

Fernanda Souza Senna

**Despacho Ótimo de Potência Reativa
Baseado em Custo de Oportunidade Via
Otimização em Dois Níveis**

Florianópolis
2009

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Despacho Ótimo de Potência Reativa
Baseado em Custo de Oportunidade Via
Otimização em Dois Níveis**

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

Fernanda Souza Senna

Florianópolis, maio de 2009.

Despacho Ótimo de Potência Reativa Baseado em Custo de Oportunidade Via Otimização em Dois Níveis

Fernanda Souza Senna

‘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^a. Katia Campos de Almeida, Ph. D.
Orientadora

Prof^a. Katia Campos de Almeida, Ph. D.
Coordenadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof^a. Katia Campos de Almeida, Ph. D.

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

Prof. Roberto de Souza Salgado, Ph. D.

Eng. André Della Rocca Medeiros, Dr.

*Dedico este trabalho aos
meus pais.*

*“O rio corta a rocha não por causa de sua força,
mas por causa de sua persistência.”
Gandhi*

AGRADECIMENTOS

Ao meu pai Antonio e a minha mãe Berenice, aos quais sou eternamente grata, e a quem admiro pelos exemplos de pessoa e de determinação. Apesar de todas as dificuldades, sempre lutaram pela melhor educação dos filhos, e com muito amor, mesmo a distância, sempre me motivaram e incentivaram na busca de minhas realizações. Obrigada, sem vocês esta conquista não seria possível.

À professora Katia Campos de Almeida pela amizade e orientação durante todo o período de graduação e pós-graduação. Além disso, agradeço a sua compreensão e disposição que permitiu que este trabalho fosse concluído apesar de todas as dificuldades.

Ao meu irmão André, de quem sinto muitas saudades e aos demais familiares que torceram por mim desde que passei a ficar longe de casa.

Ao grande amigo Juliano Schier, que esteve presente e compartilhou comigo todos os momentos desta jornada, tenham sido eles de alegria ou de dificuldade. Agradeço pela amizade incondicional e cujo apoio foi fundamental.

Aos professores Antonio J. A. Simões Costa, Hans H. Zürn, Jacqueline G. Rolim e Roberto de S. Salgado, pelos preciosos ensinamentos durante os cursos de graduação e pós-graduação e também pela amizade e consideração.

Ao amigo André Della Rocca Medeiros, por atender prontamente ao meu pedido de participar da banca e pelas contribuições para esta dissertação.

Aos meus amigos da época da graduação Daniela Abdala, Henrique Reginaldo, Leila Barbosa, Tales Marques de Brito e Maurício Ruviano, pela amizade que perdura até os dias de hoje.

Aos colegas e amigos do ONS, em especial as equipes de Planejamento Elétrico Quadrimestral e Mensal, por compreender minha ausência nos momentos que foram necessários para a conclusão deste trabalho.

Aos colegas e amigos do curso de pós-graduação, pelos momentos compartilhados e longas horas de estudo, em especial Danilo Dupin com quem sempre pude contar

Às amigas Diana Carmem Dantas Lima, Eliziane Capeleti e Francille Boscatto que mesmo estando distante compartilham as minhas conquistas.

Aos membros do Labspot, por todo o apoio, amizade e companheirismo durante os anos em que estive vinculado ao laboratório.

A todas as pessoas que de alguma forma ou de outra, me auxiliaram no decorrer deste período.

A CAPES, pelo apoio financeiro.

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

Despacho Ótimo de Potência Reativa Utilizando Custo de Oportunidade Via Otimização em Dois Níveis

Fernanda Souza Senna

Maio/2009

Orientador: Katia Campos de Almeida, Ph.D.

Área de Concentração: Sistemas de Energia.

Palavras-chave: Serviços Ancilares, Provimento de Potência Reativa, Custo de Oportunidade, Otimização em Dois Níveis.

Número de Páginas:108.

Esta dissertação apresenta um modelo de despacho ótimo de potência reativa baseado na minimização do custo de oportunidade dos geradores. A representação do custo de oportunidade é simplificada, de forma que o modelo de despacho possa ser expresso como um problema de otimização em dois níveis. Os objetivos do trabalho são analisar os resultados obtidos através do despacho ótimo de potência reativa baseado na minimização do custo de oportunidade e estudar o comportamento desse custo para os diferentes geradores do sistema, analisando a viabilidade do mecanismo de despacho e sua aplicabilidade na operação sob condições de competição na geração.

O programa computacional implementado para resolver o problema de otimização em dois níveis tem por base o Método da Substituição, no qual o problema do segundo nível é resolvido analiticamente e substituído por suas condições de Karush-Kuhn-Tucker, transformando o problema de otimização em dois níveis em um problema de apenas um nível. Para garantir que o conjunto de restrições do problema de otimização resultante seja regular, é realizada a substituição das restrições de folga complementar por funções auxiliares diferenciáveis (funções de Fischer-Burmeister).

Os resultados numéricos obtidos com um sistema de 2 barras e o sistema teste de 30 barras do IEEE mostram que o modelo fornece soluções coerentes. As soluções mostram claramente a importância de cada gerador no provimento de reativos para o sistema.

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

Reactive Power Dispatch Based on Opportunity Cost via Bi-level Programming

Fernanda Souza Senna

Maio/2009

Advisor: Katia Campos de Almeida, Ph.D.

Area of Concentration: Energy Systems.

Keywords: Reactive Power Market and Dispatch, Opportunity Cost, Bi-level Optimization.

Number of Pages: 108.

