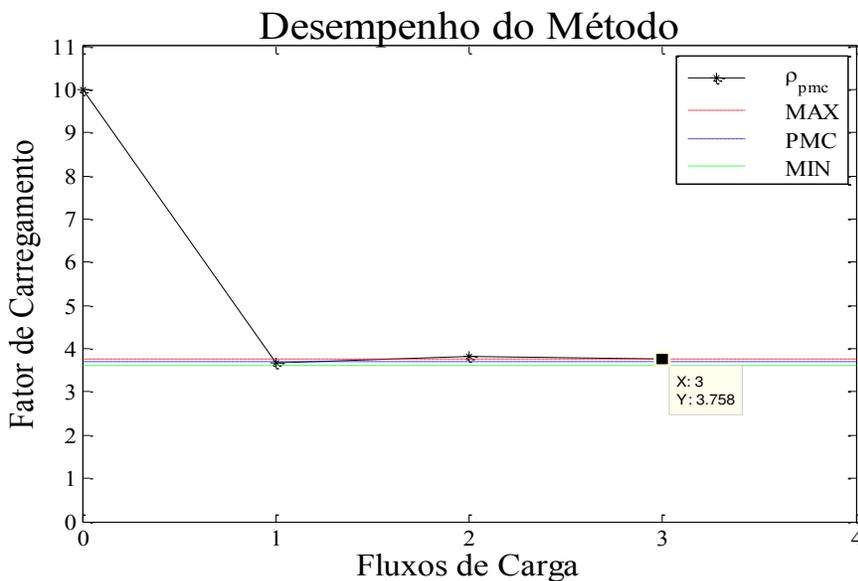


Figura 4.46: Desempenho do método para a rede de 135 barras para  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$ .

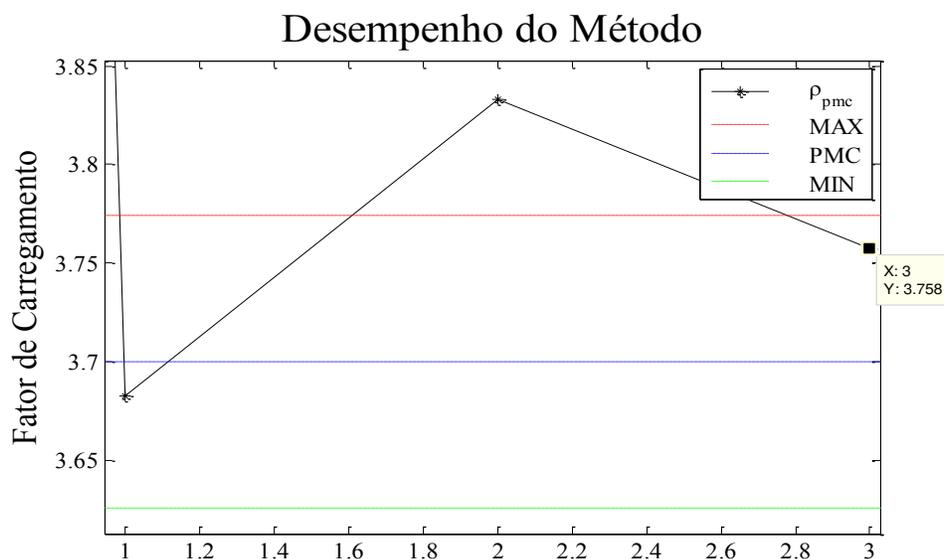


Figura 4.47: Trajetória final ampliada do método para a rede de 135 barras para  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$ .

O método obteve um PMC de 3,758 para a rede de 135 barras, respeitando a margem de erro admissível estipulada inicialmente, executando um total de três cálculos do FCOP. A Tabela 4.3 mostra os resultados obtidos para as redes de distribuição de 32, 69 e 135 barras.

Tabela 4.3: Desempenho do método para redes de distribuição utilizando o método prático

Margem de erro utilizando $\alpha$							
Sistemas de Distribuição	$\rho(0)$	10					
	$\delta(\%)$	2	4	6	8	10	
32 - barras	$\rho_{pmc}^{**}$	3,62990					
	$\rho_{pmc}$ Obtido	3,69820	3,77320	3,85350	3,85890	3,78880	
	Margem de Erro ( $\delta\%$ ) do $\rho_{pmc}$ *	Max.	3,70250	3,77510	3,84769	3,92029	3,99289
		Min.	3,55730	3,48470	3,41211	3,33951	3,26691
	# de Iterações	3	3	3	1	1	
	# de FCOP	5	5	5	3	3	
69 - barras	$\rho_{pmc}^{**}$	9,91820					
	$\rho_{pmc}$ Obtido	10,09140	10,30170	10,52080	10,74960	10,98840	
	Margem de Erro ( $\delta\%$ ) do $\rho_{pmc}$ *	Max.	10,11656	10,31493	10,51329	10,71166	10,91002
		Min.	9,71984	9,52147	9,32311	9,12474	8,92638
	# de Iterações	1	1	1	1	1	
	# de FCOP	3	3	3	3	3	
135 - barras	$\rho_{pmc}^{**}$	3,7000					
	$\rho_{pmc}$ Obtido	3,75780	3,83610	3,91770	4,00290	4,09180	
	Margem de Erro ( $\delta\%$ ) do $\rho_{pmc}$ *	Max.	3,77400	3,84800	3,92200	3,99924	4,07000
		Min.	3,62600	3,55200	3,47800	3,40676	3,33000
	# de Iterações	1	1	1	1	1	
	# de FCOP	3	3	3	3	3	

\* Erro admissível considerado pelo operador do sistema usando  $\delta\%$ .

\*\* Fator de carregamento obtido com sucessivos fluxos de carga.

Observa-se na Tabela 4.3 que alguns valores que ficaram fora da margem de erro admissível (máximo ou mínimo) utilizando o fator  $\alpha$  do método prático. Foram também realizadas simulações com as redes de distribuição utilizando o  $\Delta\lambda$  para o cálculo da margem de erro admissível e, conforme pode ser observado na Tabela 4.4, todos os valores obtidos pelo método respeitaram a margem de erro admissível (máximo e mínimo) estabelecida inicialmente. Foram simulados tanto os valores que inicialmente ficaram fora do especificado (Tabela 4.3) como os valores que ficaram dentro do especificado, e todos os valores obedeceram as suas respectivas margens.

