

Carlos Eduardo Monteiro Fernandes

**Máximo Carregamento em Sistemas de Potência
com Restrições de Reserva de Geração**

FLORIANÓPOLIS

2006

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Máximo Carregamento em Sistemas de Potência
com Restrições de Reserva de Geração

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Carlos Eduardo Monteiro Fernandes

Florianópolis, Setembro de 2006.

Máximo Carregamento em Sistemas de Potência com Restrições de Reserva de Geração

Carlos Eduardo Monteiro Fernandes

‘Esta Dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em *Sistemas de Energia Elétrica*, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’

Prof. Roberto de Souza Salgado, Ph.D.
Orientador

Prof. Nelson Sadowski, Dr.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Roberto de Souza Salgado, Ph.D.

Prof. Antonio José Alves Simões Costa, Ph.D.

Prof. Erlon Cristian Finardi, D.Eng.

Profª. Katia Campos de Almeida, Ph.D.

A Deus acima de todas as coisas.

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Roberto Salgado pela orientação, compreensão, paciência e apoio na realização deste trabalho.

Aos meus pais Eduardo e Elizabeth, meu irmão Luis Fernando e minha namorada Mariana por todo apoio nos momentos de dificuldade e confiança em minhas ações.

À banca examinadora composta pelo Professor Roberto Salgado, Antonio José Alves Simões Costa, Erlon Cristian Finardie e Katia Campos de Almeida pelas valiosas contribuições ao trabalho.

Aos novos e grandes amigos que fiz durante o mestrado.

A todos os outros colegas, amigos e professores que, de uma forma ou de outra, contribuíram para a realização deste trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Máximo Carregamento em Sistemas de Potência com Restrições de Reserva de Geração

Carlos Eduardo Monteiro Fernandes

Setembro/2006

Orientador: Prof. Roberto de Souza Salgado, Ph.D.

Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Palavras-chave: Fluxo de Potência Ótimo, Máximo Carregamento, Pontos Interiores.

Número de Páginas: xi + 61

A melhoria da qualidade do suprimento de energia depende da manutenção de uma margem de geração de potência que garanta a segurança da operação da rede de energia elétrica. O presente trabalho propõe a aplicação de um método de otimização estática para a determinação de soluções operativas no limite de carregamento, com restrições na margem de potência gerada. Mostra-se como o carregamento crítico, os recursos do controle de tensão e a disponibilidade de potência reativa são modificados em função da especificação de margens de potência. O problema de maximização do carregamento é formulado com a inclusão de duas restrições de desigualdade, relacionadas diretamente aos desvios de uma distribuição de potência pré-especificada. Na solução obtida através desta formulação, a demanda é maximizada e simultaneamente as margens de potência são ajustadas.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

Maximum Loading on Power Systems with Generation Reserve Constraints

Carlos Eduardo Monteiro Fernandes

September/2006

Advisor: Prof. Roberto de Souza Salgado, Ph.D.

Area of Concentration: Electric Energy Systems

Key words: Optimal Power Flow, Maximum Loading, Interior Points.

Number of Pages: xi + 61

Improvements in the quality of power supply depend on the maintenance of a power generation margin, which could ensure the security of the electric network operation. The present work proposes the application of a static optimization method to determine operational solutions in the limit of loadability, maintaining a power generation margin. It is shown, how the critical loadability, the control variables of the power system and the availability of generation are modified as a consequence of the maintenance of the power margins. Analytically, two inequality constraints are added to the conventional problem of determination of the maximum loadability. These inequalities are related to the deviation of a pre-specified level of power generation, and this modified problem is solved through the nonlinear version of the Interior Point method. The proposed approach provides solutions in which the power demand is maximized, and simultaneously the power margins are adjusted.

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Panorama do Setor Elétrico	1
1.2	Técnicas Utilizadas na Análise do Problema	2
1.3	Organização do trabalho	4
2	Fluxo de Potência Ótimo	5
2.1	Considerações Gerais	5
2.2	O Problema de Otimização	7
2.3	Método Primal-Dual de Pontos Interiores	10
2.4	Aplicações e Vantagens do FPO	13
2.4.1	Planejamento da Operação	13
2.4.2	Operação em Tempo-Real	13
2.4.3	Outras aplicações e vantagens	14
2.5	Fluxo de Potência Ótimo Multi-Objetivo	15

3	Máximo Carregamento	17
3.1	Considerações Gerais	17
3.2	Abordagem Estática	20
3.3	Determinação do Máximo Carregamento	22
3.3.1	Método da continuação	22
3.3.2	Técnicas de Otimização	25
4	Metodologia Proposta	28
4.1	Considerações Gerais	28
4.2	Formulação Matemática do Problema	29
4.2.1	Função Objetivo	29
4.2.2	Conjunto de Restrições	30
4.2.3	Problema Proposto	33
5	Resultados Obtidos	39
5.1	Máximo Carregamento com restrição de Reserva de Potência Ativa	41
5.1.1	Fator de Ponderação Proporcional e Potência Especificada Nula	41
5.1.2	Fator de Ponderação Proporcional e Ponto de Operação Especificado	43
5.1.3	Fator de Ponderação Unitário e Ponto de Operação Especificado	46
5.2	Máximo Carregamento com Restrição de Reserva de Potência Reativa	47
5.2.1	Fator de Ponderação Unitário	47
5.2.2	Fator de Ponderação Proporcional	50

5.2.3	Efeito dos Taps dos Transformadores	50
5.3	Máximo Carregamento com Restrição de Reserva de Potência Ativa e Reativa	51
5.4	Comparação entre os casos estudados	53
5.5	Esforço Computacional	55
6	Conclusão	56
	Referências Bibliográficas	58

Lista de Figuras

3.1	Regiões de solução do Fluxo de Potência Convencional	19
3.2	Preditor Corretor	24
3.3	Curva PV - Regiões de operação	25
4.1	Fluxograma Algoritmo Preditor-Corretor.	37
5.1	Sistema teste IEEE 57 barras.	40
5.2	Variação dos parâmetros ρ e ρ_p	43
5.3	Potência ativa nos geradores.	44
5.4	Potência reativa nos geradores	45
5.5	Variação dos parâmetros ρ e ρ_q	49
5.6	Tensão Máximo Carregamento	53
5.7	Tensão Ponto Especificado	53
5.8	Carregamento do sistema com a variação dos pesos.	53
5.9	Potência Ativa Gerada	54
5.10	Potência Reativa Gerada	54

Lista de Tabelas

5.1	Geração e Desvio de Potência ($\alpha_p = \frac{1}{p_g^M - p_g^m}$ e $P^{esp} = 0$).	42
5.2	Demanda e Margem de Potência ($\alpha_p = \frac{1}{p_g^M - p_g^m}$ e $P^{esp} = 0$).	42
5.3	Geração e Desvio de Potência ($\alpha_p = \frac{1}{p_g^M - p_g^m}$ e $P^{esp} = P^{operativo}$).	45
5.4	Demanda e Margem de Potência ($\alpha_p = \frac{1}{p_g^M - p_g^m}$ e $P^{esp} = P^{operativo}$).	45
5.5	Geração e Desvio de Potência ($\alpha_p = 1$ e $P^{esp} = P^{operativo}$).	46
5.6	Demanda e Margem de Potência ($\alpha_p = 1$ e $P^{esp} = P^{operativo}$).	46
5.7	Geração e Desvio de Potência ($\alpha_q = 1$ e $Q^{esp} = \frac{Q^M + Q^m}{2}$).	48
5.8	Demanda e Margem de Potência ($\alpha_q = 1$ e $Q^{esp} = \frac{Q^M + Q^m}{2}$).	48
5.9	Varição de ω_q , $\alpha_q = 1.0$ e $Q^{esp} = \frac{Q^M + Q^m}{2}$	49
5.10	Varição de ω_q , $\alpha_q = 1.0$ e $Q^{esp} = \frac{Q^M + Q^m}{2}$	49
5.11	Varição de ω_q , $\alpha_q = \frac{1}{Q^M - Q^m}$ e $Q^{esp} = \frac{Q^M + Q^m}{2}$	50
5.12	Varição de ω_q , $\alpha_q = \frac{1}{Q^M - Q^m}$ e $Q^{esp} = \frac{Q^M + Q^m}{2}$	50
5.13	Resultado da fixação dos taps, $\alpha_q = \frac{1}{Q^M - Q^m}$	51
5.14	Resultado da fixação dos taps, $\alpha_q = \frac{1}{Q^M - Q^m}$	51
5.15	Valores encontrados a partir da variação dos pesos.	52
5.16	Esforço computacional em segundos.	55

Capítulo 1

Introdução

1.1 Panorama do Setor Elétrico

O crescente aumento da demanda associado à falta de investimentos na expansão e na manutenção dos sistemas de energia elétrica tem aumentado a dificuldade de atender cargas de níveis elevados, satisfazendo os níveis exigidos pelos órgãos reguladores, quando o sistema opera próximo ao seu limite de carregamento. Além disto, com a desregulamentação do mercado de energia elétrica, a malha de transmissão passou a ser utilizada sob condições de operação para as quais ela não havia sido em princípio projetada. Por esta razão, dificuldades no seu controle têm surgido freqüentemente, uma vez que parte da potência produzida pelas empresas geradoras é vendida a outras empresas responsáveis por sua transmissão e distribuição.

Dentre os vários problemas que decorrem do excesso de carregamento de um sistema de potência, um dos mais importantes diz respeito ao nível da magnitude da tensão. Sob condições de demanda crítica, este nível pode não apenas se tornar extremamente baixo como também a estabilidade de tensão da rede elétrica pode ficar comprometida. Por esta razão, torna-se importante saber quão distante se encontra um ponto de operação base do limite de estabilidade de tensão do sistema e quais as medidas que podem ser tomadas preventivamente para colocá-lo a uma distância segura desse limite.

Os fenômenos de estabilidade de tensão estão diretamente ligados ao Fluxo de Potência reativa nas linhas de transmissão, ao comportamento das cargas face às variações de tensão, a ação de dispositivos de controle de tensão, à limitação de sobre-excitação de geradores, entre outros (BANSILAL; THUKARAM; PARTHASARATHY, 1996).

A perda de estabilidade de tensão ocorre quando há um declínio progressivo e descontrolado da tensão do sistema após o mesmo ter sido submetido a um distúrbio, a um aumento de carga ou mudanças nas suas condições, como a saída de um gerador (GREENE; DOBSON; ALVARADO, 1997).

Dispositivos de controle de tensão dos geradores, transformadores com variação automática de tap, capacitores chaveados, SVC (Static Var Compensators), etc., bem como as características de resposta das cargas à variações de tensão, exercem um papel importante no controle à instabilidade. O impacto desses equipamentos, bem como de seus limites, na obtenção das margens de estabilidade, assim como a identificação dos fatores, equipamentos, ou cargas, que mais afetam estas margens requerem, portanto, uma avaliação precisa.

1.2 Técnicas Utilizadas na Análise do Problema

Nessas condições, o aumento contínuo da demanda tem ocasionado o aparecimento de problemas de estabilidade de tensão na maioria dos sistemas de energia elétrica existentes. Em vista disso, esses fenômenos têm sido intensamente investigados e metodologias estáticas e dinâmicas propostas para a sua análise, assim como novas formas para um uso e controle mais eficientes do sistema de transmissão.

Os métodos dinâmicos, mais comuns para análise da estabilidade de tensão, envolvem simulação não-linear no domínio do tempo (normalmente para grandes perturbações) ou análise modal (para pequenas perturbações). Essas simulações requerem a modelagem dinâmica completa para o sistema em análise e reproduzem fielmente o fenômeno da instabilidade de tensão. Entretanto, esses métodos exigem enorme esforço computacional, além de não fornecer informações sobre o grau de estabilidade do sistema.

Os métodos de análise modal são de grande valia para a identificação de pontos de bifurcação (situações em que há perda de estabilidade), auxiliando também na escolha de ações preventivas e/ou corretivas, sendo capazes ainda de auxiliar na busca um ponto seguro para operação. Essa informação é obtida através do cálculo dos autovalores e autovetores críticos da matriz de estados do sistema, onde essa última deriva da linearização das equações algébricas e diferenciais não-lineares que descrevem a dinâmica de um sistema elétrico.

Já os métodos estáticos para análise da estabilidade de tensão buscam responder questões relativas às margens e aos mecanismos de instabilidade. Podem oferecer uma rápida e simples análise das condições críticas do sistema, associadas à singularidade da matriz Jacobiana do Fluxo de Potência, visto que tal singularidade pode representar, satisfazendo-se alguns critérios, instabilidade de tensão traduzida por uma bifurcação sela-nó da matriz de estados do modelo dinâmico linearizado.

Dentre os métodos estáticos, destacam-se as metodologias de curvas PV e QV, onde a primeira é normalmente usado para avaliar a margem de estabilidade de tensão do sistema como um todo, indicando a região em que o sistema pode encontrar um ponto de operação estável. Já a segunda, comumente complementa as análises do método de curvas PV, evidenciando as deficiências no suporte de potência reativa de uma barra, ou de um grupo específico de barras.

Seria muito útil ao operador do sistema elétrico se existisse um índice quantitativo que pudesse representar o máximo valor de demanda que o sistema pode atender mantendo a estabilidade de tensão. Ou ainda, um índice confiável que pudesse indicar o grau de estabilidade para um dado ponto de operação. Muitos índices têm sido propostos na literatura, normalmente estáticos e, portanto, baseados em alguma medida do grau de singularidade da matriz Jacobiana do fluxo de potência, identificado como o limite (estático) de estabilidade de tensão (KUNDUR, 1994; TAYLOR, 1994). Entretanto, como na região próxima ao limite de estabilidade os sistemas de energia apresentam um comportamento extremamente não-linear, um valor destes índices não é capaz de indicar, por si só, o grau de estabilidade do ponto de operação, ou a sua proximidade ao limite de estabilidade. Desta forma, este tipo de

método vem sendo progressivamente abandonado em estudos de estabilidade de tensão, e os métodos de cálculo ou estimação de margens vêm sendo priorizados para a análise estática da estabilidade de tensão.

1.3 Organização do trabalho

Este trabalho tem como objetivo gerar conhecimento sobre a importância de se conhecer o ponto de máximo carregamento em sistemas de potência, fornecendo condições para o entendimento do problema, das técnicas utilizadas para sua análise e de aplicação.

O Capítulo 2 apresenta uma breve descrição do problema de Fluxo de Potência Ótimo, com sua formulação e modelagem, as principais aplicações e alguns trabalhos desenvolvidos sobre o assunto.

No Capítulo 3 são sumarizados os métodos para determinação do carregamento crítico do sistema, com enfoque voltado aos métodos da continuação e métodos de otimização estática. É retratada nesse capítulo a importância de se estudar a condição de carregamento extremo do sistema e a aplicação prática desse estudo.

O Capítulo 4 descreve a metodologia desenvolvida para o estudo do máximo carregamento em sistemas de potência. São apresentadas as técnicas utilizadas no algoritmo proposto e o desenvolvimento matemático do problema. Uma atenção especial é dada a inclusão de restrições de reserva de potência na determinação do ponto crítico de carregamento do sistema.

Já no Capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos utilizando o algoritmo desenvolvido. O sistema teste IEEE 57 barras foi escolhido para descrição das soluções encontradas.

Finalmente, no Capítulo 6 são resumidas as conclusões e principais contribuições deste trabalho, juntamente com as sugestões para continuidade das pesquisas relativas ao mesmo.