This work presents a reactive power dispatch model based on the minimization of the generator opportunity costs. A simplified representation of the opportunity cost is used, which allows the dispatch model to be mathematically expressed as a bi-level optimization problem. The objective is to analyze the results provided by the model and to study the behavior of each generator opportunity cost, in order to check the viability of the dispatch procedure and its applicability to system operation under competition.

The computer program developed to carry out the power dispatch was based on the Substitution Method, in which the second-level problem is analytically solved and replaced by the Karush-Kuhn-Tucker conditions, transforming the two-level into a classical, one-level, optimization problem. To guarantee that the constraint set of the resulting problem be regular, the complementary conditions of the second-level problem are replaced by differentiable auxiliary functions (Fischer-Burmeister functions).

The results obtained with a 2-bus example and the IEEE 30 bus test system show that the dispatch model provides coherent solutions, which clearly indicate the importance of each generator to the system reactive support.

SUMÁRIO

1. Introdução	1
1.1 Operação de Sistemas Elétricos	1
1.2 Importância de Geração de Potência Reativa no Sistema.....	2
1.3 Identificação dos Custos para Provimento do Suporte de Tensão	4
1.4 Equipamentos Responsáveis pelo Suporte de Reativos [10,53]	6
1.5 Motivação e Objetivo do Trabalho.....	8
1.6 Organização do Documento.....	9
2. Provimento de Suporte de Potência Reativa sob Condições de Competição na Geração	11
2.1 Introdução	11
2.2 Reestruturação do Setor Elétrico e Criação do Serviço Ancilar de Geração de Reativos.....	11
2.3 Caso Brasil.....	13
2.4 Mecanismos Adotados para Realizar e Compensar o Suporte de Reativos pelo Mundo.....	19
2.5 Estudos sobre Tarifação e Despacho de Reativos em Sistemas Reestruturados	23
2.6 Conclusões	25
3. Modelagem do Problema de Despacho Ótimo de Potência Reativa	27
3.1 Introdução	27
3.2 O Fluxo de Potência Ótimo	27
3.3 Curva de Capabilidade da Máquina Síncrona [32,33].....	30
3.4 Fluxo de Potência Ótimo para Minimizar o Custo de Geração de Potência Reativa	34
3.5 Discussão sobre o Custo de Oportunidade.....	37
3.6 Critério do Menor Preço	39
3.7 Transformação do Problema do Fluxo de Potência Ótimo em um Problema de Otimização em Dois Níveis.....	42
3.8 Formulação do Problema para um Sistema de 2 Barras.	45
3.9 Conclusões	47
4. Técnica de Resolução	48

4.1	Introdução	48
4.2	Descrição de Problemas de Otimização em Dois Níveis	48
5.2.1	Exemplo Numérico	51
5.2.2	Aplicações.....	55
4.3	Técnicas de Resolução de Problemas em Dois Níveis.....	57
4.4	Método da Substituição.....	58
4.5	Funções Auxiliares	61
4.6	Modelagem do Problema de Despacho de Reativos com Dois Níveis Usando as Funções Auxiliares	62
4.7	Formulação do Problema para um Sistema de 2 Barras Utilizando as Funções Auxiliares	66
4.8	Conclusões	68
5.	Simulações e Resultados Numéricos	69
5.1	Introdução	69
5.2	Análise do Comportamento da Solução do Problema de Despacho	69
5.2.1	Resultados do Sistema de 2 Barras.....	70
5.2.1.1	Estudos Considerando a Oferta do Gerador 1 Fixa e a do Gerador 2 Variável.....	71
5.2.1.2	Estudos Considerando a Oferta do Gerador 2 Fixa e a do Gerador 1 Variável.....	79
5.2.1.3	Estudos com Novos Custos de Geração.....	83
5.2.1.4	Estudos Considerando a Oferta dos Dois Geradores Variáveis	85
5.2.2	Sistema de 30 barras	88
5.2.2.1	Estudos Considerando as Ofertas do Grupo 1 Variáveis e do Grupo 2 Constantes.....	90
5.2.2.2	Estudos Considerando as Ofertas de Ambos os Grupos Variáveis	94
5.3	Desempenho do Método de Solução	99
5.3.2	Propriedades de Convergência	99
5.3.3	Validação dos Resultados.....	102
5.4	Conclusões	104
6.	Considerações Finais e Sugestões para Trabalhos Futuros	105
	Apêndice A.....	108
	Dados do Sistema de 30 Barras	108
	Referências Bibliográficas	111

Lista de Figuras

1.1 Modelo didático de transmissão de potência ativa e reativa.....	2
2.1 Diagrama do processo de administração de serviços ancilares no Brasil.....	18
2.2 Critério de utilização dos recursos de controle de tensão na operação do SIN.....	22
3.1 Diagrama equivalente gerador-barra infinita.....	31
3.2 Diagrama fasorial correspondente.....	31
3.3 Curva de Capabilidade.....	33
3.4 Curva de oferta do gerador i	40
3.5 Diagrama do sistema de 2 barras.....	46
4.1 Região factível do problema linear.....	52
4.2 Solução de alguns pontos do problema linear.....	53
4.3 Região de Indução.....	54
4.4 Solução do problema linear para várias abordagens de otimização.....	55
5.1 Sistema de 2 Barras.....	69
5.2 Curva de oferta dos geradores.....	71
5.3 Curva do custo de oportunidade de acordo com a oferta do gerador 2.....	73
5.4 Evolução da solução ótima da tensão.....	76
5.5 Evolução da solução ótima da potência reativa.....	76
5.6 Evolução da solução de P_g^0	77
5.7 Evolução da solução de P_g	78
5.8 Evolução da solução ótima do custo de oportunidade.....	78
5.9 Evolução da solução ótima da oferta do gerador 2.....	79
5.10 Curva do custo de oportunidade de acordo com a oferta do gerador 1.....	81
5.11 Evolução da solução ótima das ofertas dos geradores 1 e 2.....	86