Tabela 4.4: Desempenho do método para redes de distribuição utilizando o método ideal

Margem de erro utilizando $\Delta\lambda$							
Sistemas de Distribuição	$\rho(0)$	10					
	$\delta(\%)$	2	4	6	8	10	
32 - barras	$\rho_{pmc}^{**}$	3,62990					
	$\rho_{pmc}$ Obtido	3,69730	3,76540	3,84010	3,87730	3,80470	
	Margem de Erro ( $\delta\%$ ) do $\rho_{pmc}$ *	Max.	3,70250	3,77510	3,84769	3,92029	3,99289
		Min.	3,55730	3,48470	3,41211	3,33951	3,26691
	# de Iterações	3	3	3	1	1	
	# de FCOP	5	5	5	3	3	
69 - barras	$\rho_{pmc}^{**}$	9,91820					
	$\rho_{pmc}$ Obtido	10,08800	10,28630	10,48470	10,68300	10,88140	
	Margem de Erro ( $\delta\%$ ) do $\rho_{pmc}$ *	Max.	10,11656	10,31493	10,51329	10,71166	10,91002
		Min.	9,71984	9,52147	9,32311	9,12474	8,92638
	# de Iterações	1	1	1	1	1	
	# de FCOP	3	3	3	3	3	
135 - barras	$\rho_{pmc}^{**}$	3,7000					
	$\rho_{pmc}$ Obtido	3,75670	3,83070	3,90470	3,97870	4,05270	
	Margem de Erro ( $\delta\%$ ) do $\rho_{pmc}$ *	Max.	3,77400	3,84800	3,92200	3,99924	4,07000
		Min.	3,62600	3,55200	3,47800	3,40676	3,33000
	# de Iterações	1	1	1	1	1	
	# de FCOP	3	3	3	3	3	

\* Erro admissível considerado pelo operador do sistema usando  $\delta\%$ .

\*\* Fator de carregamento obtido com sucessivos fluxos de carga.

### 4.3 Simulações em Sistemas Reais

Foram realizadas simulações com sistemas reais de transmissão, sendo (a) a rede Real\_01, que é uma rede com 1.081 barras e 1654 ramos, cuja carga ativa total de 22,8 MW e uma carga reativa de 6,0 MVar.; e (b) a rede do Sistema Interligado Nacional (SIN) com mais de 4.500 barras. Foi considerado também o aumento de geração e carga em toda rede. A tolerância do Fluxo de Carga com Otimização de Passo (FCOP)  $\varepsilon_s$  foi fixada em 1

MW/MVAr, o tamanho mínimo do passo  $\mu_{min}$  foi fixado em 0,1, o carregamento inicial em todas as simulações foi de  $\rho_0 = 10$  (sistema inactivo) como sugere [6] e variou-se a margem de erro admissível em 2%, 4%, 6%, 8% e 10%. A Figura 4.48 ilustra o comportamento do método para o carregamento inicial  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$  para a rede real Real\_01.

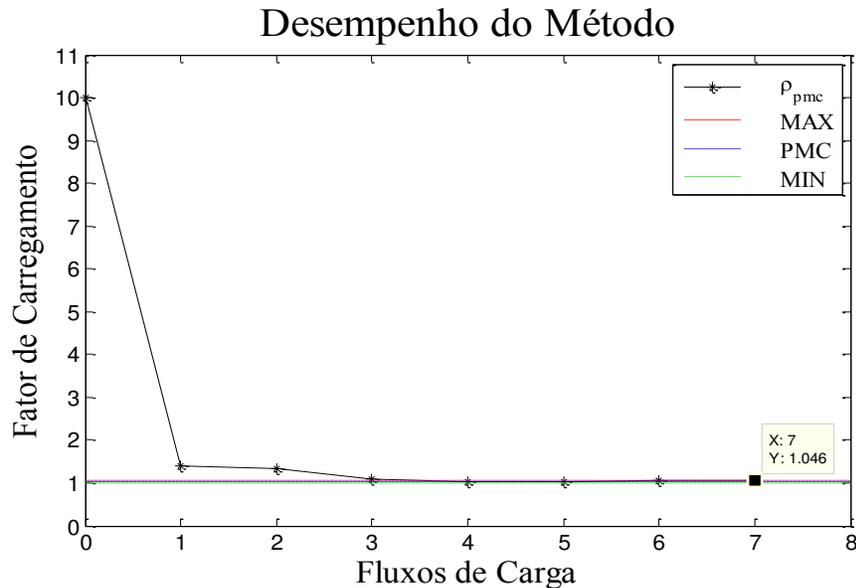


Figura 4.48: Desempenho do método para a rede Real\_01 para  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$ .

O método obteve um PMC de 1,0460 executando um total de sete cálculos do FCOP, ou seja, o valor encontrado pelo método prático ficou um pouco acima do máximo permitido (1,04570), devido ao PMC ter sido calculado pelo método prático. A Figura 4.49 ilustra de forma ampliada a trajetória final do método para  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$  para a rede Real\_01.

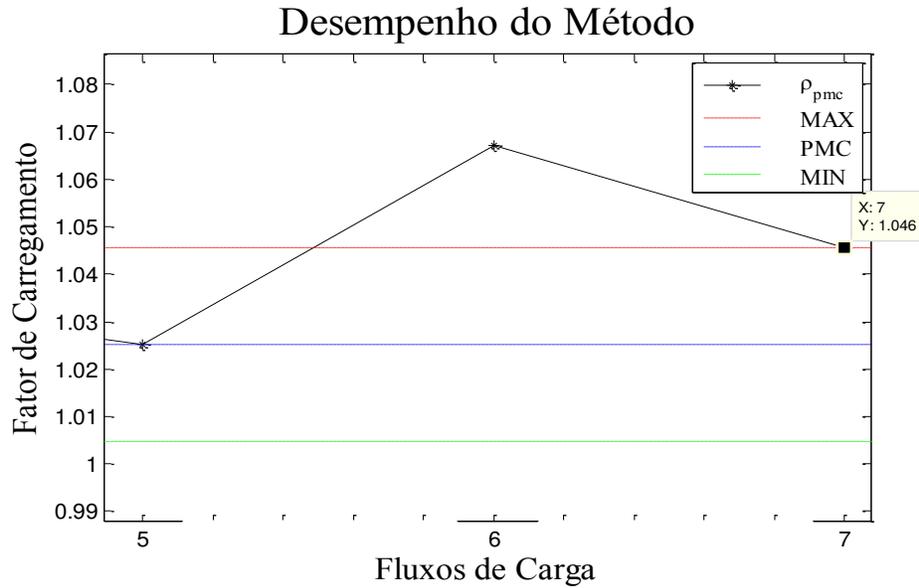


Figura 4.49: Desempenho do método para a rede Real\_01 para  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$ .