Capítulo 2

Fluxo de Potência Ótimo

Este capítulo apresenta um panorama geral do problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO). Serão apresentados: a formulação básica do problema de otimização, as características da modelagem em termos de variáveis do sistema elétrico e alguns algoritmos para solução. Suas principais aplicações e vantagens também serão descritas, bem como alguns dos trabalhos desenvolvidos sobre o assunto.

2.1 Considerações Gerais

O Fluxo de Potência Ótimo é um problema de otimização não-linear que busca encontrar um conjunto de ajustes otimizados de variáveis de estado e controle da rede em regime permanente, a partir dos dados de carga e dos parâmetros do sistema. É também uma ferramenta numérica que auxilia na tarefa de encontrar o melhor ponto de operação para o sistema de potência.

Esta função é melhor compreendida observando-se o Fluxo de Potência Convencional. Neste, o objetivo é determinar as magnitudes e ângulos da tensão nas barras do sistema, a partir dos quais outras quantidades podem ser calculadas, satisfazendo as equações de balanço de potência para o sistema. As equações envolvidas neste processo são não lineares,

por isso admitem diversas soluções. Por outro lado, o problema de FPO otimiza uma função objetivo enquanto satisfaz o balanço de potência em cada barra, assim como a um conjunto de restrições físicas e operacionais impostas pelas limitações dos equipamentos e exigências de segurança.

A seleção do índice a ser otimizado depende do objetivo a ser alcançado na operação do sistema elétrico. No Despacho Econômico, que é um caso simples da aplicação de otimização estática a sistemas de potência, busca-se determinar a quantidade de potência ativa que cada gerador deve produzir de tal forma que o custo total de geração seja minimizado, sempre respeitando o balanço de potência total do sistema e as restrições operacionais. O objetivo também pode estar relacionado a segurança do sistema, de tal forma que serão encontrados os melhores ajuste nas variáveis de controle para que o sistema suporte uma perturbação como a saída de uma linha ou outro equipamento.

A utilização de técnicas de otimização para a operação do sistema elétrico não é nova. Uma das primeiras proposições neste assunto, foi feita por Carpentier, no início da década de 60. Esta abordagem consistia de uma formulação detalhada do problema de FPO, a partir do problema clássico de despacho econômico.

O trabalho de Dommel e Tinney (1968) apresenta um método iterativo que se baseia na direção do vetor gradiente reduzido, determinando ajustes nas variáveis de controle com o uso de uma direção definida pelo gradiente reduzido e, em seguida, as variáveis dependentes são calculadas através da solução das equações do Fluxo de Potência pelo Método de Newton-Raphson. Neste método, as restrições de desigualdade são tratadas por projeções e por penalidades.

Com o objetivo de melhorar a convergência do processo iterativo, Sun et al. (1984a) propôs a utilização de técnicas de Programação Quadrática Seqüencial ao problema de Fluxo de Potência Ótimo. Nesta abordagem, é realizada uma aproximação quadrática da função Lagrangeana. Para a solução das condições de otimalidade, é utilizado o Método de Newton e as restrições de desigualdade são tratadas como funções de penalidade no problema.

O método de Pontos Interiores foi desenvolvido por Karmarkar (1984) inicialmente para resolver problemas de Programação Linear. Esta abordagem foi estendida a problemas não lineares e atualmente é muito utilizada solução numérica do Fluxo de Potência Ótimo, devido ao seu desempenho e propriedades de convergência.

A versão Primal-Dual desse algoritmo com barreira logarítmica foi utilizado para resolver o FPO e as condições de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) satisfeitas utilizando o método de Newton. Muitos outros trabalhos foram desenvolvidos utilizando diferentes técnicas de programação não-linear na resolução de problema de FPO, mas até o presente, não existe uma abordagem, realmente robusta, confiável e rápida que atenda às necessidades dos centros de operação das concessionárias de energia elétrica.

2.2 O Problema de Otimização

Um problema no qual busca-se a minimização ou maximização de determinado índice de desempenho, através do ajuste das quantidades que podem ser controladas, com a solução das equações de balanço de potência em cada barra do sistema de potência e satisfazendo um conjunto de restrições de operação, pode ser entendido como um problema de Fluxo de Potência Ótimo. Em termos matemáticos este problema não-linear, estático, multivariável, com restrições de igualdade e desigualdade pode ser expresso pela Equação 2.1:

$$\begin{aligned} &\text{minimizar} && f(\mathbf{u}, \mathbf{x}) \\ &\text{sujeito a} && g(\mathbf{u}, \mathbf{x})=0 \\ &&& h^m \leq h(\mathbf{u}, \mathbf{x}) \leq h^M \end{aligned} \tag{2.1}$$

onde, \mathbf{u} é o vetor das quantidades controláveis; \mathbf{x} é o vetor das variáveis dependentes; $f(\mathbf{u}, \mathbf{x})$ é a função objetivo; $g(\mathbf{u}, \mathbf{x})$ é o vetor das funções não-lineares que representam as restrições de igualdade; $h(\mathbf{u}, \mathbf{x})$ é o vetor das funções não-lineares que representam as funções de desigualdades com seus limites superior e inferior, respectivamente.

Com esta representação, é possível obter um grande número de metodologias para a

solução deste problema, podendo ser diferenciadas basicamente de duas maneiras: o grau de precisão e os detalhes da modelagem do sistema de potência e a técnica numérica utilizada para executar a otimização.

Pode-se considerar que a modelagem é o processo de descrição matemática do comportamento físico, composta basicamente pelos seguintes pontos:

- a identificação das variáveis que devem ser consideradas no problema de otimização;
- a formulação analítica das restrições em termos das variáveis consideradas;
- a escolha da função objetivo, isto é, o índice a ser otimizado.

A técnica numérica diz respeito ao método de solução assim como aos detalhes numéricos dos passos do algoritmo utilizado. Este aspecto está relacionado à seleção dentre as variações disponíveis das técnicas de Programação Linear Seqüencial (STOTT; MARINO, 1979; ALSAC; BRIGHT; STOTT, 1990), Métodos de Programação Não-Linear como de Programação Quadrática e Métodos do tipo Newton Lagrangeanos (BURCHETT; HAPP; VIERATH, 1982; SUN et al., 1984b).

O problema de Fluxo de Potência Ótimo mostrado aqui é considerado invariante no tempo (estático). Devido a sua dimensão e também à natureza das não-linearidades envolvidas, muitos fatores dificultam a obtenção de uma metodologia de solução eficiente. As características requeridas de qualquer método de solução envolvem:

- confiabilidade de convergência;
- baixos tempos de processamento para a obtenção de solução;
- requisitos de memória moderados;
- versatilidade para lidar com diferentes tipos de função objetivo;
- simplicidade na formulação.

As variáveis envolvidas em um problema de Fluxo de Potência Ótimo podem ser divididas em dois grupos:

- *Variáveis de Controle*: Aquelas que são monitoradas diretamente para se obter otimalidade desejada (geração de potência ativa e reativa, taps de transformadores, magnitude de tensão nas barras de geração, etc.)
- *Variáveis Dependente*: Aquelas cujo valor são dependentes das variáveis de controle (ângulo de tensão, Fluxo de Potência nas linhas, etc).

Outras variáveis também devem ser fixadas nos estudos em regime permanente, tais como demanda de potência ativa e reativa, topologia do sistema e coeficientes das funções objetivo.

Dois tipos de restrições devem ser observados no problema de otimização representado pela equação 2.1:

- *Restrições de Igualdade*: Também chamadas de restrições de carga, representam a relação entre as variáveis dependentes e independentes. Esta relação reflete o fato de que as demandas de potência ativa e reativa devem ser satisfeitas no ponto ótimo.
- *Restrições de Desigualdade*: São incluídas no problema para representar os limites físicos dos componentes e a prática de operação do sistema elétrico, conhecidas também como restrições operacionais.

Em sua forma original, todas as restrições pertinentes ao Fluxo de Potência Ótimo são não-lineares. Entretanto, da mesma forma que na solução do problema de Fluxo de Potência Convencional, a linearização sucessiva das equações envolvidas pode ser aplicada, assim como o desacoplamento entre as malhas potência ativa-ângulo da tensão e potência reativa-módulo da tensão podem ser vantajosamente explorado.

A escolha da função objetivo para o problema de FPO é efetuada com uma cuidadosa análise dos aspectos relacionados com economia e segurança do sistema. Apesar do grande

número de metodologias propostas para a solução desse problema, durante algum tempo houve dúvidas sobre se a modelagem de uma função objetivo deve ser feita de forma a torná-la apropriada ao algoritmo de otimização, ou vice-versa. Todavia, a despeito dessas dificuldades, muitas funções objetivo tem sido propostas, as quais podemos enquadrar em três principais classes de problemas:

- *Despacho Ótimo de Potência Ativa*: Mínimo Custo de Geração de Potência Ativa, Mínimo Desvio de uma Distribuição de Potência Ativa Pré-Especificada, Mínima Ação de Controle, Mínimo Corte de Carga, Mínima Violação dos Limites Operacionais;
- *Despacho Ótimo de Potência Reativa*: Mínima Perda de Potência Ativa nas Linhas de Transmissão, Mínima Somatória dos Limites Quadráticos Ponderados de uma Distribuição de Potência Reativa Pré-Especificada, Mínima Somatória dos Valores Absolutos da Injeções de Potência Reativa;
- *Despacho Simultâneo de Potência Ativa e Reativa*: Mínimo Desvio das Magnitudes de Tensão de um nível Pré-Especificado, Máximo Carregamento de Potência Ativa e Reativa.

Outros objetivos tem sido apresentados na literatura, a maioria relacionados ao aspecto de segurança do sistema de potência, dentre eles destacam-se: Mínimo Número de Unidades Re-despachadas, Minimização de Perdas de Potência Reativa nas Redes de Distribuição, Adição Mínima de Reativo na Rede Elétrica para a Convergência da Solução do Fluxo de Potência, entre outros.

2.3 Método Primal-Dual de Pontos Interiores

Os métodos de Pontos Interiores têm sido utilizados na solução de vários problemas de programação linear e não-linear de grande porte. Na área de estudo de Sistemas de Potência,

esta técnica vem sendo aplicada com bastante sucesso devido ao excelente desempenho, tanto em termos de eficiência como de robustez. O impulso significativo na aplicação desses algoritmos a problemas práticos foi consequência do trabalho de Karmarkar (1984). Desde então, outras pesquisas surgiram, resultando no desenvolvimento de versões alternativas do algoritmo original.

A solução do Problema 2.1 via algoritmos de Pontos Interiores em sua versão Primal-Dual requer a inicialização dos seguintes passos:

- transformação das restrições de desigualdade em restrições de igualdade através das variáveis de folga não negativas, isto é:

$$\begin{aligned} h(x) - s_l - h^m &= 0 \\ h(x) + s_u - h^M &= 0 \\ s_l, s_u &> 0 \end{aligned} \tag{2.2}$$

onde s_l e s_u são os vetores das variáveis de folga correspondentes as restrições de desigualdade;

- adição de uma função barreira logarítmica a função objetivo, ou seja:

$$f(x) - \mu[\sum \ln s_l + \sum \ln s_u] \tag{2.3}$$

- aplicação as condições de otimalidade no problema resultante, o qual é expresso como:

$$\begin{aligned} \text{minimizar} \quad & f(x) - \mu[\sum \ln s_l + \sum \ln s_u] \\ \text{sujeito a} \quad & g(x)=0 \\ & h(x) - s_l - h^m = 0 \\ & h(x) + s_u - h^M = 0 \\ & s_l, s_u > 0 \end{aligned} \tag{2.4}$$

A partir do Problema 2.4 é construída a Função Lagrangeana a qual serão aplicadas as

condições de Karush-Kuhn-Tuchker, resultando em um conjunto de equações não lineares que devem ser iguais a zero, para atender a condição de otimalidade de primeira ordem.

O próximo passo é a solução do conjunto de equações não-lineares, através do método de Newton, o que implica em resolver a cada iteração um sistema linear da forma:

$$W \cdot \Delta = -\nabla L_a \quad (2.5)$$

onde do lado esquerdo do sistema mostra produto da matriz Hessiana da Função Lagrangeana em relação as variáveis de otimização pelo vetor com os incrementos dados a essas variáveis, já o lado direito representa o gradiente da função objetivo.

Esse passo equivale a fazer uma aproximação quadrática da Função Lagrangeana (via expansão em série de Taylor até o termo de segunda ordem) e minimizar a referida aproximação.

O primeiro método de pontos interiores polinomial para Programação Linear foi desenvolvido por Karmarkar (1984). Atualmente, os métodos primais-duais são considerados os mais eficientes e o desempenho destes métodos para problemas quadráticos convexos com variáveis separáveis é similar ao desempenho apresentado para problemas lineares. Em particular, o esforço por iteração é praticamente o mesmo.

O método de pontos interiores primal-dual pode ser desenvolvido através da aplicação do método de Newton às condições de otimalidade, desconsiderando-se as restrições de não-negatividade e incluindo uma perturbação (μ) nas condições de complementaridade. O método parte de um ponto estritamente positivo e não permite que as variáveis se tornem negativas.

2.4 Aplicações e Vantagens do FPO

Por ser uma ferramenta para estudo tanto de curto como de longo prazo, diversos são os modos de aplicação do programa computacional de Fluxo de Potência Ótimo. As seções seguintes destacam algumas importantes aplicações.

2.4.1 Planejamento da Operação

Para área de estudos da operação e até mesmo da expansão do sistema elétrico. Entre os principais objetivos podemos classificar:

- Redução do custo de geração através do despacho econômico de potência ativa e reativa ao longo de um horizonte estabelecido;
- Controle do intercâmbio de potência nas situações em que se pode tirar proveito do baixo custo de energia em determinadas regiões a partir do intercâmbio entre áreas;
- Construção de modelos de operação, principalmente nos casos onde é requerida a análise de inclusão de compensação reativa no sistema;
- Redução dos fluxos de potência reativa e perdas de potência ativa nas linhas de transmissão.

2.4.2 Operação em Tempo-Real

Onde o operador pode usar o FPO como instrumento para decisão para a operação do sistema de potência. Dentre as principais aplicações podemos destacar:

- Determinação de soluções corretivas para o caso de ocorrência de variações na carga ou de contingências previstas ou não, esta ferramenta pode ser usada para determinar o novo ponto de operação ou um ponto com menor desvio da solução anterior;

- Na saída forçada de uma linha de transmissão, com violação dos limites de transmissão pela outras linhas em operação e das magnitudes de tensão nas barras do sistema, o FPO pode determinar a nova distribuição de potência gerada ou estabelecer um novo perfil de tensão nodal, tal que as violações sejam eliminadas;
- Despacho de segurança usando o estado atual da rede ou previsão de carga a curto prazo com as devidas restrições de segurança.

2.4.3 Outras aplicações e vantagens

Outras aplicações do FPO podem ser citadas como estudos de instabilidade de tensão, determinação de custos dos mais variados tipos (marginais de potência ativa e reativa, perdas, spot, etc.), determinação de despacho de segurança entre outros.