5.12 Evolução da solução ótima da potência reativa dos geradores 1 e 2.....	86
5.13 Sistema de 30 Barras do IEEE.....	88
5.14 Curva de ofertas dos geradores do grupo 1.....	89
5.15 Evolução do custo de oportunidade do sistema de 30 barras.....	91
5.16 Potência ativa ótima dos geradores do Grupo 1.....	92
5.17 Potência ativa ótima dos geradores do Grupo 2.....	92
5.18 Potência reativa ótima dos geradores.....	93

Lista de Tabelas

5.1 Dados dos Geradores do Sistema de 2 Barras.....	70
5.2 Coeficientes da função custo dos geradores.....	70
5.3 Resultados dos Geradores do Sistema de 2 Barras para β_2 variável.....	72
5.4 Resultados dos Geradores do Sistema de 2 Barras para β_1 fixo.....	72
5.5 Lucro dos Geradores do Sistema de 2 Barras.....	74
5.6 Resultados dos Geradores do Sistema de 2 Barras para β_1 variável.....	80
5.7 - Resultados dos Geradores do Sistema de 2 Barras para β_2 fixo.....	86
5.8 Lucro dos Geradores do Sistema de 2 Barras para β_2 fixo.....	82
5.9 Coeficientes da função custo dos geradores.....	83
5.10 Resultados dos Geradores do Sistema de 2 Barras.....	84
5.11 Resultados dos Geradores do Sistema de 2 Barras para β_1 fixo.....	84
5.12 Resultados dos Geradores do Sistema de 2 Barras para β_1 e β_2 variável.....	85
5.13 Lucro dos Geradores do Sistema de 2 Barras para β_1 e β_2 variável.....	85
5.14 Resultados dos Geradores do Sistema de 2 Barras para β_1 e β_2 variável.....	87
5.15 Lucro dos Geradores do Sistema de 2 Barras para β_1 e β_2 variável.....	87
5.16 Dados dos Geradores do Sistema de 30 Barras.....	89
5.17 Coeficientes da curva de oferta dos geradores - sistema de 30 barras	90
5.18 Geração e limites dos geradores do grupo 1 e grupo 2	94
5.19 Geração e limites dos geradores do grupo 1 e grupo2 – com ai fixo.....	94
5.20 Coeficientes da curva de oferta dos geradores.....	95
5.21 Geração e limites dos geradores – situação 1.....	96
5.22 Geração e limites dos geradores – situação 2.....	97
5.23 Geração e limites dos geradores – situação 3.....	99

5.24 Geração e limites dos geradores.....	99
5.25 Desempenho do algoritmo implementado.....	100
5.26: Desempenho do FPO com a variação de μ e ω – 2 barras com oferta livres....	100
5.27: Desempenho do FPO com a variação de μ e ω – 30 barras com oferta livres...	101
5.28: Convergência do problema de otimização para β_2 variável - sistema 2 barras...	101
5.29: Convergência do problema de otimização para β_1 variável - sistema 2 barras...	102
5.30: Comparação dos resultados – sistema de 30 barras.....	103
Tabela A1 – Dados de linha do sistema de 30 barras.....	108
Tabela A2 – Dados de barra do sistema de 30 barras.....	109

CAPÍTULO I

1. INTRODUÇÃO

1.1 Operação de Sistemas Elétricos

A operação de sistemas de transmissão de energia elétrica é uma atividade de alta complexidade e responsabilidade, que possui como objetivos finais: a geração de energia elétrica nos locais mais adequados e em quantidade suficiente para atender os consumidores, a transmissão dessa energia aos centros de carga, obtenção do menor custo econômico, social e ecológico e a distribuição de energia de forma a garantir que certos padrões previamente especificados estejam sendo respeitados.

Para cumprir com estes objetivos, um sistema elétrico de potência tem qualidade quando possui [1]:

- Continuidade, isto é, está sempre disponível para uso do consumidor;
- Conformidade, ou seja, obedece a padrões de desempenho especificados;
- Flexibilidade, a propriedade de se adaptar às contínuas mudanças em sua estrutura topológica; e
- Manutenibilidade, isto é, a propriedade de ser devolvido à operação o mais rápido possível em caso de panes no sistema.

Dentro deste contexto da qualidade do fornecimento de energia elétrica, cabe ressaltar que a geração de potência reativa é fundamental para manter a conformidade do sistema, pois é através desta grandeza que se controla e pode-se garantir que as tensões nas barras do sistema elétrico estejam dentro dos valores especificados como adequados.

1.2 Importância de Geração de Potência Reativa no Sistema

Em sistema de potência de corrente alternada, a tensão é controlada gerenciando a produção e absorção de potência reativa. Esse controle tem por objetivo garantir que a magnitude da tensão nas barras da rede elétrica fique dentro de uma faixa especificada de limites operativos. Esses limites são de extrema importância, pois baixas magnitudes de tensão provocam nos equipamentos elétricos uma redução de rendimento ou até mesmo sua inoperância, enquanto que altas magnitudes de tensão podem danificar os equipamentos ou reduzir sua vida útil dificultando a operação do sistema elétrico de potência.