A Figura 4.50 ilustra o comportamento do método para o SIN com o carregamento inicial  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$ . O método obteve um PMC de 1,0443, executando um total de cinco cálculos do FCOP, respeitado assim a margem previamente estabelecida. A Figura 4.51 ilustra de forma ampliada à trajetória final do método para  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$  para o SIN.

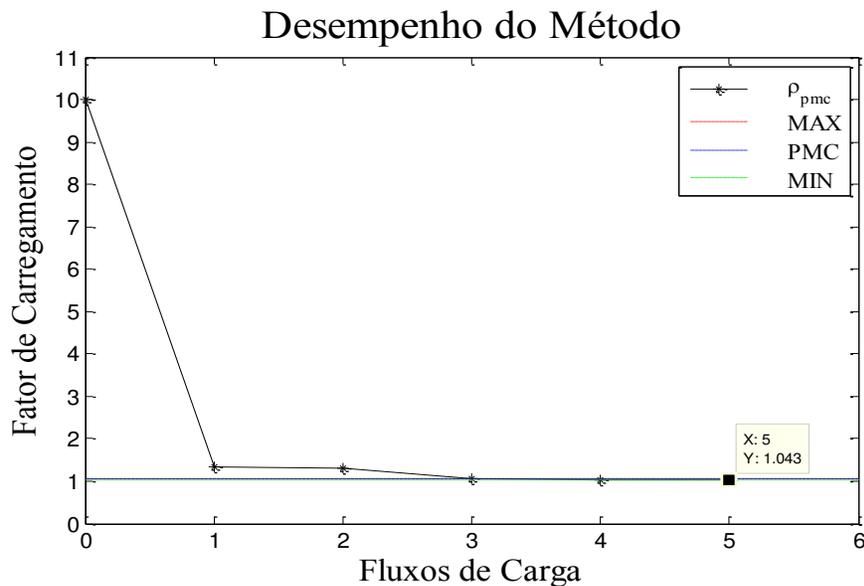


Figura 4.50: Desempenho do método para a rede do SIN para  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$ .

### Desempenho do Método

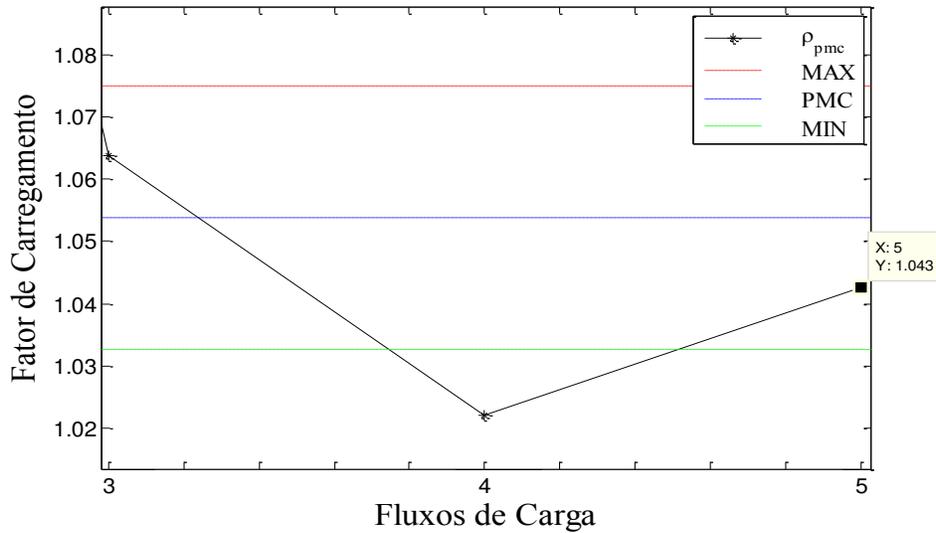


Figura 4.51: Trajetória final ampliada do método para a rede do SIN para  $\rho_0 = 10$  e  $\delta\% = 2\%$ .

A Tabela 4.5 mostra os resultados obtidos para as redes reais Real\_01 e para o SIN. Assumiu-se inicialmente nas simulações um carregamento inicial de  $\rho = 10$  e erros admissíveis de 2%, 4%, 6%, 8% e 10%.

Tabela 4.5: Desempenho do método

Sistemas	$\rho(0)$	10					
	$\delta(\%)$	2	4	6	8	10	
Real_01	$\rho_{pmc}^{**}$	1,02520					
	$\rho_{pmc}$ Obtido	1,04620	1,02610	0,99970	0,98300	0,98060	
	Margem de Erro ( $\delta\%$ ) do $\rho_{pmc}$ *	Max.	1,04570	1,06621	1,08671	1,10722	1,12772
		Min.	1,00470	0,98419	0,96369	0,94318	0,92268
	# de Iterações	5	3	3	3	3	
	# de FCOP	7	5	5	5	5	
Rede SIN	$\rho_{pmc}^{**}$	1,0538					
	$\rho_{pmc}$ Obtido	1,04300	1,08250	1,02380	0,99760	0,96430	
	Margem de Erro ( $\delta\%$ ) do $\rho_{pmc}$ *	Max.	1,07486	1,09593	1,11701	1,13808	1,15916
		Min.	1,03270	1,01163	0,99055	0,96948	0,94840
	# de Iterações	3	3	3	3	3	
	# de FCOP	5	5	5	5	5	

\* Erro admissível considerado pelo operador do sistema usando  $\delta\%$ .

\*\* Fator de carregamento obtido com sucessivos fluxos de carga.

Da mesma forma que para a rede de transmissão de 300 barras, foi realizada uma simulação com a rede Real\_01, considerando  $\Delta\lambda$  para o cálculo da margem de erro admissível, partindo do princípio do conhecimento do PMC teórico da mesma, o que na prática não é possível. A Figura 4.52 mostra a trajetória do método utilizando o cálculo do PMC através do fator multiplicativo  $\alpha$  do método prático e a Figura 4.53 mostra a trajetória

utilizando  $\Delta\lambda$  para o cálculo da margem de erro admissível, onde pode ser observado que o método respeita as margens de erros máximos e mínimos no cálculo do PMC.