Um programa de Fluxo de Potência Ótimo traz várias vantagens por ser de grande flexibilidade e com uma grande qualidade nas soluções. Podemos destacar algumas dessas vantagens como segue:

1. As soluções são vistas sob o ponto de vista global do sistema;
2. As equações do sistema são expressas no nível de barra (lei de Kirchhoff), e portanto a rede elétrica é representada da mesma forma que nos estudos de Fluxo de Potência Convencional;
3. Há múltiplas possibilidades de índices de desempenho, devendo cada uma delas refletir a prática de operação da concessionária;
4. É possível formular a grande maioria das restrições operativas de interesse. Ao contrário dos métodos convencionais de solução das equações da rede, os limites físicos dos equipamentos também podem ser modelados;
5. As equações de Fluxo de Potência da rede são resolvidas simultaneamente com minimização do custos de geração, portanto, perdas incrementais exatas;

6. Todos os limites podem ser incluídos, como limites de potência reativa, tensão e fluxo nas linhas:

- $Q^m \leq Q \leq Q^M$
- $V^m \leq V \leq V^M$
- $t_{ij}^m \leq t_{ij} \leq t_{ij}^M$

7. As restrições de segurança podem ser consideradas:

- $V_k^m \leq V_k$ com linha i-j fora $\leq V_k^M$
- $t_{ik}^m \leq t_{ik}$ com linha i-j fora $\leq t_{ik}^M$

8. Mais variáveis de controle além das potências geradas.

- Tensões de saídas dos geradores;
- Taps de transformadores;
- Taps de transformadores defasadores;
- Ajustes de bancos de capacitores chaveados;
- Alívio de carga;
- Fluxo de Potência em linhas CC.

9. Possibilidade de se utilizar diferentes funções-custo.

2.5 Fluxo de Potência Ótimo Multi-Objetivo

Para otimização de mais de uma função objetivo, é recomendado o uso do FPO Multi-Objetivo, pois com ele pode-se manipular facilmente objetivos conflitantes, obtendo um conjunto de soluções ótimas. Podem ser vistas na literatura aplicações do FPO Multi-Objetivo como a minimização simultânea do custo de geração e das das perdas nas linhas de transmissão (WADHWA; JAIN, 1990).

Dentro deste universo de soluções encontrado, denominado *Conjunto de Pareto*, será escolhida a que melhor se adapte a condição de operação desejada. Como este conjunto é compreendido apenas de soluções ótimas, estão sendo desenvolvidos trabalhos e critérios de busca para a escolha da melhor solução dentro deste conjunto para determinadas condições operativas. Dentre eles podemos destacar Nangia, Jain e Wadhwa (1997).

Para o cálculo do conjunto de Pareto, vários métodos foram propostos, mas duas técnicas se destacam por sua eficiência e simplicidade. São elas: o método dos pesos e a método das restrições (BERIZZI et al., 2001; BERIZZI; BOVO; MARANNINO, 2001). O método dos pesos consiste em atribuir graus diferentes de importância a cada função objetivo a ser otimizada. A variação desses pesos irá gerar o conjunto de Pareto.

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum_{n=1}^n \omega_n f_n(x) \\ \text{subject to} \quad & g(x)=0 \\ & h(x) \leq 0 \end{aligned} \tag{2.6}$$

onde $\omega_n \geq 0$ e $\sum \omega_n = 1$.

No método das restrições uma função objetivo é tratada como mestre, as outras são transformadas em restrições adicionais do problema, consideradas como funções objetivo escravas. Esta formulação para o problema é a seguinte:

$$\begin{aligned} \min \quad & f(x) \\ \text{subject to} \quad & g(x)=0 \\ & h(x) \leq 0 \\ & f_n(x) \leq \epsilon_n \end{aligned} \tag{2.7}$$

Neste caso, o Conjunto de Pareto é determinado pela variação do valor do parâmetro ϵ_n . Existem trabalhos que buscam a melhor distribuição dos pesos para formação do Conjunto de Pareto (NANGIA; JAIN; WADHWA, 1998), buscando assim encontrar o grupo de soluções ótimas que melhor atenda a necessidade de operação.

Capítulo 3

Máximo Carregamento

Este capítulo apresenta os fundamentos para o estudo do máximo carregamento em sistemas de potência a partir da modelagem estática do mesmo. São sumarizados os métodos para a determinação de seu carregamento crítico, tendo como enfoque principal o método da continuação e os fundamentos do uso de algoritmos de otimização.

3.1 Considerações Gerais

Com o agravamento das condições de operação do sistema de energia elétrica, conhecer a máxima demanda de um sistema de energia elétrica significa saber o quão longe se encontra do ponto de instabilidade ou até mesmo de colapso de tensão (TAYLOR, 1994). Este é um importante índice a ser determinado, pois cada vez mais os sistemas tendem a trabalhar próximos a seus limites físicos. Dentre os principais fatores que levam a esse agravamento podemos citar:

- o aumento rápido e desordenado da demanda de potência ativa e reativa. Como as tensões estão fortemente associados a essas demandas, variações bruscas de carga resultam em modificações nesse perfil, levando, em casos extremos, a rede elétrica à situações nas quais não é possível a determinação de um ponto de operação viável. É

conhecido que essas condições críticas de tensão são, em geral, causadas pela falta de suporte de potência reativa durante o crescimento súbito da carga;

- restrições ambientais e econômicas na construção de novas linhas de transmissão e unidades geradoras aumentam ainda mais o tempo exigido para que as melhorias no sistema elétrico sejam planejadas e executadas;
- a ocorrência de contingências não previstas durante a operação do sistema de energia elétrica que podem levar a violações dos limites de tensão nas barras, por efeito da saída de transformadores e/ou outros equipamentos de controle de tensão.

Sob essa condição de carregamento excessivo do sistema, a obtenção de soluções reais para as equações da rede elétrica é dificultada pela singularidade da matriz Jacobiana do Fluxo de Potência Convencional na fronteira da região das soluções viáveis.

Portanto, no planejamento da operação e na própria operação do sistema é de fundamental importância dispor de ferramentas computacionais que forneçam soluções que satisfaçam o balanço de potência em cada barra e respeitem as limitações físicas dos equipamentos, sob contingências severas e na condição de carregamento extremo (TAKAHATA et al., 1999). Além disso, esses aplicativos devem ter a capacidade de indicar as possíveis medidas corretivas para a restauração de uma condição segura de operação do sistema (GRANVILLE; MELLO; MELO, 1996).

A determinação da demanda crítica consiste em calcular o máximo valor carga, de forma que os balanços de potências em cada barra sejam satisfeitos. Em (AJJARAPU; LAU; BATTULA, 1994), uma seqüência de soluções do Fluxo de Potência é determinada através do Método da Continuação descrito por Seydel (1994).

A Figura 3.1 mostra as regiões de solução do problema de Fluxo de Potência, selecionadas com base em dois tipos de restrição:

- restrição de carga, onde o balanço de potência em cada barra seja deve ser satisfeito;

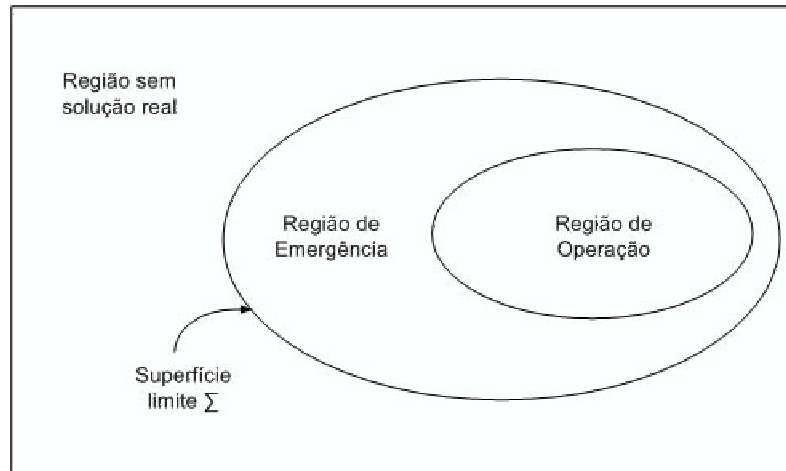


Figura 3.1: Regiões de solução do Fluxo de Potência Convencional

- restrição de operação, a qual requer que os limites de capacidade dos equipamentos e de prática de operação sejam satisfeitos.

Essas regiões são definidas da seguinte forma:

- região sem solução real, na qual as equações do Fluxo de Potência Convencional não apresentam nenhuma solução real. Tentativas de operação do sistema nessa região podem conduzir o mesmo a instabilidade ou até mesmo ao colapso de tensão (TAYLOR, 1994). Carregamento excessivo e/ou contingências podem ocasionar a não existência de soluções;
- região de operação, caracterizada por pontos de operação nos quais as equações da rede elétrica possuem solução real e não há violação dos limites operacionais e/ou de capacidade dos equipamentos, considerada a região ideal para operação do sistema;
- região de emergência, na qual as equações estáticas do Fluxo de Potência apresentam solução real, porém com violação de limites operacionais e/ou de capacidade. Em geral, o sistema pode operar nessa região por um intervalo de tempo limitado.

Observe que as regiões de emergência e de operação possuem solução para as equações da rede elétrica. O espaço formado pela união destas duas regiões é chamado de região das

soluções viáveis ou factíveis. Nessa região, as equações do Fluxo de Potência possuem duas soluções, uma das quais é utilizada para fins operativos da rede elétrica.

Na superfície limite que separa as regiões com e sem solução do Fluxo de Potência (denotada por Σ na Figura 3.1), as equações estáticas do Fluxo de Potência apresentam uma única solução e a matriz Jacobiana do Fluxo de Potência Convencional torna-se singular. Observa-se que, à medida em que as soluções do fluxo de carga se aproximam da superfície Σ , estas soluções se aproximam uma da outra até que ambas são coincidentes e se localizam em uma *bifurcação sela-nó*. Neste ponto, o sistema, em geral, fica sujeito a problemas de instabilidade de tensão (CAÑIZARES; ALVARADO, 1993).

Em geral, o problema de instabilidade de tensão está fortemente relacionado a uma condição de operação extrema em termos de carga reativa. É necessário estudar o comportamento do sistema em pontos de alto carregamento, pois isto possibilita determinar tanto índices de proximidade como margens de segurança (CUTSEM, 1991), que representa o nível de robustez do sistema em relação a estabilidade de tensão.

3.2 Abordagem Estática

As redes elétricas operam em geral em regime dinâmico lento, o que possibilita a utilização de modelos estáticos na análise de uma grande variedade de problemas relativos a operação do sistema.

No caso da estabilidade de tensão, métodos baseados em modelos estáticos são capazes de fornecer com relativa facilidade e precisão, índices de proximidade ao ponto crítico de carregamento do sistema, margens de carregamento e subsídios para identificação das áreas instáveis sob o ponto de vista da tensão.

Para determinar estes tipos de soluções (máxima demanda a ser atendida e índices de estabilidade de tensão), onde soluções reais para as equações da rede elétrica sob condições de

carregamento crítico é dificultada pela singularidade da matriz Jacobiana, diversas metodologias são propostas na literatura, tais como:

- Fluxo de Potência com Controle de Passo (DEHNEL; DOMMEL, 1989);
- Técnica do autovalor à esquerda da Matriz Jacobiana Singular (OVERBYE, 1994);
- Métodos de Otimização (GRANVILLE; MELLO; MELO, 1996).

As técnicas baseadas na solução do Fluxo de Potência com controle de passo, não levam em consideração a distância do ponto de operação referente à demanda inicial. Essas abordagens consistem em extensões do método de Newton-Raphson convencional e a principal modificação é o uso de um fator de passo para atualizar as variáveis do Fluxo de Potência. Para os casos onde não existe solução real, um controle de passo tendendo a zero é acrescentado para evitar a divergência do processo.

A utilização do autovetor à esquerda associado ao autovalor nulo da matriz Jacobiana singular permite determinar uma solução de mínima norma euclidiana, no sentido do ponto de operação ser o mais próximo possível da especificação da demanda. Esta técnica alia a simplicidade das abordagens baseadas no método de Newton-Raphson com controle de passo com as informações fornecidas pelo autovetor à esquerda, o que resulta em desbalanços de potência mínimos interpretados como o alívio de carga que deve ser feito para que a solução real das equações da rede elétrica seja restaurada.

Já as técnicas de otimização permitem a incorporação de restrições de desigualdade na sua modelagem, de modo a fornecerem soluções do Fluxo de Potência no interior da região operativa do sistema. O ponto de operação de máxima carga obtido via otimização não apresenta a matriz Jacobiana do Fluxo de Potência singular, ou seja, este ponto não é o ponto crítico de demanda do sistema (*ponto de bifurcação sela-nó*).

3.3 Determinação do Máximo Carregamento

O ponto de máximo carregamento é um índice crucial em sistema de potência que vem recebendo maior atenção recentemente. O estudo deste problema se move em duas direções diferentes. A primeira calcula índices de estabilidade de tensão assumindo alguns pontos de geração. O método da continuação é um dos mais promissores neste sentido. A segunda enfatiza o ajuste ótimo de geração e carga e considera o problema como um Fluxo de Potência Ótimo. As duas metodologias para a determinação do carregamento máximo do sistema em termos de demanda são descritas a seguir.

3.3.1 Método da continuação

Os métodos da continuação são ferramentas úteis para gerar curvas através do cálculo repetitivo ponto a ponto e são usados em muitos problemas de engenharia, inclusive em sistemas de potência. Sua principal aplicação nessa área é a construção de curvas onde é feita a análise da tensão de uma determinada barra a partir do incremento de carga no sistema.

Esses métodos utilizam um Fluxo de Potência convencional alternado com um processo de estimação do aumento da demanda, com o objetivo de determinar o ponto crítico de um sistema de equações não lineares parametrizadas. A cada solução convergida, o valor da demanda é aumentado e a correspondente solução das equações da rede obtida. Este processo iterativo prossegue até que o incremento a ser aplicado a demanda torne-se negativo. Isso indica que atingiu o ponto crítico da curva PV. Pode-se citar os trabalhos de Ajjarapu, Lau e Battula (1994) e Cañizares e Alvarado (1993) referentes à determinação dessa curva.

A parametrização das equações convencionais da rede elétrica é a principal estratégia para facilitar a aproximação do ponto crítico via Método de Newton-Raphson modificado. Várias versões do Método da Continuação têm sido relatadas na literatura, com ênfase nas estratégias de uso das relações de sensibilidade entre as variáveis do sistema de potência, disponíveis como subproduto do processo iterativo. Essas estratégias permitem determinar

índices de proximidade do ponto de carregamento crítico, barras críticas e geradores e linhas importantes para a manutenção da estabilidade de tensão.

Para estabelecer o procedimento utilizado no Método da Continuação, as equações convencionais do Fluxo de Potência são parametrizadas pelo fator ρ , sendo expressas por:

$$\begin{aligned} (P_{g_o} + \rho\Delta P_g) - (P_{d_o} + \rho\Delta P_d) - P(V, \delta) &= 0 \\ (Q_{g_o} + \rho\Delta Q_g) - (Q_{d_o} + \rho\Delta Q_d) - Q(V, \delta, a) &= 0 \end{aligned} \quad (3.1)$$

onde P_{g_o} e Q_{g_o} são as gerações especificadas de potência ativa e reativa, respectivamente, P_{d_o} e Q_{d_o} são as demandas especificadas de potência ativa e reativa, respectivamente, ΔP_d e ΔQ_d são os incrementos de carga de potência ativa e reativa, com ΔP_g sendo o incremento de geração ativa e (V, δ) são os ângulos e as magnitudes de tensões das barras do sistema.

O Método da Continuação emprega um esquema de predição-correção para a busca da solução de máximo carregamento. Este esquema automatiza a obtenção do ponto crítico, determinando uma sequência de soluções do Fluxo de Potência. Na solução de um caso base, a aplicação desta técnica é fundamentada no seguinte procedimento:

- determinar uma predição linear da nova solução para um especificado valor do parâmetro da carga. Esta predição é baseada na linearização das equações do Fluxo de Potência parametrizadas, tal que essas equações não são satisfeitas no ponto predito;
- corrigir a solução predita através da resolução de um Fluxo de Potência Newton- Raphson modificado.