Com a finalidade de apresentar algumas características, dificuldades e desvantagens da transmissão da potência reativa é feita uma análise do sistema da Figura 1.1:

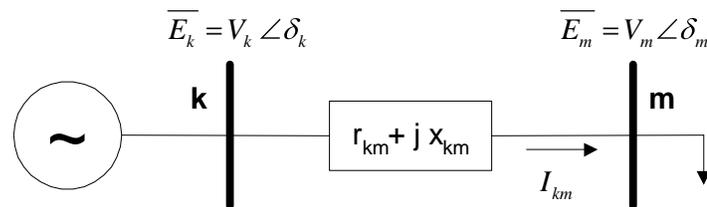


Figura 1.1: Modelo didático de transmissão de potência ativa e reativa.

onde,

V_k, V_m são as magnitudes de tensão nas barras de geração e carga, respectivamente (Volts);

δ_k, δ_m é o ângulo da barra de geração e da barra de carga (Radianos);

X é a reatância equivalente da linha do modelo π (Ω);

R é a resistência equivalente da linha (Ω);

I_{km} é a corrente demandada pela carga (A);

$\overline{E}_k, \overline{E}_m$ são as tensões complexas nas barras;

\bar{S}_{km} é a potência aparente injetada pelo gerador (VA);

g_{km} é a condutância série (S);

b_{km} é a susceptância série (S).

De acordo com a definição de fluxo de potência complexa, sabendo que a parte real é a potência ativa e a parte imaginária a potência reativa, e com o modelo anteriormente apresentado na Figura 1.1, obtém-se as seguintes expressões:

$$\bar{S}_{km} = P_{km} + jQ_{km} = \bar{E}_k I_{km}^* \quad (1.0)$$

$$\text{sabendo que } b_{km} = -\frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \text{ e } g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2}$$

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \delta_{km} - V_k V_m b_{km} \sin \delta_{km} \quad (1.1)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 b_{km} + V_k V_m b_{km} \cos \delta_{km} - V_k V_m g_{km} \sin \delta_{km} \quad (1.2)$$

para $r_{km} \ll x_{km}$

$$P_{km} \cong -V_k V_m b_{km} \sin \delta_{km} = \frac{V_k V_m \sin \delta_{km}}{x_{km}} \quad (1.3)$$

$$Q_{km} \cong -V_k^2 b_{km} + V_k V_m b_{km} \cos \delta_{km} = -\frac{V_k V_m \cos \delta_{km}}{x_{km}} + \frac{V_k^2}{x_{km}} \quad (1.4)$$

Através das expressões (1.3) e (1.4) nota-se que a transmissão de potência reativa, para valores pequenos de δ_{km} , de forma que $\cos(\delta_{km}) \approx 1$, depende basicamente da diferença entre as magnitudes de tensão, sendo o sentido do fluxo definido da barra de maior magnitude de tensão para a barra de menor magnitude. Observa-se também que o fluxo de potência ativa depende principalmente do ângulo da carga, ocorrendo o maior valor deste fluxo quando $\delta_{km} = 90^\circ$. Ou seja, P e δ se encontram acoplados, assim como Q e V [2].

O suporte de potência reativa é essencial para a operação confiável do sistema de transmissão elétrico, ou seja, fundamental para garantir a qualidade e a continuidade da energia entregue ao consumidor, uma vez que as tensões nas barras do sistema elétrico de potência são diretamente dependentes das injeções de potência reativa nessas barras.

O suprimento inadequado de potência reativa é uma das maiores causas dos recentes “apagões” em todo o mundo. No processo de planejamento, o suporte de reativos é necessariamente um requisito crítico, pois a manutenção de um perfil adequado de tensão ao longo do sistema é uma tarefa complexa, que traz custos associados e apresenta algumas dificuldades como pode ser visto a seguir [2]:

- A transmissão de reativos em excesso pode produzir sobretensões em algumas barras do sistema, o que não é desejável.
- As perdas de potência reativa na transmissão são muito maiores do que as perdas de potência ativa, demonstrando a natureza de fornecimento local da potência reativa, sendo esse um dos fatores que a distingue da potência ativa.

Os custos associados ao provimento de potência reativa são analisados a seguir.

1.3 Identificação dos Custos para Provimento do Suporte de Tensão

O controle de tensão pode ter uma abrangência sistêmica ou local. No primeiro caso, um determinado gerador pode fornecer potência reativa para compensar a potência reativa das linhas de transmissão. No segundo caso, um outro gerador poderá também suprir parte da potência reativa requisitada pela carga, cuja efetividade da ação dependerá de sua localização no sistema, uma vez que existem restrições de transmissão da potência reativa a longas distâncias [5].

A seguir é possível comprovar que a eficácia das injeções de potência reativa é local. Considerando novamente o sistema da Figura 1.1, obtêm-se as seguintes expressões para as perdas de potência ativa (P_{perdas}) e reativa (Q_{perdas}):

$$\begin{aligned}
P_{km} + P_{mk} &= g_{km} \left| \overline{E_K} - \overline{E_M} \right|^2 = g_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos d_{km}) \\
P_{perdas} &= g_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos d_{km}) \\
Q_{km} + Q_{mk} &= -b_{km} \left| \overline{E_K} - \overline{E_M} \right|^2 = -b_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos d_{km}) \quad (1.5) \\
Q_{perdas} &= -b_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos d_{km})
\end{aligned}$$

Analisando da Equação 1.5, que representa as perdas devido à transmissão em uma linha e sabendo que $X > R$, tem-se que $Q_{perdas} > P_{perdas}$. Portanto, percebe-se que as perdas de potência reativa na transmissão são muito maiores do que as perdas de potência ativa. A minimização das perdas reativas leva ao investimento em dispositivos de compensação.