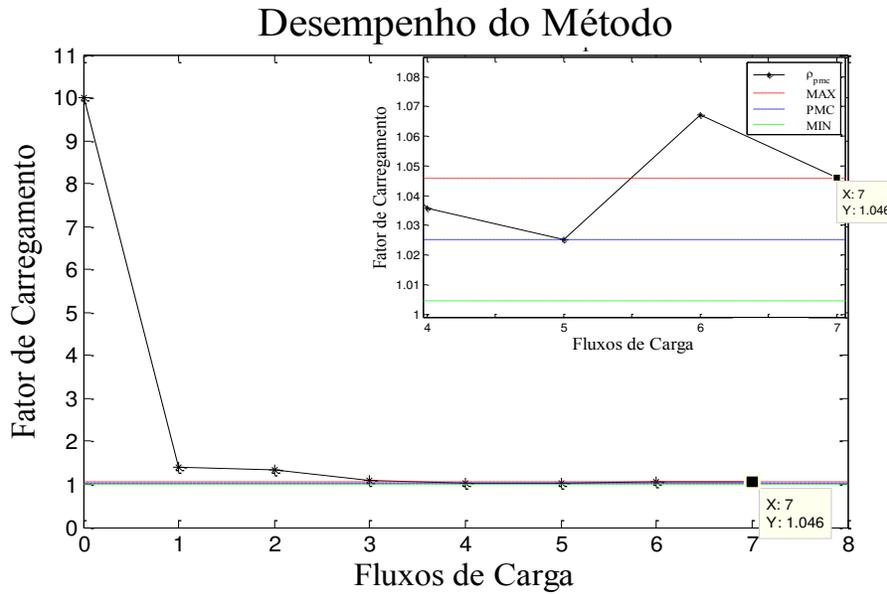


Figura 4.52: Desempenho do método para a rede Real\_01 utilizando o  $\alpha$ .

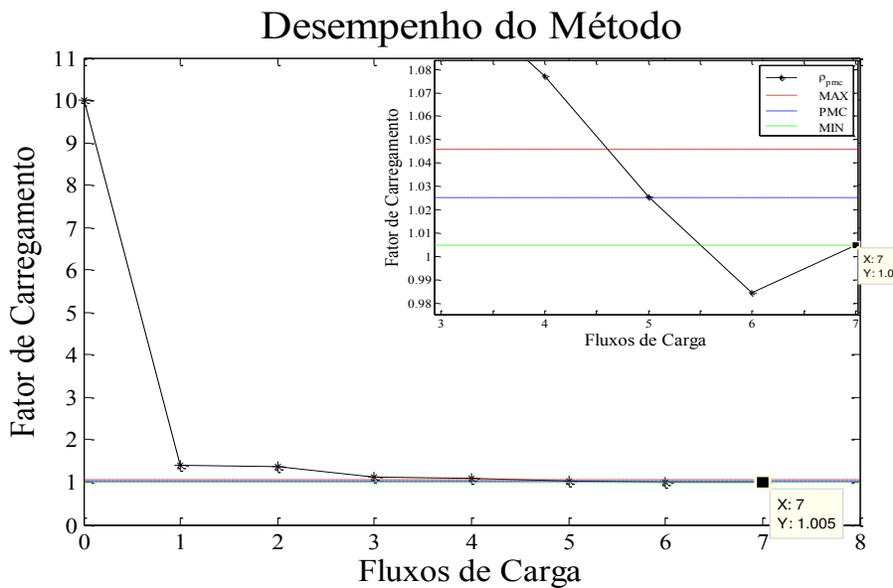


Figura 4.53: Desempenho do método para a rede Real\_01 utilizando o  $\Delta\lambda$ .

Observa-se na Figura 4.52 que o método prático utilizando o fator multiplicativo  $\alpha$  encontra um valor um pouco acima do máximo admissível (1,04620), enquanto que na Figura 4.53 nota-se que, utilizando  $\Delta\lambda$  para o cálculo da margem de erro para obter o PMC,

o método obteve um valor dentro dos limites estabelecidos inicialmente (1,0050). A Tabela 4.6 mostra os resultados para os dois tipos de cálculo da margem.

Tabela 4.6: Comparação entre os métodos para o cálculo do PMC

<b>Sistema Real</b>	$\rho(0)$	10	
	$\delta(\%)$	2	
Método Prático Real_01	$\rho_{pmc}^{**}$	1,02520	
	$\rho_{pmc}$ Obtido	1,04620	
	Margem de Erro ( $\delta\%$ ) do $\rho_{pmc}$ *	Max.	1,04570
		Min.	1,00470
	# de Iterações	5	
	# de FCOP	7	
Cálculo Ideal da Margem de Erro Real_01	$\rho_{pmc}^{**}$	1,02520	
	$\rho_{pmc}$ Obtido	1,00485	
	Margem de Erro ( $\delta\%$ ) do $\rho_{pmc}$ *	Max.	1,04570
		Min.	1,00470
	# de Iterações	5	
	# de FCOP	7	

\* Erro admissível considerado pelo operador do sistema usando  $\delta\%$ .

\*\* Fator de carregamento obtido com sucessivos fluxos de carga.

#### 4.4 Simulações com a rede do SIN – Estudo de Áreas

A Figura 4.54 mostra de forma sucinta os resultados da utilização do método proposto para as diversas áreas do SIN. Os testes regionais realizados na rede do SIN consideraram somente aumento de geração e carga na região em análise, e o restante do sistema manteve-se no caso base (sem aumento de carga). Por isso algumas regiões apresentaram geração menor que as suas respectivas cargas, havendo nestes casos, a necessidade do sistema redespachar a potência necessária para as respectivas áreas com déficit. Os PMC's de todas as regiões foram obtidos sempre respeitando a margem de erro admissível estipulada no início, levando para isso poucas iterações e poucos cálculos de fluxos de carga.

Tomemos, por exemplo, as informações referentes à região Sudeste. O quadro correspondente indica que o carregamento máximo da região é 1,0667, ou seja, há uma margem de 6,67% para aumento de carga. Este valor pode ser obtido através da utilização de métodos já bem conhecidos, como por exemplo, o método da continuação. No caso particular desta simulação, o carregamento máximo de referência foi obtido através da resolução de fluxos de carga com otimização de passo para carregamentos cada vez maiores, até um carregamento tal que o FCOP não convergiu (multiplicador ótimo tendeu a

zero). Assumiu-se então o carregamento de referência como aquele imediatamente anterior ao do caso divergente. Naturalmente, esta margem é maior que o carregamento do SIN como um todo (aumento de geração e carga em toda a rede), que é de 5,37% (ver Figura 4.54). Como foi estabelecido um erro aceitável de 5%, considera-se que o método proposto tem sucesso se o valor de máximo carregamento obtido estiver dentro da faixa [1,0133 e 1,1200]. De fato, o valor obtido pelo método proposto foi de 1,0526.