A aplicação desse processo de predição-correção pode ser visto na Figura 3.2. A partir de uma solução conhecida (A) o preditor é utilizado para estimar a próxima solução (B) para um acréscimo de carga pre-estabelecido. O passo corretor então determina a solução exata (C) utilizando métodos de Fluxo de Potência convencionais com o sistema na nova condição de carga. Os novos valores de tensão para o próximo aumento de carga são estimados por um novo preditor. Se a nova carga estimada (D) está agora além da máxima carga na solução

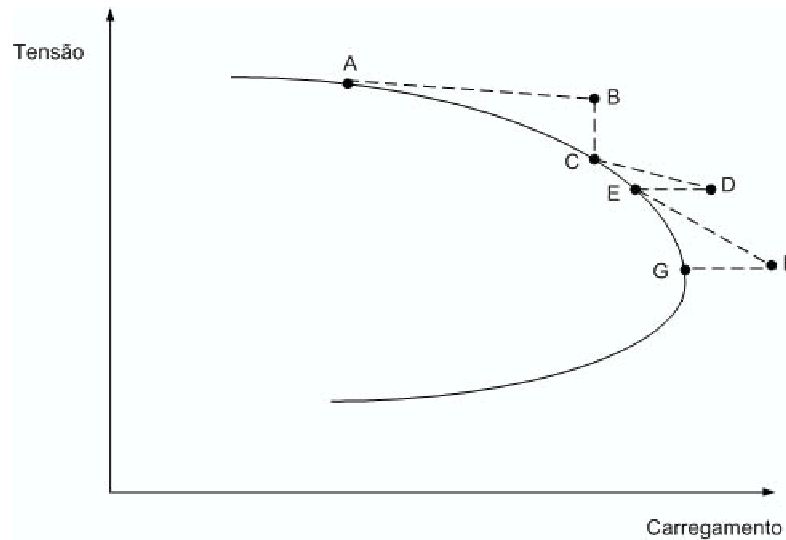


Figura 3.2: Preditor Corretor

exata, o passo corretor com a carga estabelecida pode não convergir. Conseqüentemente um passo corretor com um valor de tensão fixo na barra é utilizado para encontrar a solução exata (E). Como o limite de estabilidade de tensão é atingido, para determinar a carga máxima exata o tamanho do aumento de carga deve ser reduzido gradualmente durante os próximos passos preditores.

Nesta curva, observa-se que para cada nível de demanda existem duas soluções em termos de magnitude da tensão, uma considerada estável e uma instável. Na região superior da curva PV da Figura 3.3 (região estável), um aumento na demanda resulta num desbalanço de potência reativa, tal que a magnitude da tensão do sistema tende a diminuir. Já na parte inferior da curva (região instável), um aumento na demanda causa uma elevação na magnitude da tensão do sistema.

O extremo da curva é o chamado ponto crítico ou ponto de *bifurcação sela-nó*. Neste ponto de bifurcação, um autovalor da matriz Jacobiana da solução do Fluxo de Potência via Newton-Raphson se torna zero, isto é, esta matriz se torna singular. Logo, para pontos de operação próximos ao ponto crítico, a matriz Jacobiana se torna numericamente mal-condicionada (CAÑIZARES; ALVARADO, 1993).

Através do método de Fluxo de Potência Convencional, pode-se obter pontos próximos

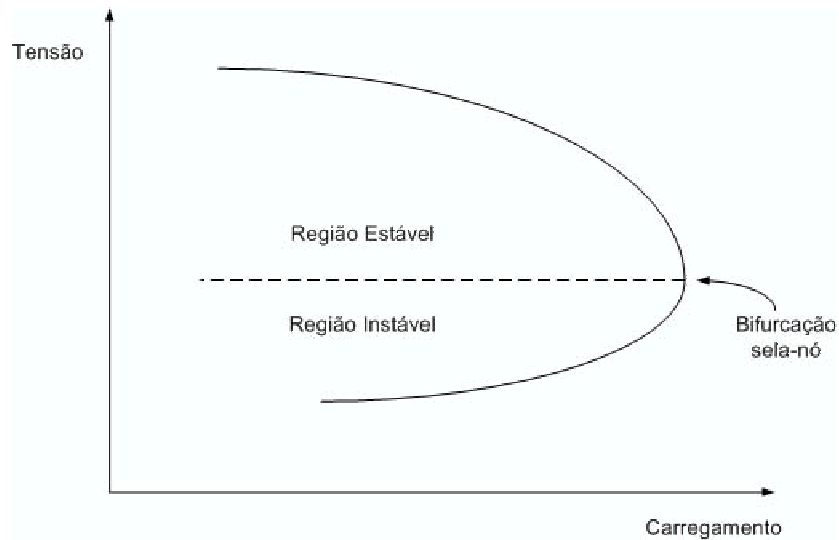


Figura 3.3: Curva PV - Regiões de operação

ao ponto de máximo carregamento, desde que uma técnica de controle de passo adequada seja utilizada. Mas para a obtenção de qualquer ponto sobre a curva PV é mais adequada a utilização de métodos de continuação como ferramenta computacional.

3.3.2 Técnicas de Otimização

Os métodos de otimização visam identificar a máxima carga que pode ser atendida pelo sistema através da busca de um ajuste ótimo para os controles, obtendo-se uma solução das equações da rede elétrica que satisfaça as restrições de carga e operacionais. Essas técnicas permitem a incorporação de restrições de desigualdade na sua modelagem, de modo a fornecer soluções do Fluxo de Potência no interior da região operativa do sistema.

O cálculo de margens de carregamento do sistema consiste em determinar, a partir de um ponto onde o Fluxo de Potência tem uma solução, o máximo aumento de carga até se atingir o ponto de colapso de tensão. Desta forma, a margem de carregamento é uma medida da distância para o colapso (GRANVILLE et al., 1999; FERREIRA; SOUZA; GRANVILLE, 1999). O máximo carregamento é um índice estático de estabilidade de tensão e pode ser incorporado à formulação do Fluxo de Potência Ótimo (KUBOKAWA et al., 1999).

Para determinação da máxima demanda suprida pelo sistema, mantendo-se o fator de potência constante e satisfazendo as restrições operacionais, pode-se formular analiticamente o problema de otimização da seguinte forma:

$$\begin{aligned} & \text{maximizar } \rho \\ & \text{sujeito a } \quad g(x, \rho) = g(x) + \rho D \\ & \quad \quad \quad l \leq h(x) \leq u \end{aligned} \quad (3.2)$$

onde, ρ é um fator que parametriza as demandas de potências ativa e reativa e o vetor $g(x, \rho)$ é composto das equações de balanço de potência parametrizadas. O grupo de equações de $g(x)$ corresponde as equações do Fluxo de Potência convencional. D é a direção do vetor de incremento de carga. As inequações $l \leq h(x) \leq u$ são os limites inferiores e superiores dos equipamentos, que podem ser limites de tensão, tapas de transformadores LTC, ângulos das barras, potências ativas e reativas dos geradores e limites de potência ativa e reativas das linha de transmissão.

Para as barras de geração, a direção de variação das demandas de potências ativa e reativa pode ser feita igual a zero. Isto implica que, nestas barras, toda a demanda é atendida localmente. O mesmo artifício é utilizado para as barras de injeção nula, de modo que, ao final do processo iterativo, a restrição de injeção de potência nula nestas barras seja satisfeita. As barras PQ, consideradas no presente contexto, são aquelas que efetivamente possuem demanda de energia elétrica ou são barras de injeção nula.

A solução do problema de otimização voltado à obtenção do máximo carregamento em sistemas de potência fornece:

- a solução das equações da rede elétrica correspondente ao suprimento da máxima demanda encontrado no processo de otimização, respeitando os limites estabelecidos no problema através das restrições impostas;
- os multiplicadores de Lagrange referentes ao balanço de potência ativa e reativa nas barras de carga.

- os multiplicadores duais referentes as restrições de desigualdade ativas (no limite).

O algoritmo Preditor-Corretor de Pontos Interiores é aplicado em (IRISARRI et al., 1997) para a determinação da solução operacional correspondente à demanda crítica operacional. Nessas abordagens, a distribuição de potência gerada é estabelecida sem nenhum objetivo adicional além do suprimento da demanda.

A combinação do Método da Continuação com a versão não-linear do algoritmo Primal-Dual de Pontos interiores é utilizada em (ALMEIDA; SALGADO, 2000) para a determinação de uma seqüência de soluções ótimas, a partir de um caso base até o ponto de carregamento crítico operacional. Apesar de que uma distribuição de potência gerada de mínimo custo é determinada para cada solução desta seqüência, um elevado esforço computacional é requerido para a obtenção destas soluções.

Pode ser vista em (YOUJIE; MCCALLEY; VITTAL, 2000) uma simplificação no método de pontos interiores e sua aplicação em vários problemas de otimização, analisando os fatores que influenciam a velocidade e convergência desse novo algoritmo. Esta técnica mostra a robustez do uso do método de pontos interiores no estudo do máximo carregamento de sistema de potência. Já em (CAÑIZARES, 1998), técnicas de otimização são utilizadas para o estudo do ponto de colapso de tensão.

Capítulo 4

Metodologia Proposta

Este capítulo apresenta a metodologia utilizada para determinação do máximo carregamento mantendo reservas de potência ativa e reativa. São apresentados desenvolvimentos matemáticos e as técnicas utilizadas para formulação e solução deste problema.

4.1 Considerações Gerais

O trabalho apresenta a aplicação de um método de otimização estática para determinar a máxima demanda a ser atendida sob condições operativas, garantindo simultaneamente a manutenção de margens de potências ativa e/ou reativa geradas (FERNANDES; SALGADO; BARBOZA, 2006b).

Para encontrar este conjunto de soluções, o problema de maximização do carregamento é formulado com a inclusão de duas restrições de desigualdade, relacionadas diretamente aos desvios de um despacho de potência pré-especificada. Na solução obtida através desta formulação, a demanda é maximizada e as margens de potência são ajustadas. Ambas as restrições são expressas em termos do desvio de um nível de geração de potência pré-estabelecido (FERNANDES; SALGADO; BARBOZA, 2006a).

Um dos aspectos importante da abordagem proposta é o uso de limites variáveis para

a definição dessas restrições, que fazem parte do processo de otimização do problema. A utilização da metodologia proposta fornece soluções nas quais a demanda é maximizada juntamente com as margens de potência ativa e/ou reativa.

4.2 Formulação Matemática do Problema

Esta seção apresenta a construção do problema de otimização proposto. Foi utilizado o método não linear de otimização por pontos interiores para determinação do máximo carregamento, segundo Irisarri et al. (1997), onde a demanda parametrizada de cada barra é maximizada numa direção de variação pré-definida. A partir dessa formulação foram incluídas as restrições de reserva de potência ativa e reativa.

4.2.1 Função Objetivo

A função objetivo a ser otimizada no problema proposto é a seguinte:

$$\text{maximizar } f(x) = \omega_o \rho - \omega_p \rho_p - \omega_q \rho_q \quad (4.1)$$

onde ρ é o parâmetro de carga, ρ_p é o limite do desvio de potência ativa, ρ_q é o limite do desvio de potência reativa e ω_o , ω_p e ω_q são os pesos de cada função objetivo. O sinal negativo nos termos respectivos da função objetivo garante que as variáveis não negativas ρ_p e ρ_q são minimizadas.

Os fatores de ponderação estão diretamente associados à importância dada as respectivas variáveis na solução do problema de otimização. As suas especificações possibilitam obter soluções que privilegiam a margem de carregamento e/ou a margem de potência ativa e/ou a margem de potência reativa.

A atribuição dos pesos pode ser feita de uma forma uniforme para todos os objetivos em estudo ou separadamente. Se a análise for voltada apenas à reserva de potência ativa do

sistema, onde se deseja ter uma folga para as máquinas geradoras, maiores pesos devem ser atribuídos ao índice ω_p . Para o caso da necessidade de uma certa reserva de potência reativa para o sistema, visando trabalhar o sistema com um suporte melhor de potência reativa para manter níveis aceitáveis de tensão nas barras, recomenda-se trabalhar com pesos maiores para o índice ω_q . Já para uma distribuição linear de reserva de potência, as restrições devem ser usadas em conjunto, visando uma melhoria para o sistema em todos os aspectos.

A modelagem proposta para a função objetivo pode ser interpretada como sendo um problema de otimização multiobjetivo (BERIZZI et al., 2001), onde é desejado maximizar a demanda minimizando-se simultaneamente os desvios (ou maximizando-se as margens de geração de potência).

Esse tipo de abordagem pode ser vista em (NANGIA; JAIN; WADHWA, 1998), onde através do método dos pesos, otimiza-se duas funções objetivo ao mesmo tempo, custo de geração e perdas de transmissão, obtendo o conjunto de soluções através da atribuição de pesos para essas funções.

4.2.2 Conjunto de Restrições

As restrições de igualdade, também conhecidas como restrições de carga, representam o balanço de potência ativa e reativa que devem ser satisfeitos na solução ótima. Para formular o problema de determinação da máxima demanda que pode ser suprida num sistema de potência operando em regime permanente, a carga de cada barra é parametrizada por um escalar ρ , sendo analiticamente expressas por:

$$\begin{aligned} P_g - (P_{d_o} + \rho\Delta P_d) - P(V, \delta, a) &= 0 \\ Q_g - (Q_{d_o} + \rho\Delta Q_d) - Q(V, \delta, a) &= 0 \end{aligned} \tag{4.2}$$

onde P_g e Q_g são as potências ativa e reativa geradas, P_{d_o} e Q_{d_o} são as demandas de potência ativa e reativa, ΔP_d e ΔQ_d representam os incrementos de carga multiplicados pelo fator ρ que será maximizado. Os termos $P(V, \delta, a)$ e $Q(V, \delta, a)$ correspondem as injeções de potência

ativa e reativa em cada barra do sistema. Este parâmetro ρ , maximizado na função objetivo, será o incremento imposto a carga até o ponto de máximo carregamento atendendo as restrições impostas ao problema.

As potências ativa e reativa são calculadas em função das variáveis de otimização (V, δ, a) . As restrições podem ser vistas abaixo:

$$\begin{aligned} P_g^m \leq P_g &= (P_{d_o} + \rho \Delta P_d) + P(V, \delta, a) \leq P_g^M \\ Q_g^m \leq Q_g &= (Q_{d_o} + \rho \Delta Q_d) + Q(V, \delta, a) \leq Q_g^M \end{aligned} \quad (4.3)$$

onde P_g e Q_g correspondem as potências ativa e reativa geradas e os índices m e M denotam os limites inferior e superior de cada unidade geradora, respectivamente.

Estes são os valores de potência ativa e reativa que as máquinas devem gerar para atender a demanda imposta pelo sistema. Quando o suprimento da demanda não é viável, a matriz Jacobiana tem posto deficiente e pelo menos um multiplicador de Lagrange tende a infinito. A não factibilidade da solução pode ser resultante de um ponto de carregamento além do ponto sela-nó, provocando a não convergência do processo de otimização.

Diferentemente do ângulo da tensão nas barras, as variáveis de otimização (V, a) estão sujeitas às restrições de operação e são monitoradas diretamente pelo processo de otimização. As restrições de desigualdade representam os limites físicos de geração das máquinas, a magnitude de tensão em cada barra e os taps dos transformadores com comutação sob carga.

$$\begin{aligned} V^m \leq V &\leq V^M \\ a^m \leq a &\leq a^M \end{aligned} \quad (4.4)$$

onde V corresponde ao módulo da tensão em cada barra do sistema e a ao ajuste dos taps dos transformadores com comutação sob carga. Os índices m e M denotam os limites inferior e superior, respectivamente.