Devido aos valores elevados de Q_{perdas} , para o controle das magnitudes de tensão de barra, fontes de potência reativa devem ser localizadas de acordo com a topologia da rede, não devendo compensar a potência reativa das linhas remotamente, pois provocaria aumento das perdas e riscos de colapso de tensão. O mesmo ocorre quando a potência reativa é necessária para suprir parte da potência reativa requisitada pela carga. Em ambos os casos, a efetividade da compensação dependerá da localização da fonte de reativos no sistema.

Segundo os autores de [10], a identificação dos custos incorridos para o suporte de tensão requer que se analisem as diversas formas encontradas para provimento desse serviço. Dependendo da finalidade, determinado tipo de compensação é mais adequado, assim como o regime de operação do elemento de compensação é diferente.

Grande parte dos equipamentos utilizados para fornecimento/absorção de reativos incorre em *custos diretos*, e nos geradores ainda são observados os *custos indiretos*.

Os custos diretos se subdividem em fixos e variáveis. Os custos fixos correspondem aos custos de amortização do capital, de construção do equipamento e da instalação de compensação (inclusive a construção civil e do mecanismo de distribuição) e de administração. Não são de simples obtenção, pois dependem de fabricantes e da tecnologia empregada. A avaliação dos custos fixos, de uma unidade geradora é complexa pois a interação entre a produção de potência ativa e reativa é tanta que é difícil isolar itens do equipamento dentro da instalação de um gerador, como

especificamente associados com a produção de potência reativa. Para os demais componentes de compensação reativa, os custos fixos podem ser melhor estimados uma vez que os mesmos destinam-se exclusivamente ao suporte de tensão [3,10,18]

Os custos variáveis correspondem às perdas necessárias para o provimento do serviço de suporte de tensão e os custos de manutenção que dependem do ciclo de operação do equipamento [3,10,18].

Segundos os autores de [10] e [18], os custos indiretos são observados apenas para os geradores. Eles são os custos de oportunidade associados com a perda de receita que um gerador experimenta quando tem sua capacidade de geração ativa reduzida a fim de produzir potência reativa.

A seguir são apresentados os equipamentos mais comumente usados no suporte de reativos e os custos associados a esse suporte.

1.4 Equipamentos Responsáveis pelo Suporte de Reativos [10,53]

O suporte de tensão em grandes sistemas é provido por uma combinação de equipamentos, que incluem capacitores, reatores, compensadores estáticos, compensadores síncronos e geradores. Enquanto os compensadores síncronos, geradores e compensadores estáticos usualmente operam de modo a dispor de uma reserva de potência reativa para controlar excursões rápidas de tensão durante contingências, capacitores e reatores destinam-se a manter o perfil de tensão durante condição normal de operação e, portanto, injetam e absorvem continuamente potência reativa no sistema. Essas duas funções desempenhadas são de vital importância para o sistema, e ambas incorrem em custos de investimento e também em custos para suprimento de perdas próprias dos equipamentos. Devido à variedade de equipamentos há dificuldades para estabelecer um arranjo comercial para o provimento de suporte de tensão baseado nesses custos.

Capacitores e Reatores em Derivação Manobráveis

Esses equipamentos fornecem potencia reativa continuamente e destinam-se a manter o perfil de tensão durante a operação normal do sistema. Os custos variáveis para esses equipamentos são devidos às perdas e à cobertura da depreciação resultante de operações de chaveamento. As perdas incorridas pelos reatores, embora reduzidas

percentualmente, podem apresentar magnitudes consideráveis. A frequência de chaveamentos é um importante fator a ser considerado na análise do problema, pois a mesma pode afetar não somente o reator/capacitor como também o disjuntor responsável pela manobra. Isto se deve a sobretensões que surgem na abertura e fechamento de capacitores.

Reatores Fixos em Derivação

Os reatores fixos em derivação são utilizados para energizar uma linha de transmissão e para manter um perfil adequado de tensão sob condições de rejeição de carga. Levando-se em conta que esse equipamento é fixado à uma linha de transmissão, deveria ser considerado como pertencente àquela linha e, portanto, a uma concessionária de transmissão específica. Portanto, pode não ser considerado como fornecedor de serviço ancilar, e, conseqüentemente, suas perdas deverão ser admitidas como inerentes ao sistema de transmissão [18].

Compensadores Síncronos

Além de poderem atuar continuamente na operação do sistema, esses equipamentos são considerados como uma fonte de reserva de potência reativa, pois são capazes de controlar variações rápidas de tensão como no caso de uma eventual contingência.

É ideal que, sob condições de regime permanente, os compensadores síncronos operem a nível zero de potência reativa, embora consumindo potência ativa para o suprimento das perdas. Os custos variáveis referem-se ao suprimento das perdas que variam de 1 a 2 % da capacidade nominal [10,18].

Compensadores Estáticos

Assim como os compensadores síncronos, os compensadores estáticos fornecem suporte de potência reativa quando as condições de operação necessitarem desse recurso, mas também são considerados uma fonte de reserva de potência reativa, pois atuam no controle de tensão durante períodos transitórios.