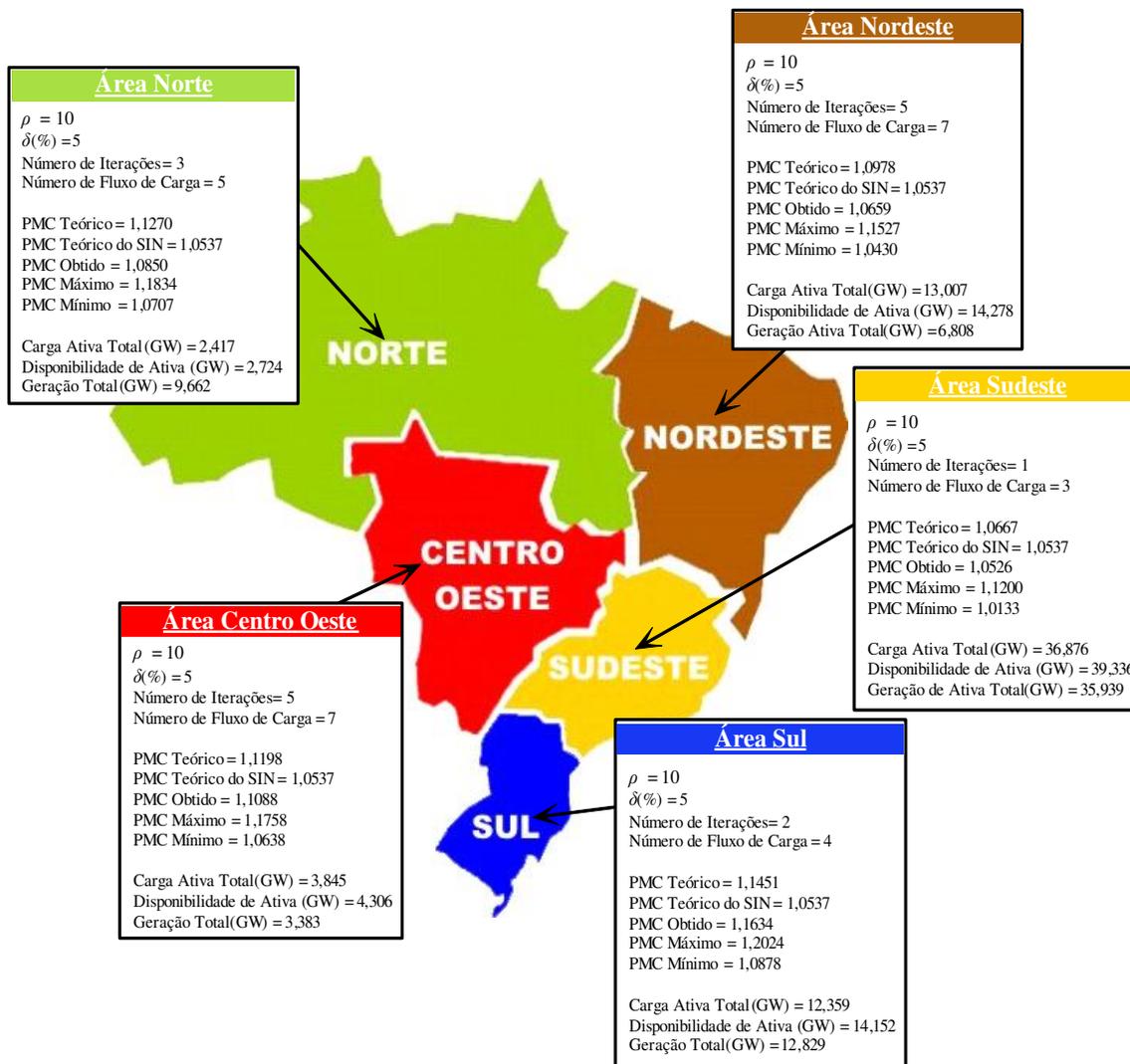


Figura 4.54: Desempenho do método prático aplicado à áreas no SIN.

#### 4.5 Contabilidade de Acertos do Método Prático

Foi realizado um levantamento dos acertos<sup>3</sup> que o método prático obteve durante as simulações para as redes analisadas neste trabalho. A Figura 4.55 contém um gráfico que mostra o número de casos que ficaram dentro e fora da margem estabelecida inicialmente. Nesta figura pode-se perceber a grande quantidade de acertos do método prático. O número de pontos que estão representados como “fora”, são devidos ao fator multiplicativo  $\alpha$  que o método prático utiliza durante o cálculo, e que difere do  $\Delta\lambda$ , conforme discutido anteriormente.

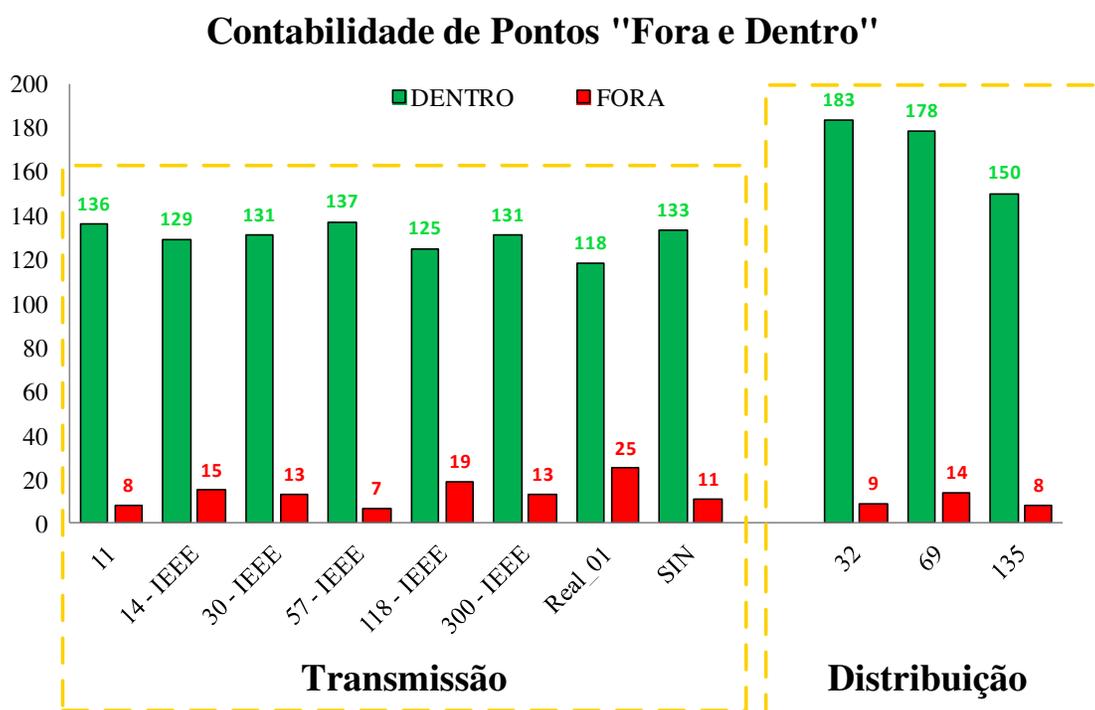


Figura 4.55: Contabilidade de acertos do método prático utilizando  $\alpha$ .