Para a modelagem das restrições de reserva de potência ativa e reativa, foi utilizada uma junção de dois métodos, o método das restrições e o método dos pesos, vistos em (BERIZZI et

al., 2001). As funções objetivo consideradas "escravas" se tornam restrições adicionais e são incorporadas ao problema, sendo dados fatores de ponderação para cada uma delas, como visto anteriormente. O resultado dessa formulação pode ser visto abaixo:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1} \alpha_{p_i} (P_{g_i} - P_{g_i}^{esp})^2 &\leq \rho_p \\ \sum_{i=1} \alpha_{q_i} (Q_{g_i} - Q_{g_i}^{esp})^2 &\leq \rho_q \end{aligned} \quad (4.5)$$

onde α_{p_i} e α_{q_i} são as penalidades aplicadas ao desvio de potência ativa e reativa, respectivamente. Os valores de $P_{p_i}^{esp}$ e $Q_{p_i}^{esp}$ são os valores pré-especificados de potência ativa e reativa.

Diversas alternativas estão disponíveis na seleção dos valores de geração especificados e dos fatores de penalidade. Se os fatores de penalidade são todos unitários e a geração de potência é especificada em zero, as somatórias referidas nas equações (4.5) representam a geração total de potência ativa e reativa. A garantia da margem de potência gerada está relacionada aos valores pré-especificados de geração de potência. Por exemplo, selecionando-se $P_{g_i}^{esp} = P_{g_i}^m$ ($Q_{g_i}^{esp} = Q_{g_i}^m$), a margem de potência relativa ao limite superior de geração é ajustada. Para que a manutenção dessas margens esteja de acordo com a capacidade dos equipamentos de geração, os fatores de penalidade podem ser especificados como:

$$\begin{aligned} \alpha_{p_i} &= \frac{1}{P_{g_i}^M - P_{g_i}^m} \\ \alpha_{q_i} &= \frac{1}{Q_{g_i}^M - Q_{g_i}^m} \end{aligned} \quad (4.6)$$

No capítulo de resultados serão apresentadas simulações com várias condições para os fatores de penalidade e para os valores de potência pré-especificados. Será analisada a influência desses índices na solução do problema formulado.

Com o objetivo de facilitar a busca pela solução do problema, consideram-se os parâmetros ρ_p e ρ_q como variáveis, desde que valores fixos selecionados equivocadamente tornariam impossível satisfazer as restrições de desvio de potência. Entretanto, para limitar as incursões dessas variáveis, restrições de não-negatividade são incluídas no problema de otimização.

$$\begin{aligned}
0 < \rho_p &\leq \rho_p^M \\
0 < \rho_q &\leq \rho_q^M
\end{aligned}
\tag{4.7}$$

4.2.3 Problema Proposto

Portanto, tendo visto detalhadamente cada uma das restrições, o problema de otimização completo de máximo carregamento, considerando a inclusão das restrições de desvio de potência gerada é expresso como:

$$\begin{aligned}
\text{Maximizar } & f(x) = \omega_o \rho - \omega_p \rho_p - \omega_q \rho_q \\
\text{sujeito a } & P_g - (P_{d_o} + \rho \Delta P_d) - P(V, \delta, a) = 0 \\
& Q_g - (Q_{d_o} + \rho \Delta Q_d) - Q(V, \delta, a) = 0 \\
& P_g^m \leq P_g = (P_{d_o} + \rho \Delta P_d) + P(V, \delta, a) \leq P_g^M \\
& Q_g^m \leq Q_g = (Q_{d_o} + \rho \Delta Q_d) + Q(V, \delta, a) \leq Q_g^M \\
& V^m \leq V \leq V^M \\
& a^m \leq a \leq a^M \\
& \sum_{i=1} \alpha_{p_i} (P_{g_i} - P_{g_i}^{esp})^2 \leq \rho_p \\
& \sum_{i=1} \alpha_{q_i} (Q_{g_i} - Q_{g_i}^{esp})^2 \leq \rho_q \\
& 0 < \rho_p \leq \rho_p^M \\
& 0 < \rho_q \leq \rho_q^M
\end{aligned}
\tag{4.8}$$

O tratamento das restrições de igualdade pelo método de pontos interiores é feito modificando-se a função objetivo. Essas restrições são incorporadas a função objetivo através dos multiplicadores de Lagrange λ . Já as restrições de desigualdade são transformadas em restrições de igualdade com a adição de variáveis de folga não negativas.

Para garantir a não-negatividade das variáveis de folga, é atribuído ao problema o parâmetro barreira logarítmica μ . Este fator participará do processo de otimização sendo minimizado até um valor muito próximo de zero, isso significa eliminar o efeito da perturbação aplicado a condição de complementaridade.

A partir dessas alterações o problema 4.8, que passou a ser irrestrito utilizando-se o método de penalidades de Fiacco e McCormick (1968), temos a seguinte função Lagrangeana:

$$\begin{aligned}
 \mathcal{L} = & f(x) - \mu \left[\sum (s_{h1l} + s_{h1u}) + \sum (s_{h2l} + s_{h2u}) + \sum s_{fu} + \sum (s_{\rho l} + s_{\rho u}) \right] \\
 & - \lambda \cdot g(x) \\
 & - \pi_{h1l} \cdot h_{1l} - \pi_{h1u} \cdot h_{1u} - \pi_{h2l} \cdot h_{2l} - \pi_{h2u} \cdot h_{2u} \\
 & - \pi_{fu} \cdot h_{fu} \\
 & - \pi_{\rho u} \cdot h_{\rho u}
 \end{aligned} \tag{4.9}$$

onde os vetores π correspondem aos multiplicadores de Lagrange (*variáveis duais*) associados as restrições antes de desigualdade, agora restrições de igualdade, a partir da inserção das variáveis de folga (vetores s). Os índices l e u encontrados nas nos vetores s , π e h , correspondem aos limites inferiores e superiores, respectivamente. O vetor $g(x)$ apresentado na função Lagrangeana, corresponde as restrições de igualdade do problema, com elas satisfeitas garante-se o balanço de potência ativa e reativa nas barras do sistema.

Aplicando a condição de otimalidade de primeira ordem (*condições de Karush-Kuhn-Tucker*) na função Lagrangeana barreira 4.9, resultam em:

$$\begin{aligned}
\nabla_x \mathcal{L} &= \nabla_x \cdot f(x) - \nabla_x \cdot G^t(x) \cdot \lambda - \nabla_x \cdot h_{1l}^t \cdot \pi_{h1l} - \nabla_x \cdot h_{1u}^t \cdot \pi_{h1u} \\
&\quad - \nabla_x \cdot h_{2l}^t \cdot \pi_{h2l} - \nabla_x \cdot h_{2u}^t \cdot \pi_{h2u} \\
&\quad - \nabla_x \cdot h_{fu}^t \cdot \pi_{fu} \\
&\quad - \nabla_x \cdot h_{pl}^t \cdot \pi_{pl} - \nabla_x \cdot h_{pu}^t \cdot \pi_{pu} \\
\nabla_{s_{h1l}} \mathcal{L} &= \mu \cdot e_{h1l} - s_{h1l} \cdot \pi_{h1l} \\
\nabla_{s_{h1u}} \mathcal{L} &= \mu \cdot e_{h1u} - s_{h1u} \cdot \pi_{h1u} \\
\nabla_{s_{h2l}} \mathcal{L} &= \mu \cdot e_{h2l} - s_{h2l} \cdot \pi_{h2l} \\
\nabla_{s_{h2u}} \mathcal{L} &= \mu \cdot e_{h2u} - s_{h2u} \cdot \pi_{h2u} \\
\nabla_{s_{fu}} \mathcal{L} &= \mu \cdot e_{fu} - s_{fu} \cdot \pi_{fu} \\
\nabla_{s_{pl}} \mathcal{L} &= \mu \cdot e_{hp} - s_{hp} \cdot \pi_{pl} \\
\nabla_{s_{pu}} \mathcal{L} &= \mu \cdot e_{hp} - s_{hp} \cdot \pi_{pu} \\
\nabla_{\lambda} \mathcal{L} &= -g(x) \\
\nabla_{\pi_{h1l}} \mathcal{L} &= -h_{1l} \\
\nabla_{\pi_{h1u}} \mathcal{L} &= -h_{1u} \\
\nabla_{\pi_{h2l}} \mathcal{L} &= -h_{2l} \\
\nabla_{\pi_{h2u}} \mathcal{L} &= -h_{2u} \\
\nabla_{\pi_{fu}} \mathcal{L} &= -h_{fu} \\
\nabla_{\pi_{pu}} \mathcal{L} &= -h_{pu}
\end{aligned} \tag{4.10}$$

onde a matriz $G(x)$ representa a derivada das restrições de balanço de potência ativa e reativa em relação as variáveis de otimização do problema e o vetor e é composto de 1's para o fechamento da combinação matricial.

Essas condições indicam que na solução ótima:

- o vetor gradiente da função objetivo é expresso como uma combinação linear dos vetores gradientes das restrições;
- as restrições de desigualdade são todas satisfeitas;
- se uma restrição de desigualdade está no limite, então a correspondente variável dual π é não nula, e vice versa (condição de complementaridade);

- não é possível excluir nenhuma desigualdade do conjunto de restrições ativas para uma eventual redução do valor da função objetivo.

A solução do sistema não-linear 4.10, é obtida através do método de Newton, resultando no sistema linear cuja forma matricial, simplificada, é representada por:

$$W \cdot \Delta_d = -\nabla L_a \quad (4.11)$$

onde W é a matriz Hessiana da função Lagrangeana em relação as variáveis de otimização. O vetor Δ_d representa os incrementos que serão dados as variáveis e ∇L_a é o gradiente da função objetivo aumentada.

Como utiliza a versão Preditor-Corretor do Método Dual-Primal de Pontos Interiores, o vetor do lado direito do sistema linear 4.11 a ser resolvido (∇L_a), apresenta valores não lineares, sendo resolvido apenas de forma aproximada.

Devido a essa particularidade, realiza uma primeira etapa de *predição*, na qual o problema inicial foi resolvido desprezando a presença da barreira logarítmica. Com esses incrementos encontrados, o parâmetro barreira e os termos não lineares são estimados e o lado direito da equação determinado.

A partir dessa estimação, o próximo passo realizado é a determinação da direção de busca, realizando a etapa de *correção*, onde apenas o lado direito do sistema linear é recalculado. Portanto, o resolve o sistema linear 4.11 realizando substituições diretas e inversas, visto que a matriz do sistema já foi previamente fatorada. Determina os comprimentos dos passos duais e primais, atualizando as variáveis e calculando a nova estimativa do parâmetro barreira. A Figura 4.1 apresenta o fluxograma com o algoritmo para a resolução do problema de otimização utilizando o método do Preditor-Corretor do Primal-Dual de Pontos Interiores.

A versão Preditor-Corretor do Método Primal-Dual de Pontos Interiores é adotada para solução do Máximo Carregamento proposto por se tratar de uma ferramenta computacional

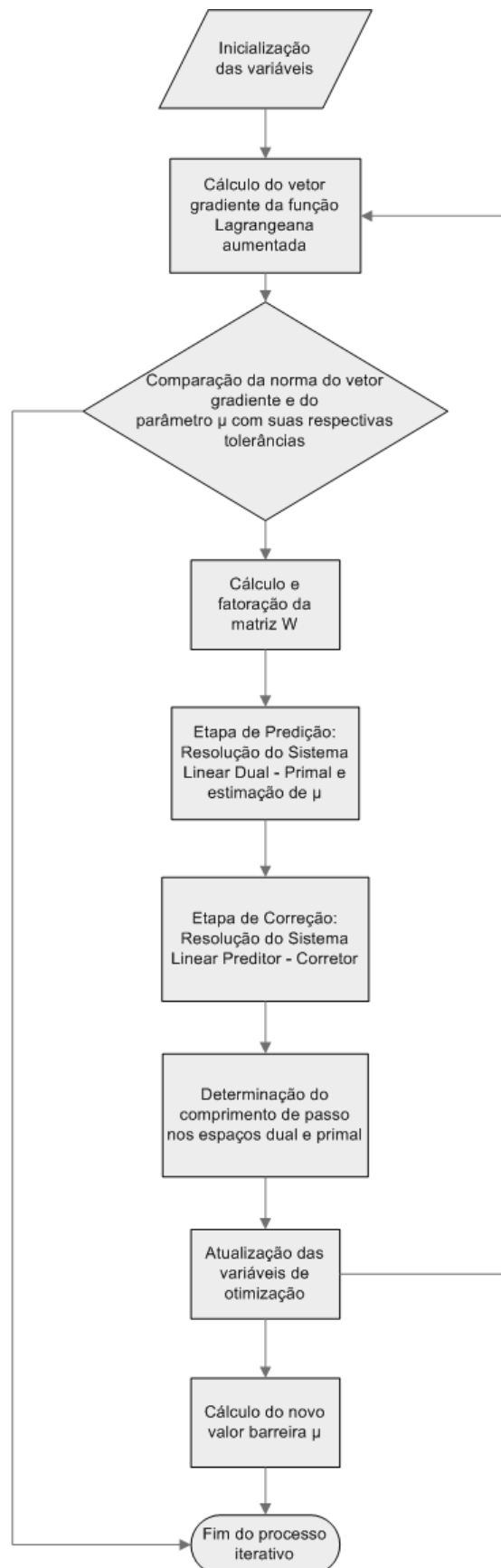


Figura 4.1: Fluxograma Algoritmo Preditor-Corretor.

mais robusta para este tipo de problema, onde a Matriz Jacobiana trabalha muito próxima a singularidade.

As funções objetivo de margem de desvio de potência ativa e reativa, por serem transformadas em restrições de desigualdade, causa muitos problemas numéricos quando atribuídos pesos nulos ou muito baixo. Este problema é solucionado com a redução do sistema linear, onde através de substituições matemáticas, a Matriz Jacobiana se tornou não linear durante o processo.

Para o tratamento das restrições de reserva, o método dos pesos e o método das restrições são tratados de forma simultânea, o que proporciona resultados satisfatórios na manipulação das funções objetivo.

A solução do problema expresso fornece:

- o ponto de operação da rede elétrica correspondente ao suprimento da máxima demanda operacional (ângulo e magnitude da tensão em todas as barras, tap dos transformadores e parâmetros ρ , ρ_p e ρ_q), com as restrições de desvio de geração de potência satisfeitas;
- os multiplicadores de Lagrange correspondentes ao balanço de potência ativa e reativa nas barras de carga, os quais são interpretados como sensibilidades instantâneas do parâmetro da carga com relação às injeções de potência ativa e reativa nas barras de carga;
- os multiplicadores duais correspondentes às restrições de desigualdade ativas (que estão no limite), os quais representam a sensibilidade instantânea do parâmetro da carga com relação ao limite atingido.

Capítulo 5

Resultados Obtidos

Neste capítulo serão apresentados os resultados de testes realizados a partir da metodologia proposta no capítulo anterior. A implementação do Método de Pontos Interiores Preditor-Corretor ao problema de Fluxo de Potência Ótimo de Máximo Carregamento com Restrições de Reserva de Potência Ativa e Reativa foi construída no Matlab 7.0.