Geradores

O mecanismo de compensação do suporte de reativo em geradores deve levar em conta os custos fixos, relacionados à compra, desgaste e manutenção do

equipamento - ou seja, custos que não estão associados à quantidade de potência reativa gerada - e variáveis, que são relacionados ao suprimento das perdas do equipamento [3,55]. Ao contrário do que ocorre para a potência ativa, não há uma relação direta entre a quantidade de MVar fornecida por um gerador e seu consumo de combustível ou a quantidade de água turbinada para seu funcionamento. Esse fato torna complexo o surgimento de uma função custo de geração de potência reativa para os geradores.

Os custos fixos e variáveis são pequenos em comparação ao custo indireto associado à oportunidade perdida de atuação no mercado de energia, ou seja, a redução de geração e comercialização de potência ativa, devido à produção de potência reativa [3,55].

1.5 Motivação e Objetivo do Trabalho

Geradores são de grande importância para o controle da tensão de um sistema, pois podem controlar continuamente a injeção de potência reativa. Entretanto, não se disponibilizarão a fornecer tal suporte se não forem bem recompensados.

A modelagem do custo de oportunidade não é trivial pois depende da atuação dos geradores no mercado de potência ativa. Este trabalho descreve uma representação simplificada do custo de oportunidade e também um modelo que representa o despacho de potência reativa baseado no mínimo custo de oportunidade. Esse modelo é expresso matematicamente como um problema de otimização em dois níveis.

O modelo de despacho descrito neste trabalho pode ser empregado para determinar a participação dos geradores num mercado conjunto de potência ativa e reativa. O modelo foi formulado adotando-se o seguinte raciocínio:

- Supõe-se que exista um mercado de potência ativa e que a participação de cada gerador nesse mercado depende da oferta que ele faz. Essa oferta é definida pela quantidade de MW disponível e pelo preço do MWh. O montante que cada gerador vende no mercado de potência ativa é obtido resolvendo-se um problema de minimização cuja função objetivo é obtida da soma dos preços ofertados e cujas restrições estão associadas à distribuição de potência ativa da rede elétrica. Inicialmente é feito o despacho de potência ativa. Deve-se notar que, nesta primeira etapa, não

se leva em conta o suporte de reativos necessário para a operação do sistema.

- Uma vez que não foram consideradas, na primeira etapa, todas as restrições de operação em regime do sistema, os valores obtidos para as gerações de potência ativa são aproximados. Para que sejam corrigidos, deve ser efetuado um despacho considerando as necessidades de suporte de potência reativa do sistema. Visando manter os custos associados ao fornecimento de energia os menores possíveis, propõe-se que esse despacho conjunto seja feito utilizando-se o critério de mínimo custo de oportunidade. Esta segunda etapa pode ser encarada como sendo de determinação da participação dos geradores num mercado conjunto de potência ativa e reativa. A quantidade de potência ativa e reativa que cada gerador fornece para esse mercado - e injeta na rede elétrica - é obtida pela resolução de um problema de minimização cuja função objetivo é a soma dos custos de oportunidade e as restrições são de balanço de potência ativa e reativa e limites físicos e operacionais do sistema. Os custos de oportunidade são calculados com base no despacho de potência ativa, realizado na primeira etapa e baseado nas ofertas dos geradores. Considerando o interesse dos geradores em participar do mercado conjunto, supõe-se que eles modificam suas ofertas para o mercado de potência ativa para que seus custos de oportunidade sejam competitivos.

Os objetivos do trabalho são analisar os resultados obtidos pelo despacho de potência baseado na minimização do custo de oportunidade e estudar o comportamento desse custo para os diferentes geradores do sistema. Busca-se, assim, analisar a viabilidade do mecanismo de despacho e sua aplicabilidade na operação sob condições de competição na geração.

1.6 Organização do Documento

O restante do trabalho está estruturado da seguinte forma: o Capítulo 2 descreve os serviços necessários para o bom atendimento da demanda de energia elétrica – *Serviços Ancilares*. É feito um breve apanhado sobre a questão do provimento do suporte

de reativos em sistemas reestruturados, explica o mecanismo adotado no Brasil para o suprimento de reativos. O Capítulo também descreve algumas metodologias propostas para o provimento de reativos em ambiente competitivo.

No Capítulo 3 é apresentada uma introdução sobre o Fluxo de Potência Ótimo, seguida da descrição da Curva de Capabilidade da máquina síncrona, demonstrando que o fornecimento de potência reativa limita o de potência ativa. Este capítulo também descreve o despacho ótimo de potência reativa através do custo de oportunidade dos geradores. Por fim, é mostrada a transformação do FPO em um problema de otimização em dois níveis e um exemplo dessa transformação para um sistema de 2 barras.

O Capítulo 4 descreve o problema de otimização em dois níveis e algumas aplicações. Também apresenta o método de solução usado para o desenvolvimento do aplicativo computacional de fluxo de potência ótimo utilizado para obter os resultados desse trabalho, que incluem o método da substituição das condições do nível inferior pelas condições de KKT e a utilização de funções auxiliares para substituir as condições de folga complementar.

No Capítulo 5 são apresentados resultados de testes computacionais de simulação da aplicação do fluxo de potência ótimo proposto, obtidos a partir de um sistema de 2 barras e um sistema teste de 30 barras do IEEE.

No Capítulo 6 são apresentadas as análises finais, conclusões do trabalho desenvolvido e sugestões para o desenvolvimento de trabalhos futuros.

CAPÍTULO II

2. PROVIMENTO DE SUPORTE DE POTÊNCIA REATIVA SOB CONDIÇÕES DE COMPETIÇÃO NA GERAÇÃO

2.1 Introdução

Este capítulo inicia descrevendo os serviços ancilares, necessários para o atendimento da energia elétrica, e contextualizando a reestruturação do setor elétrico, apresentando o caso específico do Brasil. Posteriormente é feito um apanhado sobre as formas adotadas para realizar e compensar o suporte de reativos em alguns países e finalmente são mostradas algumas metodologias propostas para o provimento de reativos em sistemas reestruturados.