A Figura 4.56 ilustra a contabilidade em termos de porcentagem de erros em relação ao PMC máximo que o método prático impõe ao cálculo do PMC. Nesta figura é possível notar o valor máximo dos valores obtidos e a média dos valores máximos que ficaram fora da margem preestabelecida. O valor de 7,84 na Figura 4.56 representa um caso pontual utilizando o método prático no cálculo global do PMC.

<sup>3</sup> Chamamos de acerto aquela situação em que o método proposto obtém um PMC dentro do intervalo de erro máximo admissível definido inicialmente.

### Contabilidade % de Erros em relação ao PMC Máximo

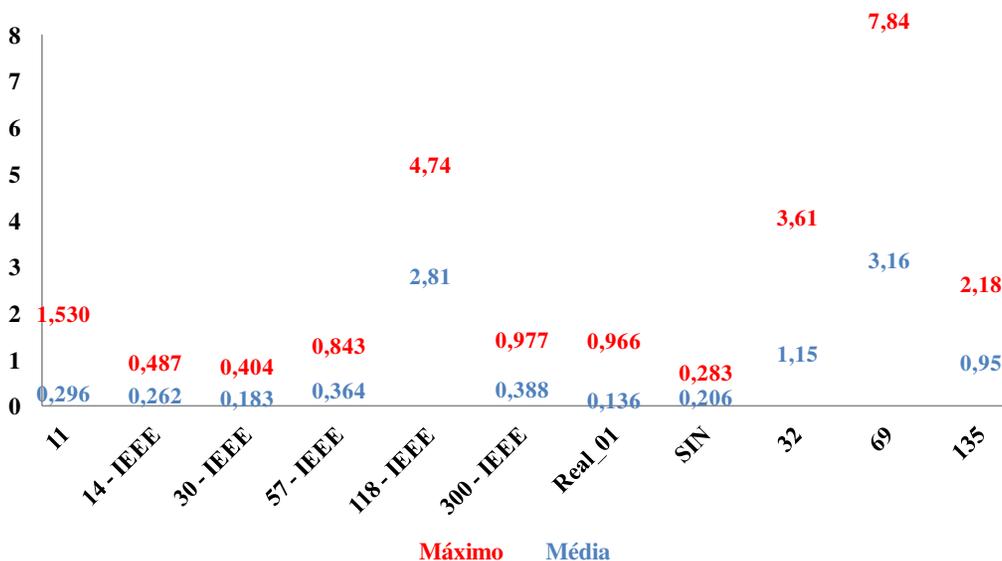


Figura 4.56: Porcentagem do valor em relação ao máximo permitido utilizando  $\alpha$ .

Já na Figura 4.57 é possível notar que os resultados da metodologia utilizando  $\Delta\lambda$  para o cálculo da margem de erro admissível resultou em uma maioria de casos dentro da margem estabelecida. Deve-se lembrar que a utilização de  $\Delta\lambda$  neste trabalho só tem fins comparativos, uma vez que ele depende do PMC teórico, que não é disponível a priori, ao contrário, esta é exatamente a grandeza que se deseja encontrar.

Os casos contabilizados como “fora” mostrados na Figura 4.57, se deram devido aproximações numéricas da metodologia e pode ser observado na Figura 4.58 o erro em porcentagem do PMC encontrado pelo método e o seu respectivo valor máximo, utilizando como cálculo da margem de erro admissível o  $\Delta\lambda$ .

## Contabilidade de Pontos "Fora e Dentro"

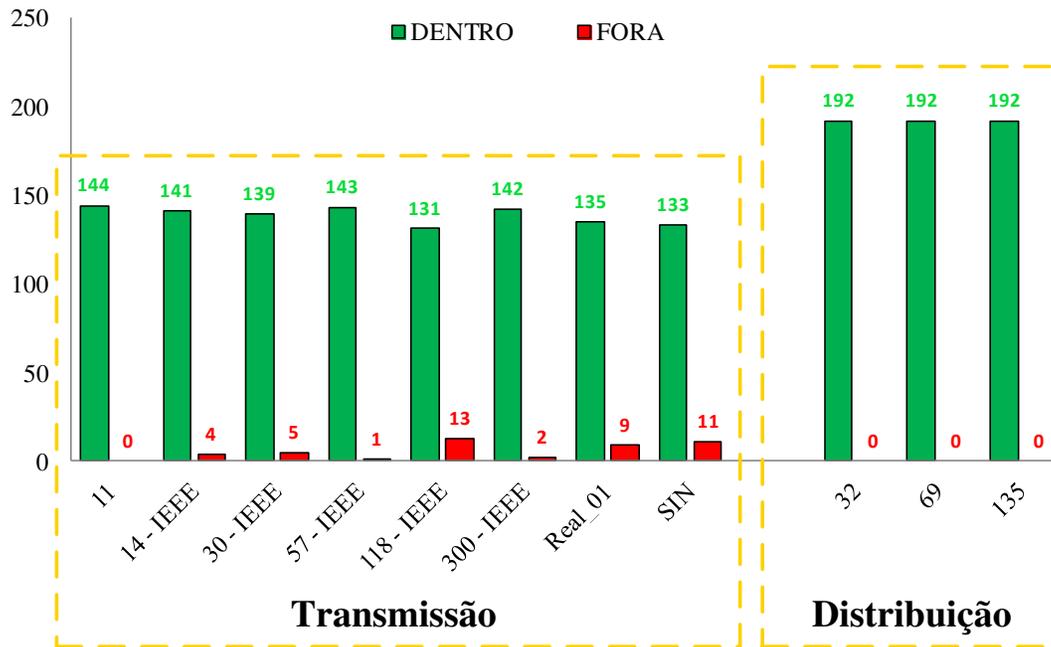


Figura 4.57: Contabilidade de acertos do método prático utilizando  $\Delta\lambda$ .

Percebe-se pela Figura 4.58 que os valores encontrados pelo método utilizando como cálculo da margem de erro admissível o  $\Delta\lambda$ , exibem uma pequena diferença em relação ao máximo, por exemplo, para o SIN, a diferença foi de 0,2830% em relação ao máximo permitido. Esta diferença se dá devido a aproximações numéricas dentro do FCOP durante o cálculo do PMC para os sistemas testados neste trabalho.