O sistema escolhido para descrição dos teste realizados foi o IEEE 57 barras, que pode ser visto na Figura 5.1. A motivação para a escolha desse sistema foi sua sensibilidade e riqueza de resultados obtidos através das simulações. Outros sistemas como IEEE 14 e IEEE 30 barras também foram utilizados, mas por serem pequenos, não retrataram claramente o processo de otimização realizado.

Foram realizados testes em três condições distintas:

- *Com apenas a restrição de reserva de potência ativa;*
- *Com apenas a restrição de reserva de potência reativa;*
- *Com as restrição de reserva de potência ativa e reativa simultaneamente.*

A partir das soluções encontradas, foram analisados os perfis de tensão do sistema, condições de atendimento da carga para as determinadas condições operativas, efeito da

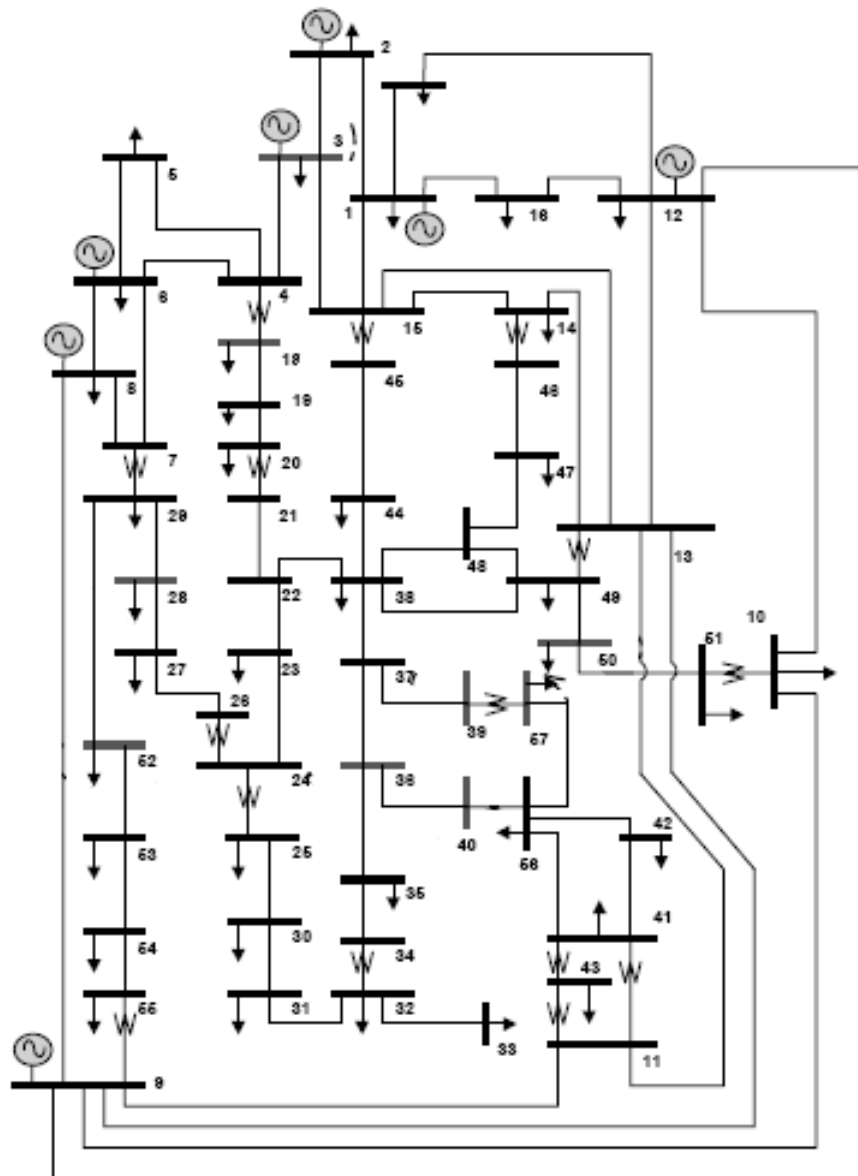


Figura 5.1: Sistema teste IEEE 57 barras.

atribuição dos pesos às restrições sobre o processo iterativo, efeito dos taps dos transformadores junto as restrições de reserva, margem de potência dos geradores com a inclusão das restrições e vários outros índices para a operação do sistema elétrico.

Foram realizadas também comparações entre as três condições propostas no trabalho e verificadas as diferentes soluções encontradas a partir do programa e a aplicação de cada uma delas em determinadas situações.

5.1 Máximo Carregamento com restrição de Reserva de Potência Ativa

Neste caso, o problema de determinação do Máximo Carregamento representado inclui apenas a restrição adicional de reserva de potência ativa a partir de um ponto pré-especificado.

5.1.1 Fator de Ponderação Proporcional e Potência Especificada Nula

O valor especificado para a potência ativa é considerado zero, tal que a minimização do desvio da geração em relação a este ponto implica na maximização de potência ativa. O valor do fator de ponderação α_p é $\frac{1}{P_g^M - P_g^m}$, o que resulta numa distribuição da margem de potência proporcional à capacidade das unidades geradoras.

As Tabelas 5.1 e 5.2 resumizam os resultados obtidos com cinco fatores de ponderação ω_p (0, 1, 10, 100 e 1000) e mantendo ω_o unitário em todos os casos. É necessária a fixação do fator de ponderação ω_o por ser a função objetivo mestre no processo de otimização.

No primeiro ponto de carregamento operacional crítico, determinado sem considerar a restrição de reserva de potência, isto é, sem a inclusão efetiva da restrição de reserva de potência ativa ($\omega_p = 0$), o nível de demanda suprida é o mais alto. Neste caso, o máximo carregamento é obtido sem levar em conta se a distribuição de potência é a mais adequada. Com

Tabela 5.1: Geração e Desvio de Potência ($\alpha_p = \frac{1}{P_g^M - P_g^m}$ e $P^{esp} = 0$).

Peso	Geração Total		Desvio de Potência	
	P_g (MW)	Q_g (Mvar)	ΔP_g (MW)	ΔQ_g (Mvar)
0	1637.63	393.98	1637.63	393.98
1	1636.76	391.02	1636.76	391.02
10	1561.30	350.36	1561.30	350.36
100	1390.56	284.14	1390.56	284.14
1000	1372.69	278.79	1372.69	278.79

Tabela 5.2: Demanda e Margem de Potência ($\alpha_p = \frac{1}{P_g^M - P_g^m}$ e $P^{esp} = 0$).

Peso	Demanda Total		Margem de Potência	
	P_d (MW)	Q_d (Mvar)	P_g (MW)	Q_g (Mvar)
0	1612.61	433.19	233.07	91.02
1	1612.49	433.16	233.94	93.98
10	1542.14	414.26	309.40	134.64
100	1375.78	369.57	480.14	200.86
1000	1357.98	364.79	498.01	206.21

o crescimento atribuído ao fator de ponderação ω_p , mais importância é dada à manutenção de uma margem de reserva de geração de potência ativa, o que resulta portanto na redução da carga crítica operacional. O valor máximo da magnitude do fator de ponderação ω_p na Tabela 5.1 indica o ponto em que o grau de importância da maximização do carregamento é mínimo, tal que a potência gerada atinge um valor muito da demanda inicial do sistema, sem maximização da carga. Os resultados intermediários encontrados entre os dois valores extremos do fator de ponderação são soluções ótimas correspondentes a diferentes níveis de demanda crítica operacional e podem ser utilizados para o despacho do sistema, pois atendem todas as restrições operacionais impostas no problema.

A Figura 5.2 mostra a variação dos parâmetros associados a demanda e ao desvio da geração de potência especificada. Observa-se neste Gráfico que, conforme a manutenção da margem de potência ativa se torna mais prioritária, a redução na demanda operacional se mostra mais efetiva.

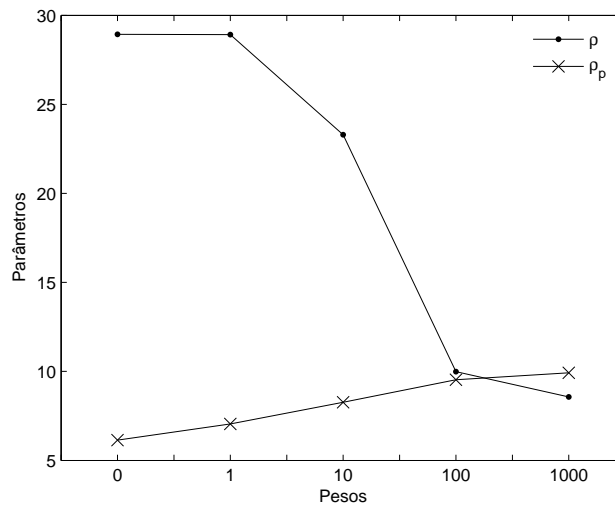


Figura 5.2: Variação dos parâmetros ρ e ρ_p

5.1.2 Fator de Ponderação Proporcional e Ponto de Operação Especificado

Serão apresentados agora resultados obtidos a partir de um ponto pré-especificado que não seja mais igual a zero, e sim uma condição de operação qualquer. Este novo ponto especificado pode ser o de mínimo custo, mínima perda, ponto seguro de operação do sistema ou qualquer ponto operativo que se deseje especificar. Como a restrição de reserva de potência ativa nada mais é do que a minimização do desvio de um ponto pré-especificado, a medida que se aumenta o grau de importância dessa restrição o sistema tenderá a se aproximar da condição de operação já especificada. Com isso, a idéia de se especificar um ponto operativo vem do desejo de se re-estabelecer o sistema a uma condição que se conheça, gerando soluções ótimas desde este ponto especificado até o ponto de máximo carregamento, dando condições ao operador escolher o melhor despacho para o sistema.

O ponto de operação escolhido para ser especificado foi com geração total $P_g = 1265.31$ e $Q_g = 237.21$. Este ponto foi obtido a partir do resultado de um Fluxo de Potência Convencional (utilizado programa Anarede). Com essa especificação de geração para as máquinas, toda a carga inicial do sistema é atendida, considerando assim o ponto como operativo. Vale

lembrar que essa não é uma solução ótima, por se tratar de um Fluxo de Potência convencional, onde não se consideram restrições físicas e operacionais impostas pelas limitações dos equipamentos e exigências de segurança. Trata-se de uma solução que atende apenas as condições de balanço de potência do sistema.

Os Gráficos 5.3 e 5.4 mostram a geração em cada barra no ponto de máximo carregamento e no ponto pré-especificado. Desta forma, pode ser visto graficamente a margem de potência ativa e reativa de cada um dos geradores do sistema.

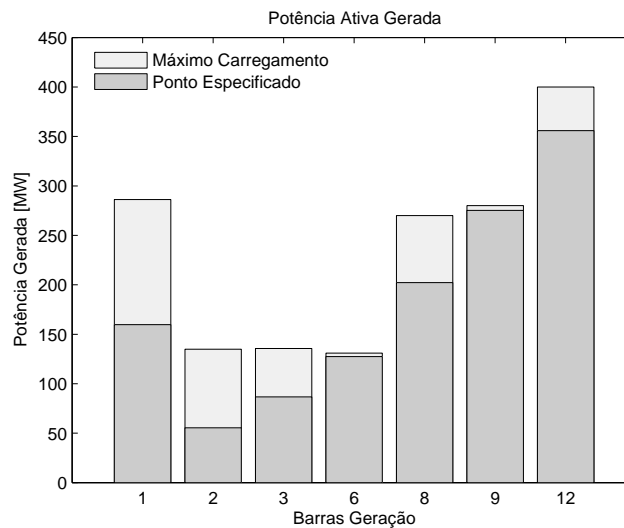


Figura 5.3: Potência ativa nos geradores.

Pode ser constatado na Tabela 5.3, que a geração encontrada para o peso 1000 atribuído a restrição de reserva de potência ativa, é maior que a do caso anterior. Isso era de se esperar, pois no caso anterior, com valor pré-especificado para geração de zero, a demanda a ser atendida seria apenas a inicial do problema. Agora, a demanda a ser atendida é a do ponto de operativo que foi estabelecido, com uma carga maior e, conseqüentemente, maior geração de potência ativa e reativa.

A Tabela 5.4 mostra a folga que o sistema terá a medida que serão atribuídos valores maiores para os pesos da restrição de reserva. Essa margem é bem menor do que a encontrada no caso anterior, devido a maior carga a ser atendida.

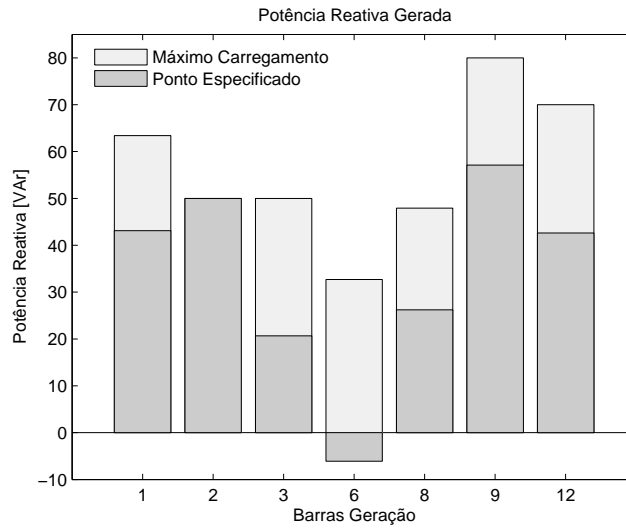


Figura 5.4: Potência reativa nos geradores

Tabela 5.3: Geração e Desvio de Potência ($\alpha_p = \frac{1}{P_g^M - P_g^m}$ e $P^{esp} = P^{operativo}$).

Peso	Geração Total		Desvio de Potência	
	P_g (MW)	Q_g (Mvar)	ΔP_g (MW)	ΔQ_g (Mvar)
0	1637.63	393.98	372.32	156.77
1	1636.76	391.02	371.45	153.81
10	1636.52	390.76	371.21	153.55
100	1521.68	332.62	256.37	95.41
1000	1504.35	325.32	239.04	88.11

Tabela 5.4: Demanda e Margem de Potência ($\alpha_p = \frac{1}{P_g^M - P_g^m}$ e $P^{esp} = P^{operativo}$).

Peso	Demanda Total		Margem de Potência	
	P_d (MW)	Q_d (Mvar)	P_g (MW)	Q_g (Mvar)
0	1612.61	433.19	233.07	91.02
1	1612.49	433.16	233.94	93.98
10	1617.36	370.84	234.18	94.24
100	1506.90	367.85	349.02	152.38
1000	1489.64	351.57	366.35	159.68

5.1.3 Fator de Ponderação Unitário e Ponto de Operação Especificado

Um teste interessante foi realizado considerando que o fator de ponderação α_p assume o valor unitário, conseqüentemente, a distribuição da margem e potência não segue a proporção da capacidade das máquinas geradoras. Os resultados podem ser melhor compreendidos a partir das Tabelas 5.5 e 5.6.

Tabela 5.5: Geração e Desvio de Potência ($\alpha_p = 1$ e $P^{esp} = P^{operativo}$).

Peso	Geração Total		Desvio de Potência	
	P_g (MW)	Q_g (Mvar)	ΔP_g (MW)	ΔQ_g (Mvar)
0	1637.63	393.98	376.58	163.32
1	1636.76	391.02	376.14	162.37
10	1456.89	304.48	196.28	75.83
100	1282.94	239.82	22.33	11.17
1000	1262.96	232.93	2.35	4.28

Vale notar que neste teste o desvio do ponto de geração pré-especificado, para os maiores pesos impostos ao fator de ponderação ω_p , é bem inferior aos demais resultados obtidos. Isso acontece devido ao processo de otimização não necessitar levar em consideração a capacidade nominal da máquina para fazer a distribuição da reserva de potência como nos casos anteriores.