2.2 Reestruturação do Setor Elétrico e Criação do Serviço Ancilar de Geração de Reativos

Nos ambientes regulamentados tradicionais as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica são tipicamente controladas por uma única entidade. Desta forma, o custo do provimento de reativos ou de suporte de tensão, assim como o de todos os serviços agregados à entrega de energia elétrica estão presentes implicitamente no custo da energia, sem qualquer remuneração adicional ao provimento voluntário dos agentes do sistema. Não há necessidade de separação do custo/preço do provimento de reativos, pois sua utilidade está virtualmente assegurada dado que se pode recuperar o custo deste serviço através das tarifas do mercado verticalizado [3,55]. Interconexões entre subsistemas e interação entre companhias são realizadas com os objetivos de atender os requisitos de confiabilidade e desempenho do sistema de potência. As tarifas são controladas, e os consumidores têm limitações de escolha do seu fornecedor de energia [4].

Nos últimos anos, diversos países têm passado por processos de reestruturação do setor elétrico. As modificações vêm ocorrendo em momentos diferentes e com características peculiares em cada país. Em termos gerais, a reestruturação consiste na desverticalização e no conseqüente surgimento de empresas especializadas em geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Também em decorrência da desverticalização, surgem novos agentes no setor elétrico, tais como os consumidores livres, os consumidores cativos, os geradores independentes e os autoprodutores de energia.

Dentro deste contexto da mudança estrutural das empresas de energia elétrica, baseado na introdução da competição e no atendimento ao mercado nas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, houve o desmembramento do fornecimento de eletricidade em produto e serviço. Conseqüentemente, os custos associados aos serviços de suporte à operação deixaram de ser cobertos através da tarifa básica da energia elétrica.

Neste novo modelo competitivo de indústria, tem-se por objetivo a eficiência econômica, sendo de fundamental importância a definição e classificação de serviços do sistema, bem como a precisa identificação dos custos incorridos para os seus provimentos. Os serviços do sistema são denominados de *Serviços Ancilares* (SAs).

Diante do cenário apresentado anteriormente, é necessária a criação de uma entidade independente (neutra) e responsável por manter integrados e coordenados os requisitos de qualidade, confiabilidade e segurança necessários à operação do sistema. Esta entidade, que também é responsável pela manutenção da segurança, geralmente é conhecida como o operador do sistema (OS). Num modelo de mercado verticalizado, todos os serviços para garantir a qualidade e a segurança do sistema são considerados como um ônus dos agentes que estão no negócio, estando os custos associados embutidos no preço final da energia.

Para operar o sistema com eficiência e segurança num modelo desverticalizado, o OS respalda suas decisões em critérios técnico-econômicos. Para tanto faz uso de um conjunto de serviços, dentre os quais se destacam o SAs oferecidos por diversos provedores [5].

Na literatura existem várias definições sobre serviços ancilares [5, 6, 7, 8, 9, 11], neste trabalho adotou-se a seguinte [5,11]:

“Serviços ancilares são atividades relacionadas com a provisão de todos os serviços necessários para a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica de

forma confiável e eficiente, garantindo a manutenção da tensão e da frequência do sistema suficientemente estáveis”.

Da mesma forma como existem várias definições sobre serviços ancilares, também há vários critérios apresentados na literatura para a classificação destes conseqüentemente, a quantidade de serviços ancilares varia de acordo com o autor ou com o país escolhido para estudo. Adotando-se num certo momento o nível de detalhamento, algumas referências chegam a relacionar 140 tipos de serviços ancilares [8,12].

Segundo a Federal Energy Regulatory Commission (FERC), são cinco os serviços ancilares [54]:

- Provimento de potência reativa e controle de tensão;
- Compensação de perdas;
- Despacho de geração;
- Proteção do sistema;
- Provimento de geração para corrigir o balanço de potência no sistema.

A quantidade e os serviços ancilares podem variar de um país para outro, devido às diferentes matrizes energéticas e dimensões topológicas da rede, e também em função das características operativas. Diante de tal diversidade, durante o processo de desverticalização, muitos países optaram por limitar a lista de serviços ancilares a um número técnica e economicamente gerenciável. Alguns desses serviços são considerados por todos os países, como é o caso do suporte de potência reativa [12].

As grandes questões que surgem no contexto do serviço de provimento de reativos, consistem em determinar e quantificar os custos referentes às diversas fontes de potência reativa e a forma mais adequada de remunerar esse serviço, possibilitando assim a implantação de um mercado de potência reativa.

2.3 Caso Brasil

A política nacionalista adotada no Brasil, da década de 30, pressupunha que certas atividades de infra-estrutura, entre elas a energia elétrica, por serem extremamente estratégicas para o desenvolvimento do país, eram de competência da União. O avanço federal no setor elétrico, entretanto, só foi significativo a partir da década de cinquenta,

com a criação de empresas estatais e da década de sessenta com a instituição da Eletrobrás.

Na década de 80, este modelo começou a ser questionado o que gerou o projeto Revise (Revisão Institucional do Setor Elétrico), a partir do qual surgiram novos conceitos no Brasil como produtor independente, consumidor livre, livre acesso à rede de transmissão e distribuição, além do início do processo de privatização.