### Contabilidade % de Erros em relação ao PMC Máximo

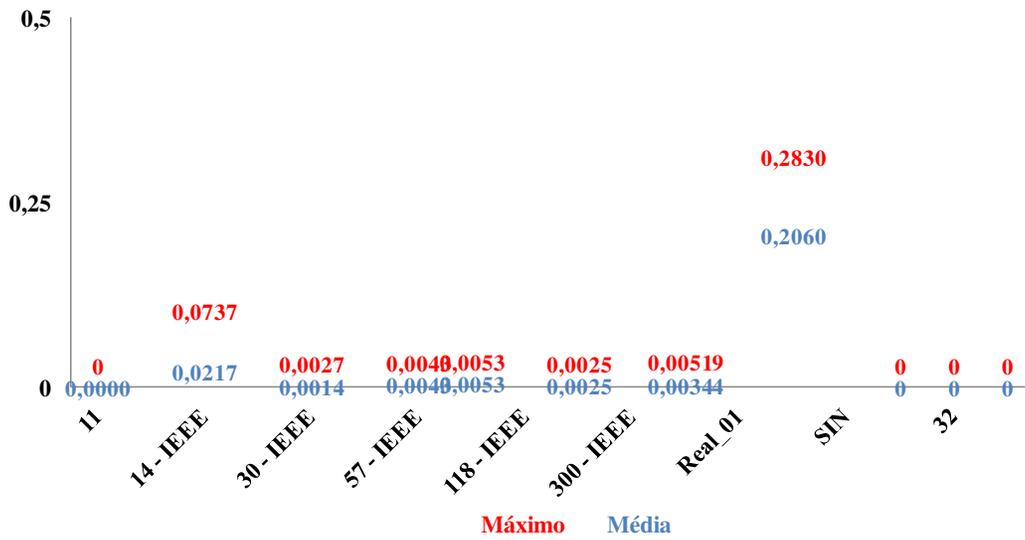


Figura 4.58: Porcentagem do valor em relação ao máximo permitido utilizando  $\Delta\lambda$ .

# Capítulo 5

## Conclusões

### 5.1 Considerações Finais

Esta dissertação de mestrado, além de focar principalmente na execução de inúmeros FCOP para sistemas de transmissão e distribuição, incluindo sistemas reais de grande porte, incluiu também um equacionamento para análises por áreas dos sistemas em estudos. Durante a realização das simulações, verificou-se também uma oportunidade melhorar o desempenho do algoritmo apresentado em [25]. Como resultado, conseguiu-se uma grande diminuição de 40% em média no número de iterações e execução de FCOP .

Com o método proposto conseguiu-se encontrar o PMC para diferentes sistemas de transmissão e distribuição, proporcionando resultados dentro dos limites (máximo e mínimo) para a grande maioria dos casos. Durante as inúmeras simulações realizadas com as redes de transmissão e distribuição, verificou-se que o método prático apresentou um pequeno número de PMC fora dos intervalos definido pelos limites máximo e mínimo especificados inicialmente. Após análise dos possíveis fatores que afetavam a precisão do método, verificou-se que, como o método prático trabalha com um fator multiplicativo  $\alpha$  como representação da faixa aceitável de valores de PMC, a margem de erro admissível estipulada inicialmente durante os cálculos do FCOP não permanecia constante (fixa) durante as simulações, afetando conseqüentemente a precisão dos resultados do método prático, como descrito em análises anteriores.

Uma característica notável da metodologia proposta é que o PMC é obtido após alguns poucos cálculos de fluxo de carga, não importando o carregamento inicial definido, uma vez que o FCOP lida com situações de fluxo de carga ineficaz de uma forma muito adequada e

eficiente. Esta é uma característica fundamental para implementações em tempo real, uma vez que o método torna-se naturalmente muito rápido e robusto.

Uma vantagem importante do método proposto é que o operador, que inicialmente não conhece o PMC do sistema, facilmente pode obter soluções do PMC desde as primeiras execuções de fluxo de carga com carregamentos inactíveis, que configura uma situação muito favorável para sua implementação em tempo real. O método proposto mostra flexibilidade para qualquer carregamento inicial, característica dificilmente encontrada em programas comerciais, os quais usam métodos que podem apresentar problemas de convergência e dificuldades numéricas para sistemas inactíveis.

O método proposto nesta dissertação de mestrado também foi testado para os sistemas de distribuição, e apresentou resultados muitos satisfatórios se comparados com os sistemas de transmissão, podendo também ser implementado em ambientes de tempo real.

O método proposto neste trabalho apresentou bom desempenho tanto para carregamentos iniciais inactíveis, conforme proposto em [6], como para carregamentos factíveis, determinando assim os respectivos PMC's para os sistemas testados. Uma característica marcante do método proposto é estipular uma margem de erro admissível como critério de parada. Esta margem de erro afeta naturalmente o custo do ponto de vista computacional e mais iterações seriam necessárias para erros muitos pequenos. A ideia do método proposto é fornecer um valor aceitável do ponto de vista do operador com uma grande eficiência computacional (menor esforço computacional) em simulações em tempo real.

Para análise de áreas previamente definidas e com o correto equacionamento, foi possível incluir na metodologia de cálculo do PMC o estudo de aumento de carga localizado ou por áreas de concessão para os sistemas testes de distribuição e transmissão. O método proposto obteve o PMC para as redes de distribuição e transmissão respeitando os limites máximo e mínimo para as regiões de interesse de acréscimo de geração e carga, como foi o caso dos testes para o SIN.

## 5.2 Trabalhos Futuros

Durante as inúmeras simulações realizadas com os sistemas de distribuição e transmissão, incluindo o estudo por áreas previamente definidas, observou-se um pequeno número de casos, onde a metodologia proposta neste trabalho apresentou alguns valores de PMC fora dos respectivos limites máximo e mínimo, uma vez que este erro se dava devido ao fator multiplicativo  $\alpha$  do método prático, ocasionando uma variação na margem de erro durante os cálculos de FCOP. Faz-se necessário desenvolver implementações do método prático, a fim de permitir que a margem estipulada inicialmente permaneça constante durante os cálculos do FCOP e realizar inúmeras simulações frente estas implementações para efetivar o trabalho.

Sugere-se também o desenvolvimento de um procedimento para tratar melhor os casos em que o carregamento inicial do sistema é factível, a fim de diminuir o número de iterações que o método prático executa nestes casos, a fim de ser aplicado juntamente com o método prático.

Comparar o método proposto neste trabalho com outros métodos para redes de distribuição, uma vez que pesquisas recentes apontam para a necessidade de desenvolvimento de métodos relativos à estabilidade de tensão para estes sistemas.