Tabela 5.6: Demanda e Margem de Potência ($\alpha_p = 1$ e $P^{esp} = P^{operativo}$).

Peso	Demanda Total		Margem de Potência	
	P_d (MW)	Q_d (Mvar)	P_g (MW)	Q_g (Mvar)
0	1612.61	433.19	233.07	91.02
1	1612.53	433.16	233.94	93.98
10	1442.17	387.41	413.81	180.52
100	1272.56	341.85	587.76	245.18
1000	1252.93	336.57	607.74	252.07

5.2 Máximo Carregamento com Restrição de Reserva de Potência Reativa

Serão apresentados agora resultados onde apenas a restrição correspondente a margem de potência reativa é incluída no problema de otimização. Em todos os casos, o valor pré-especificado para geração de potência reativa foi $Q^{esp} = \frac{Q^M + Q^m}{2}$. Os principais objetivos desses testes foram:

- avaliar as soluções obtidas através da atribuição de diferentes pesos para a restrição de reserva de potência reativa;
- verificar a margem de reserva de potência reativa com diferentes fatores de penalidade;
- observar o compromisso entre o ponto crítico de atendimento da demanda e a manutenção de uma margem pré-especificada de potência reativa;
- analisar o efeito dos taps dos transformadores no problema de carregamento proposto;
- observar o esforço computacional acrescentado no processo iterativo com a inclusão da restrição de reserva de potência reativa;
- analisar o perfil de tensão com a atribuição de pesos à reserva de potência reativa.

Nesta seção serão enfatizadas as barras de geração do sistema, mostrando o efeito da inclusão da restrição de reserva de potência reativa sobre cada uma das máquinas do sistema. Isso dará uma idéia mais clara das margens de potência reativa a medida que se varia os pesos dados a restrição.

5.2.1 Fator de Ponderação Unitário

As Tabelas 5.7 e 5.8 resumizam os resultados obtidos com $\alpha_q = 1$ para cinco valores de ω_q . A solução obtida com $\omega_q = 0$ corresponde ao valor de máximo carregamento do sistema.

O incremento dos fatores ω_q (1, 10, 100 e 1000) significa que prioridade crescente é dada para a minimização do desvio do nível de potência reativa pré-especificado. Estes resultados retratam redução de carregamento (1612.49 para 1300.12 MW e 433.16 para 349.25 MVar), menores níveis de geração de potência reativa (391.02 para 249.69 MVar), menores desvios do ponto pré-especificado (148.53 para 7.20 MVar) e uma larga margem de potência reativa para o sistema (93.97 to 235.30 MVar).

Tabela 5.7: Geração e Desvio de Potência ($\alpha_q = 1$ e $Q^{esp} = \frac{Q^M + Q^m}{2}$).

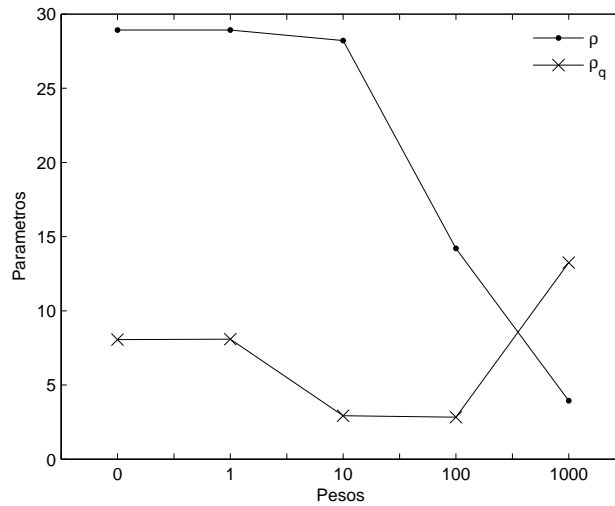
Pesos	Geração Total		Desvio Potência	
	P_g (MW)	Q_g (MVar)	ΔP_g (MW)	ΔQ_g (MVar)
0	1636.76	391.02	371.45	153.81
1	1636.75	391.02	371.44	153.81
10	1627.37	386.81	362.06	149.60
100	1443.54	302.02	178.23	64.81
1000	1311.40	249.69	46.09	12.48

Tabela 5.8: Demanda e Margem de Potência ($\alpha_q = 1$ e $Q^{esp} = \frac{Q^M + Q^m}{2}$).

Pesos	Demanda Total		Margem Potência	
	P_d (MW)	Q_d (MVar)	P_g (MW)	Q_g (MVar)
0	1612.49	433.16	233.94	93.97
1	1612.48	433.16	233.95	93.97
10	1603.62	430.78	243.33	98.18
100	1428.45	383.72	427.16	182.97
1000	1300.12	349.25	559.30	235.30

A Figura 5.5 mostra os parâmetros associados a carga ρ e a restrição de margem de potência reativa ρ_q . Como o fator ω_q aumenta, o parâmetro ρ_q acompanha este crescimento, enquanto ρ tende a decrescer, mostrando o compromisso entre o máximo carregamento e o mínimo desvio do ponto de potência reativa especificado.

As Tabelas 5.9 e 5.10 mostram a geração de potência ativa e reativa, o percentual de margem de carregamento (com referência ao limite superior de geração das máquinas) de cada unidade geradora. No caso da capacidade de geração das máquinas não ser levada em conta, algumas máquinas operam em seu limite máximo de potência reativa (unidades 2, 3, 9 e 12), sem nenhuma margem de potência, mesmo com o aumento do fator de ponderação ρ_q .

Figura 5.5: Variação dos parâmetros ρ e ρ_q .Tabela 5.9: Variação de ω_q , $\alpha_q = 1.0$ e $Q^{esp} = \frac{Q^M + Q^m}{2}$.

Barra	$\omega_q = 0$			$\omega_q = 1$			$\omega_q = 10$		
	Geração	Margem	% Carga	Geração	Margem	% Carga	Geração	Margem	% Carga
1	66.39	32.61	67.1	63.58	35.42	64.2	66.67	32.33	67.3
2	49.98	0.02	100.0	49.99	0.01	100.0	49.99	0.01	100.0
3	49.99	0.01	100.0	50	0	100.0	50	0	100.0
6	26.97	8.03	77.1	32.32	2.68	92.3	34.96	0.04	99.9
8	47.69	52.31	47.7	47.88	52.12	47.9	39.54	60.46	39.5
9	80	0	100.0	80	0	100.0	80	0	100.0
12	70	0	100.0	70	0	100.0	70	0	100.0
Total	391.02	92.98		393.77	90.23		391.16	92.84	

Tabela 5.10: Variação de ω_q , $\alpha_q = 1.0$ e $Q^{esp} = \frac{Q^M + Q^m}{2}$.

Barra	$\omega_q = 100$			$\omega_q = 1000$			Limite	Esp.
	Geração	Margem	% Carga	Geração	Margem	% Carga	Q^M	Q^{esp}
1	71.97	27.03	72.7	73.18	25.82	73.9	99	99
2	49.99	0.01	100.0	49.99	0.01	100.0	50	50
3	50	0	100.0	50	0	100.0	50	50
6	35	0	100.0	35	0	100.0	35	35
8	28.39	71.61	28.4	26.02	73.98	26.0	100	100
9	80	0	100.0	80	0	100.0	80	80
12	70	0	100.0	70	0	100.0	70	70
Total	385.35	98.65		384.19	99.81			

5.2.2 Fator de Ponderação Proporcional

Neste caso, o fator de ponderação α_q é expresso pela equação $\alpha_q = \frac{1}{Q^M - Q^m}$. Os resultados numéricos mostrados nas Tabelas 5.11 e 5.12 mostram a geração de potência ativa e reativa, as margens de potência ativa e reativa das máquinas e o percentual de carregamento (com referência ao limite superior dos geradores), de cada unidade geradora. Pode ser observado que se a capacidade de geração for considerada para os cálculos, com o aumento do fator de priorização ω_q , o carregamento dos geradores tende a ser mais proporcional, com melhor distribuição da margem de potência reativa para cada máquina.

Tabela 5.11: Variação de ω_q , $\alpha_q = \frac{1}{Q^M - Q^m}$ e $Q^{esp} = \frac{Q^M + Q^m}{2}$.

Barra	$\omega_q = 0$			$\omega_q = 1$			$\omega_q = 10$		
	Geração	Margem	% Carga	Geração	Margem	% Carga	Geração	Margem	% Carga
1	66.39	32.61	67.1	66.43	32.57	67.1	74.87	24.13	75.6
2	49.98	0.02	100.0	49.94	0.06	99.9	49.93	0.07	99.9
3	49.99	0.01	100.0	49.99	0.01	100.0	48.34	1.66	96.7
6	26.97	8.03	77.1	26.97	8.03	77.1	27.65	7.35	79.0
8	47.69	52.31	47.7	47.7	52.3	47.7	60.6	39.4	60.6
9	80	0	100.0	80	0	100.0	62.02	17.98	77.5
12	70	0	100.0	70	0	100.0	63.4	6.6	90.6
Total	391.02	92.98		391.03	92.97		386.81	97.19	

Tabela 5.12: Variação de ω_q , $\alpha_q = \frac{1}{Q^M - Q^m}$ e $Q^{esp} = \frac{Q^M + Q^m}{2}$.

Barra	$\omega_q = 100$			$\omega_q = 1000$			Limite	Esp.
	Geração	Margem	% Carga	Geração	Margem	% Carga	Q^M	Q^{esp}
1	59.23	39.77	59.8	51.1	47.9	51.6	99	99
2	34.39	15.61	68.8	26.13	23.87	52.3	50	50
3	33.85	16.15	67.7	26.08	23.92	52.2	50	50
6	24.82	10.18	70.9	18.46	16.54	52.7	35	35
8	57.44	42.56	57.4	50.87	49.13	50.9	100	100
9	48.3	31.7	60.4	40.98	39.02	51.2	80	80
12	43.99	26.01	62.8	36.07	33.93	51.5	70	70
Total	302.02	181.98		249.69	234.31		484	484

5.2.3 Efeito dos Taps dos Transformadores

As Tabelas 5.13 e 5.14 mostram o efeito dos taps dos transformadores no carregamento crítico e com a margem de potência reativa. Esses resultados foram obtidos fixando todos os

taps dos transformadores no valor correspondente ao caso de máximo carregamento convencional. Pode ser observado que as margens de potência reativa são modificadas em algumas unidades geradoras alcançando seus limites de potência reativa. É visto que a quantidade de potência reativa entregue ao sistema é maior, indicando que há maior quantidade de potência reativa circulando na rede e como efeito disso os transformadores são melhor distribuídas as margens de potência reativa.

Tabela 5.13: Resultado da fixação dos taps, $\alpha_q = \frac{1}{Q^M - Q^m}$.

Barra	$\omega_q = 0$			$\omega_q = 1$			$\omega_q = 10$		
	Geração	Margem	% Carga	Geração	Margem	% Carga	Geração	Margem	% Carga
1	81.23	17.77	82.1	81.75	17.25	82.6	81.85	17.15	82.7
2	-49.98	0.02	100.0	-49.97	0.03	99.9	-49.98	0.02	100.0
3	-50	0	100.0	-49.99	0.01	100.0	-49.99	0.01	100.0
6	-34.99	0.01	100.0	-34.99	0.01	100.0	-32.12	2.88	91.8
8	99.99	0.01	100.0	98.24	1.76	98.2	66.69	33.31	66.7
9	80	0	100.0	80	0	100.0	80	0	100.0
12	70	0	100.0	70	0	100.0	70	0	100.0
Total	466.19	17.81		464.94	19.06		430.63	53.37	

Tabela 5.14: Resultado da fixação dos taps, $\alpha_q = \frac{1}{Q^M - Q^m}$.

Barra	$\omega_q = 100$			$\omega_q = 1000$			Limite	Esp.
	Geração	Margem	% Carga	Geração	Margem	% Carga	Q^M	Q^{esp}
1	81.79	17.21	82.6	81.85	17.15	82.7	99	99
2	-49.98	0.02	100.0	-49.98	0.02	100.0	50	50
3	-49.99	0.01	100.0	-49.99	0.01	100.0	50	50
6	-20.81	14.19	59.5	-19.52	15.48	55.8	35	35
8	51.9	48.1	51.9	50.19	49.81	50.2	100	100
9	80	0	100.0	80	0	100.0	80	80
12	70	0	100.0	70	0	100.0	70	70
Total	404.47	79.53		401.53	82.47		484	484

5.3 Máximo Carregamento com Restrição de Reserva de Potência Ativa e Reativa

Nesta etapa serão mostrados teste realizados onde ambas as restrições de reserva de potência foram tratadas conjuntamente. Ao mesmo tempo que o problema buscará o máximo carregamento, os desvios de potência ativa e reativa serão minimizados. Os pesos atribuídos

as funções de margem de potência ativa e reativa serão os mesmos para que o sistema busque, de forma linear, reduzir os dois desvios.

Como se trata de critérios de busca conflitantes, o máximo carregamento e o mínimo desvio do ponto pré-especificado, a melhora dos resultados de uma resulta na piora das outras. Isso pode ser visto pela Tabela 5.15, onde a partir do momento onde são atribuídos pesos as funções de reserva, a geração para atender a carga diminui, aproximando cada vez mais do ponto especificado.

Tabela 5.15: Valores encontrados a partir da variação dos pesos.

ω_o	ω_p	ω_q	Pg	Qg	Desvio P	Desvio Q
1	0	0	1637.63	393.98	376.58	163.32
1	1	1	1636.75	391.02	376.14	162.37
1	10	10	1435.05	295.56	174.44	66.91
1	100	100	1280.06	238.61	19.45	9.96
1	1000	1000	1261.79	231.93	1.18	3.28

Para este caso foram adotados valores para os fatores de ponderação α_p e α_q iguais a 1, não levando em consideração no processo a capacidade de geração ativa e reativa das máquinas. Com isso pode ser verificado que a solução encontradas com pesos 1000 atribuídos a ω_p e ω_q é praticamente o ponto de operação especificado, com um desvio de apenas 1.18 MW e 3.28 MVar.

Com relação aos Gráficos 5.6 e 5.7, podemos ver a tensão de todas as barras do sistema no ponto de máximo carregamento e no ponto com maior reserva de potência ativa e reativa ($\omega_p=1000$). Mesmo estando com todos os valores de tensão dentro dos limites impostos ao problema de máximo carregamento, nota-se que o perfil de tensão do ponto próximo ao especificado é bem melhor que o de carregamento crítico, sendo um ponto mais seguro para a operação do sistema.