## Referências Bibliográficas

- [1] Van Cutsem, T., Vournas, C., *Voltage Stability of Electric Power Systems*, Kluwer Academic Publishers, 1998, 376p.
- [2] (ONS), “Submódulo 23.3, Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos,”. Disponível: <http://www.ons.org.br/ons/procedimentos/index.html>.
- [3] Chakrabarti, S., Jeyasurya, B., “Multicontingency voltage stability monitoring of a Power system using an adaptive radial basis function network”, *Int. J. Electric Power and Energy Systems*, vol. 30, n. 1, pp. 1-7, Jan. 2008.
- [4] Wang, L., Morison, K., “Implementation of online security assessment”, *IEEE Power Energy Magazine*, vol. 4, n. 5, pp 47-59, 2006.
- [5] Ajarapu, V.; Christy, C., "The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.7, no.1, pp.416-423, Feb 1992.
- [6] Bedrinana, M. F., Castro, C. A., "Maximum loading point computation based on load flow with step size optimization," PES General Meeting, July 20-24, Pittsburgh, PA, 2008.
- [7] Cañizares, C.A., Alvarado, F.L., "Point of collapse and continuation methods for large AC/DC systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.8, no.1, pp.1-8, Feb 1993.
- [8] Dobson, I., “The Irrelevance of Load Dynamics for the Loading Margin to Voltage Collapse and Its Sensitivities”, *In Proc. of the Bulk Power System Voltage Phenomena – III Seminar on Voltage Stability, Security & Control, ECC/NSF Workshop*, Davos, Switzerland, August 22-26, 1994.
- [9] Cañizares, C. A., Dobson, I., Miller, N., Ajarapu, V. and Hamadanizadeh, H. “Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools”, *IEEE/PES Power Syst. Stability Subcommittee, Tech. Rep. SP101PSS*, Aug. 2002.

- [10] Prada, R.B.; Souza, L. J., "Voltage stability and thermal limit: constraints on the maximum loading of electrical energy distribution feeders," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-* , vol.145, no.5, pp.573-577, Sep 1998.
- [11] Haque, M. H., "Efficient load flow method for distribution systems with radial or mesh configuration," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-* , vol.143, no.1, pp.33,38, Jan 1996.
- [12] Das, D.; Nagi, H. S.; Kothari, D.P., "Novel method for solving radial distribution networks," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-* , vol.141, no.4, pp.291,298, Jul 1994.
- [13] Pereira, M. A., "Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica". *Dissertação de Mestrado* – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Campinas, Setembro de 1993.
- [14] Tavares, B.; Bedriñana, M. F.; Castro, C.A., "Practical method for computing the maximum loading point using a load flow with step size optimization," *Generation, Transmission & Distribution, IET* , vol.5, no.12, pp.1250,1258, December 2011.
- [15] Iwamoto, S.; Tamura, Y., "A Load Flow Calculation Method for Ill-Conditioned Power Systems," *IEEE Transactions on Power Apparatus Systems*, vol. PAS-100, no.4, pp.1736,1743, April 1981.
- [16] Castro C. A. and Braz, L. M. C., "A new approach to the polar Newton power flow using step optimization", in *Proc. 29th North Amer. Power Symp.*, Laramie, WY, USA, 1997.
- [17] Braz, L.M.C.; Castro, C.A.; Murati, C.A.F., "A critical evaluation of step size optimization based load flow methods", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.15, no.1, pp.202-207, Feb 2000.
- [18] Bedriñana, M.F., "Desenvolvimento de uma metodologia robusta e eficiente para o fluxo de carga da continuação ótimo multiobjetivo". *Dissertação de Doutorado* – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Campinas, Dezembro de 2009.

- [19] Sato, F., Notas de aula, IT552, “Proteção de Sistemas de Energia Elétrica”, 4 ed., Campinas, 2007.
- [20] Barreto, G., Carlos, C. A., Murari, C. A. F., Sato, F., “Circuitos de Corrente Alternada: Fundamento e Prática”, São Paulo, 2012.
- [21] Monticelli, A.J, “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”, 1ed., São Paulo, Editora Edgard Ltda, 1983.
- [22] Kundur, P., “Power System Stability and Control”, EPRI Power System Engineering Series. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [23] Kundur, P.; Paserba, J.; Ajarapu, V.; Andersson, G.; Bose, A.; Canizares, C. A.; Hatziargyriou, N.; Hill, D.; Stankovic, A.; Taylor, C.; Van Cutsem, T.; Vittal, V., "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.19, no.3, pp.1387-1401, Aug. 2004.
- [24] Fujisawa, C. H., “Cálculo da Margem de Segurança de Estabilidade de Tensão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”. *Dissertação de Mestrado* – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Campinas, Setembro de 2008.
- [25] Tavares, Beatriz, “Obtenção do Ponto de Máximo Carregamento em Sistemas de Potência Via Fluxo de Carga com Otimização de Passo”. *Dissertação de Mestrado* – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Campinas, Junho de 2010.
- [26] Cañizares, C. A., (Ed.). Voltage stability assessment, procedures and guides. New York: IEEE, 2001. (*IEEE/PES Power system stability subcommittee special publication*).
- [27] Van Cutsem, T. and Mailhot, R., “Validation of a fast voltage stability analysis methods on the Hydro-Quebec System,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, pp. 282-292, Feb. 1997.

- [28] Morison, G. K., Gao, B., and Kundur, P., "Voltage stability analysis using static and static dynamic approaches," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, pp. 1159-1171, Aug. 1993.
- [29] Gao, B., Morison, G. K., and Kundur, P., "Toward the development of a systematic approach for voltage stability assessment of large-scale power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, pp.1314-1324, Aug. 1996.
- [30] Castro, C. A., Notas de aula, IT601, "Cálculo de fluxo de potência". Disponível em <http://www.dsee.fee.unicamp.br/~ccastro/it601.html>, 2007.
- [31] Cañizares, C. A., Souza, A.C.Z., and Quintana, V.H., "Comparison of performance indices for detection of proximity to voltage collapse". *IEEE Transactions on Power Systems*. vol. 11, pp. 1141-1450, Aug 1996.
- [32] Stott, B., "Review of load-flow calculation methods," *Proceedings of the IEEE*, vol.62, pp.916-929, Jul 1974.
- [33] Overbye, T.J., "A power flow measure for unsolvable cases", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.9, pp. 1359-1365, Aug. 1994.
- [34] Dobson, I.; Lu, L., "New methods for computing a closest saddle node bifurcation and worst case load power margin for voltage collapse", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.8, pp.905-913, Aug 1993.
- [35] Ferreira, L. C. A., "Análise a Longo-Termo da Estabilidade de Tensão Utilizando Métodos Estáticos e um Sistema Especialista Fuzzy para Representação de Ações de Controle". *Dissertação de Doutorado* – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá. 2008.
- [36] Sistemas testes IEEE da University of Washington. Disponível em: <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>.