A Figura 5.8 mostra a variação da carga com o aumento simultâneo das restrições de reserva de potência ativa e reativa simultaneamente. Como apresentado anteriormente, como o aumento do valor dos pesos atribuídos a ω_p e ω_q , o grau de importância dada a função objetivo mestre de máximo carregamento tende a diminuir, reduzindo assim a carga a ser atendida

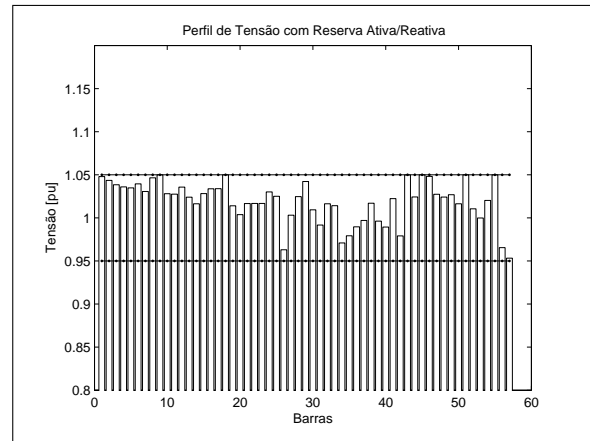
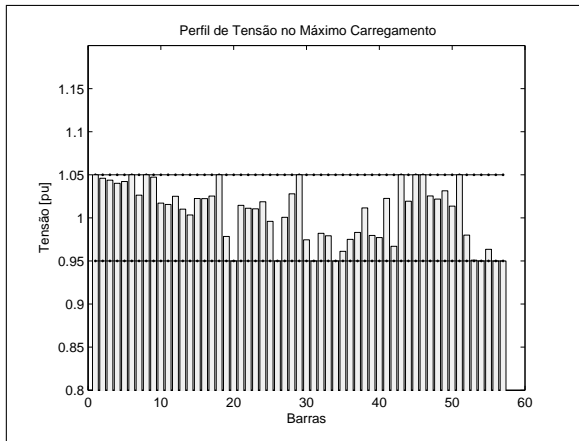


Figura 5.6: Tensão Máximo Carregamento

Figura 5.7: Tensão Ponto Especificado

peço sistema. Nota-se que tanto a carga ativa quanto reativa seguem a mesma tendência de queda com o aumento dos pesos, mas não com a mesma intensidade.

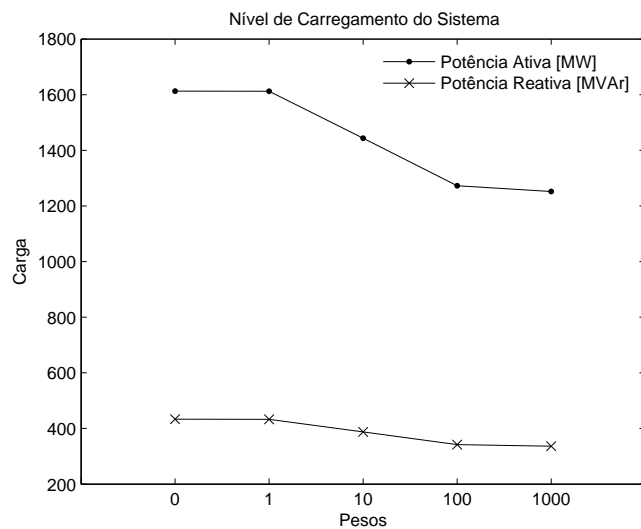


Figura 5.8: Carregamento do sistema com a variação dos pesos.

5.4 Comparação entre os casos estudados

Serão mostrados agora nos Gráficos 5.9 e 5.10 os valores de geração total de potência ativa e reativa, respectivamente, a partir da variação dos pesos para as restrições de reserva de potência.

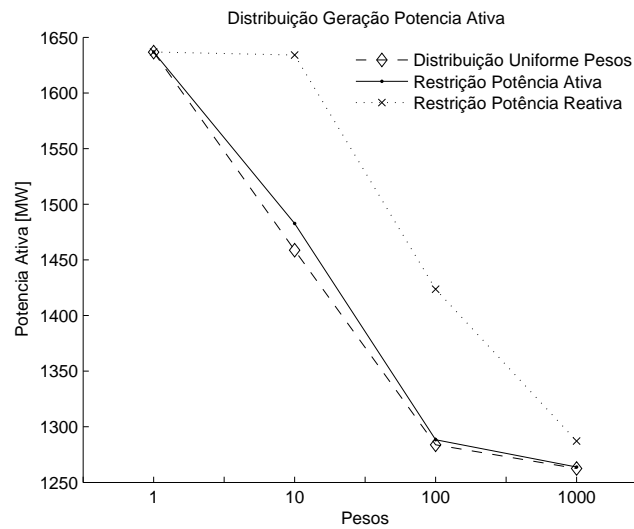


Figura 5.9: Potência Ativa Gerada

Os Gráficos apresentam os três casos estudados, com reserva de potência ativa, reserva de potência reativa e as duas simultaneamente. Pode ser observado que quando as duas reservas trabalham em conjunto com pesos iguais atribuídos as restrições, o sistema assume os menores valores de potência gerada, dando assim maior folga para sua operação.

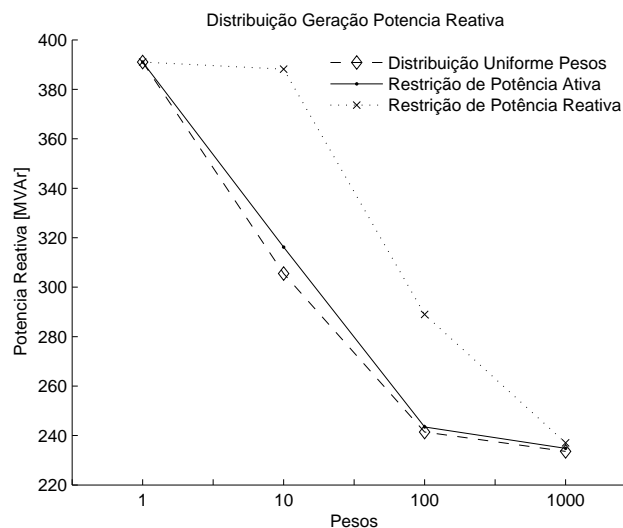


Figura 5.10: Potência Reativa Gerada

Já com apenas a restrição de potência reativa, o sistema não tem tanta redução de geração. Foi verificado nos testes que a restrição de reserva de potência reativa é mais difícil de ser

controlada, verificando que em alguns casos o processo de convergência se torna mais lento e maior número de iterações. Quanto mais se restringe a quantidade de potência reativa gerada para o sistema maior a dificuldade do mesmo atender as restrições impostas ao problema.

Para o caso onde apenas a restrição de reserva de potência ativa atua, o processo é muito semelhante ao caso das duas restrições juntas, não encontra soluções tão próximas do ponto de operação especificado. Com as restrições trabalhando simultaneamente é inegável que o processo se torna mais eficiente.

5.5 Esforço Computacional

A Tabela mostra o esforço computacional requerido a partir da inclusão das restrições de desigualdade de margem de potência reativa. Os valores apresentados nesta Tabela correspondem ao tempo computacional em segundos. Esses resultados foram obtidos a partir de um computador AMD ATHLON 1.2 GHz. Em ambos os casos, o aumento do esforço computacional é notado, principalmente para $\omega_q \geq 100$. Entretanto, como indicado previamente, não há consideráveis mudanças no máximo carregamento para soluções obtidas para $\omega_q \geq 100$ e assim, o esforço computacional acrescentado a partir da inclusão das restrições é relativamente pequeno, como pode ser observado comparando as linhas 2 e 5 da Tabela 5.16.

Tabela 5.16: Esforço computacional em segundos.

ω_q	$\alpha_q = \frac{1}{Q^M - Q^m}$	$\alpha_q = 1$
0	1.602 s	1.592 s
1	1.792 s	1.782 s
10	1.542 s	1.452 s
100	1.932 s	2.914 s
1000	3.224 s	5.237 s

Em termos computacionais, observa-se que o processo iterativo se torna mais lento à medida que se aumenta o fator de ponderação ω_p (são necessárias 52 iterações para a convergência quando o valor do fator de ponderação é 1000). Isto é atribuído ao esforço computacional necessário para se encontrar um ponto de operação que satisfaça a restrição de reserva de potência ativa imposta ao problema.

Capítulo 6

Conclusão

A metodologia apresentada nesta dissertação teve por objetivo o máximo carregamento em sistemas de potência considerando uma determinada reserva de potência ativa e reativa através da utilização de restrições incorporadas ao problema de otimização.

Os resultados obtidos mostram soluções operacionais alternativas para diferentes níveis de demanda crítica. Cada uma dessas soluções satisfaz as restrições de balanços de potências e de operação. Sua utilidade depende da condição operativa do sistema em estudo. Se a escolha da solução operativa adequada leva em consideração não apenas os critérios convencionais tais como o perfil de tensão, a perda de potência no sistema de transmissão, etc., a metodologia proposta pode ser de grande aplicabilidade quando se considera a reserva de potência gerada no critério de decisão.

O método de pontos interiores utilizado no processo de otimização se mostrou robusto mesmo para condições de carregamento crítico do sistema. Foi escolhida a técnica preditor-corretor, apesar de exigir maior esforço computacional por iteração que o primal-dual, por se trabalhar com a matriz Jacobiana mal condicionada e muitas vezes próxima a singularidade.

As funções objetivo de margem de desvio de potência ativa e reativa, representadas por restrições de desigualdade, podem dificultar a evolução do processo iterativo, principalmente quando à elas são atribuídos fatores de ponderação muito baixos. Futuros trabalhos contem-

plam uma análise mais detalhada do processo iterativo.

Finalmente, é importante destacar que a metodologia aqui proposta enfoca principalmente a obtenção de soluções que vão de um ponto pré-estabelecido até o ponto de máximo carregamento, todos atendendo as restrições impostas ao problema, o que dará subsídio a operação fazer a escolha da melhor condição para o sistema. Trabalhos subsequentes ainda são necessários para que todas as implicações e aplicações do método sejam totalmente exploradas.

Como proposta de trabalhos futuros pode-se citar:

- Análise de contingências para a condição de carregamento com e sem a reserva de potência ativa e reativa, considerando a necessidade da restauração do sistema.
- Verificação das variáveis duais e primais, análise de índices de sensibilidade e de proximidade do ponto crítico do sistema.
- Enfoque mais voltado ao problema multi-objetivo, com o estudo das regiões factíveis de cada função objetivo do problema.
- Uma análise criteriosa quanto ao processo numérico e computacional da inserção das restrições de reserva de potência e da atribuição dos pesos para essas restrições.
- Estudo de compensação reativa em regiões pré-especificadas a partir das margens de potência obtidas.

Referências Bibliográficas

AJJARAPU, V.; LAU, P. L.; BATTULA, S. An optimal reactive power planning strategy against voltage collapse. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, p. 906–917, 1994.

ALMEIDA, K. C.; SALGADO, R. Optimal power flow solutions under variable load conditions. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, n. 4, p. 1204–1211, Novembro 2000.

ALSAC, O.; BRIGHT, J.; STOTT, B. Further developments in lp-based optimal power flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, n. 5, p. 667–711, 1990.

BANSILAL; THUKARAM, D.; PARTHASARATHY, K. Optimal reactive power dispatch algorithm for voltage stability improvement. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 18, n. 7, p. 461–468, 1996.

BERIZZI, A. et al. Multiobjective optimization techniques applied to modern power systems. In: PROCEEDINGS OF THE IEEE/PES WINTER MEETING. [S.l.], 2001. v. 3, p. 1503–1508.

BERIZZI, A.; BOVO, C.; MARANNINO, P. The surrogate worth trade off analysis for power system operation in electricity markets. In: PROCEEDINGS OF THE IEEE/PES SUMMER MEETING. [S.l.], 2001. v. 2, p. 15–19.

BURCHETT, R.; HAPP, H. H.; VIERATH, D. R. Quadratically convergent optimal power flow. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, p. 3267–3275, 1982.

- CAÑIZARES, C. Applications of optimization to voltage collapse analysis. In: PROCEEDINGS OF THE IEEE/PES SUMMER MEETING. [S.l.], 1998.
- CAÑIZARES, C.; ALVARADO, F. Point of collapse and continuation methods for large ac/dc systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 8, p. 1–8, 1993.
- CUTSEM, T. V. A Method to Compute Reactive Power Margins with respect to Voltage Collapse. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 6, p. 145–156, 1991.
- DEHNEL, M.; DOMMEL, H. W. A method for identifying weak nodes in nonconvergent load flows. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 4, p. 801–807, 1989.
- DOMMEL, H. W.; TINNEY, W. F. Optimal power flow solutions. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, p. 1866–1876, 1968.
- FERNANDES, C. E. M.; SALGADO, R. S.; BARBOZA, L. V. Determinação do carregamento máximo com restrições de margem de geração. In: VII INTERNATIONAL CONFERENCE ON INDUSTRIAL APPLICATIONS. *Proceedings of VII Induscon*. [S.l.], 2006. p. 1–5.
- FERNANDES, C. E. M.; SALGADO, R. S.; BARBOZA, L. V. Power system maximum loadability with generation constraints. In: IFAC SYMPOSIUM ON POWER PLANTS AND POWER SYSTEMS CONTROL 2006. *Proceedings of the IFAC Symposium on Power Plants and Power Systems Control 2006*. [S.l.], 2006. p. 1–6.
- FERREIRA, L. C. de A.; SOUZA, A. C. Z. de; GRANVILLE, S. Medidas operativas de curto prazo no controle de colapso de tensão. *XV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 1999.
- FIACCO, A. V.; MCCORMICK, G. P. Nonlinear programming : sequential unconstrained minimization techniques. 1968.
- GRANVILLE, S.; MELLO, J.; MELO, A. Application of interior point methods to power flow unsolvability. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, p. 1096–1103, 1996.

- GRANVILLE, S. et al. Avaliação probabilística de margens de carregamento sistema. *XV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 1999.
- GREENE, S.; DOBSON, I.; ALVARADO, F. L. Sensitivity of the loading margin to voltage collapse with respect to arbitrary parameters. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, p. 262–272, 1997.
- IRISARRI, G. et al. Maximum loadability of power systems using interior point nonlinear optimization method. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, p. 162–172, 1997.
- KARMAKAR, N. A new polynomial-time algorithm for linear programming. *Combinatorica*, v. 4, 1984.
- KUBOKAWA, J. et al. Application of optimal power flow for voltage stability problem. *Electric Power Engineering*, p. 35, 1999.
- KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994.
- NANGIA, U.; JAIN, N. K.; WADHWA, C. L. Surrogate worth trade-off technique for multi-objective optimal power flows. In: *IEEE PROCEEDINGS ON GENERATION, TRANSMISSION AND DISTRIBUTION*. [S.l.], 1997. p. 547–553.
- NANGIA, U.; JAIN, N. K.; WADHWA, C. L. Optimal weight assessment based on a range of objectives in a multiobjective optimal load flow study. In: *IEEE PROCEEDINGS ON GENERATION, TRANSMISSION AND DISTRIBUTION*. [S.l.], 1998. v. 145, p. 65–69.
- OVERBYE, T. J. A power flow measure for unsolvable cases. *IEEE Transactions on Power Systems*, p. 1359–1365, 1994.
- SEYDEL, R. *Practical Bifurcation and Stability Analysis - From Equilibrium to Chaos*. [S.l.]: Springer - Verlag New York Inc., 1994.
- STOTT, B.; MARINO, J. L. Linear programming for power system network security applications. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, p. 837–848, 1979.

SUN, D. et al. Optimal power flow by newton approach. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 103, p. 2864–2875, 1984.

SUN, D. I. et al. Optimal power flow by newton approach. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, p. 2864–2875, 1984.

TAKAHATA, A. Y. et al. Avaliação de ferramentas computacionais para simulação e análise do fenômeno de instabilidade e colapso de tensão. *XV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 1999.

TAYLOR, C. *Power System Voltage Stability*. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994.

WADHWA, C. L.; JAIN, N. Multiple objective optimal load flow: a new perspective. In: *IEEE PROCEEDINGS ON GENERATION, TRANSMISSION AND DISTRIBUTION*. [S.l.], 1990. v. 137, p. 13–18.

YOUJIE, D.; MCCALLEY, J.; VITTAL, V. Simplification, expansion and enhancement of direct interior point algorithm for power system maximum loadability. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, p. 1014–1021, 2000.