Em 1996, iniciou-se a fase de concepção do novo modelo, sob a coordenação da Secretaria Nacional de Energia do Ministério de Minas e Energia, chegando-se a conclusão que era preciso criar a uma Agência Reguladora (ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica), instituída em dezembro de 1996, através da lei nº. 9.427, um operador para o sistema (ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico), e um ambiente comercial (MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada em substituição ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), que através de técnicos e profissionais do setor elétrico juntamente com uma consultoria internacional executou o projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro. Assim, como contraponto ao sistema vertical e monopolista que vigorava no país, foi criado um sistema mais aberto, mais dinâmico, e mais atraente para os investidores externos.

O processo de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro teve como pontos principais a desverticalização das empresas, a implantação de um modelo comercial competitivo, a garantia de livre acesso a rede elétrica e a redução do papel do estado nas funções empresariais no setor, o que ocorreu com a privatização de algumas empresas estatais e a licitação dos empreendimentos associados à expansão.

A reforma do setor elétrico brasileiro provocou o surgimento de novas funções e definições, e modificou o conteúdo e a forma de outras atividades, o que tornou necessária a criação de novas entidades com papéis bem definidos, tais como [14,15, 16]:

SIN

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, denominado Sistema Interligado Nacional – SIN é classificado como hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários sendo considerado único em âmbito mundial. O Sistema Interligado Nacional é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte.

Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

A operação do Sistema Elétrico Brasileiro concentra sua atuação sobre a Rede de Operação do Sistema Interligado Nacional, que é constituída pela rede Básica, a rede Complementar e pelas Usinas submetidas ao despacho centralizado coordenado pelo ONS. A Rede Básica é aquela que possui linhas de transmissão e subestações com tensão igual ou superior a 230 kV e a Rede Complementar é aquela situada fora dos limites da Rede Básica e cujos fenômenos têm influência significativa sobre esta. Qualquer agente do setor elétrico que produza ou consuma energia elétrica tem direito à utilização desta Rede Básica, como também o consumidor livre, uma vez atendidas certas exigências técnicas e legais. Este é o chamado Livre Acesso, assegurado em Lei e garantido pela ANEEL.

ANEEL

Quando o Estado passou a ter um papel basicamente de regulador do Mercado de Energia Elétrica brasileiro, houve a necessidade de criação de um órgão capacitado para normatizar e fiscalizar as atividades do Setor Elétrico. Assim, foi criada a ANEEL - autarquia vinculada ao Ministério das Minas e Energia, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalidade de atendimento aos consumidores e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, preservando, sempre, a viabilidade econômica e financeira dos Agentes e da indústria para compatibilizar interesses. Além disso, permitir e autorizar instalações e serviços de energia, exigir investimentos no setor e assegurar a universalização dos serviços.

MAE

Foi também instituído o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, ambiente virtual (sem personalidade jurídica), auto-regulado - instituído através da assinatura de um contrato de adesão multilateral, o Acordo de Mercado, para ser o ambiente onde se processam a contabilização e a liquidação centralizada no mercado de curto prazo.

A ASMAE era a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, uma sociedade civil de direito privado, braço operacional do MAE, empresa autorizada da ANEEL. O MAE da forma como estava constituído, apresentava conflitos

de interesses que resultavam em paralisia do Mercado. Além disso, não estava desempenhando as atribuições esperadas, comprometendo, assim a expansão da oferta de energia elétrica. Assim, com a publicação da Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002, foi autorizada a criação do MAE como pessoa jurídica de direito privado, submetido à regulamentação por parte da ANEEL.

Recentemente o MAE passou por uma mudança de governança e denominação social, passando a ser denominado como Câmara de Comercialização de Energia elétrica – CCEE, no entanto cumprindo com as suas atribuições de ambiente de processamento da contabilização da energia elétrica produzida e consumida no Brasil.

ONS

O ONS foi constituído através da lei nº. 9648 como pessoa jurídica de direito privado, autorizado do Poder Concedente, regulado e fiscalizado pela ANEEL, e integrado pelos titulares de geração, transmissão, distribuição, comercialização e também pelos consumidores livres. Ele foi criado para operar, supervisionar e controlar a geração e transmissão de energia elétrica no Brasil, com o objetivo de otimizar custos e garantir a confiabilidade do Sistema, definindo ainda as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país. Possui também, dentre suas responsabilidades e atribuições, a administração dos serviços ancilares sendo, responsável por contratar, administrar e realizar a apuração dos serviços ancilares providos pelos Agentes Prestadores de Serviços Ancilares do Sistema Interligado Nacional (SIN), segundo a regulamentação vigente [15].

Na definição dos serviços ancilares realizada pela ANEEL, foram adotadas premissas que refletem a garantia de operacionalidade do Sistema Interligado Nacional. Assim sendo, foram estabelecidos segundo a regulamentação vigente os seguintes serviços ancilares [16,17]:

- Os controles primário e secundário de freqüência, e suas reservas associadas;
- A reserva de prontidão;
- O suporte de reativo;
- Auto-restabelecimento das unidades geradoras (Black Start).

O controle primário de frequência é o controle realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, objetivando limitar a variação da frequência quando da ocorrência de desequilíbrio entre a carga e a geração.

O controle secundário de frequência é o controle realizado pelas unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração - CAG, destinado a restabelecer a frequência do sistema ao seu valor programado e manter e/ou restabelecer os intercâmbios de potência ativa aos valores programados.

A Reserva de Potência para Controle Primário é a provisão de reserva de potência ativa efetuada pelas unidades geradoras para realizar o controle primário de frequência.

A Reserva de Potência para Controle Secundário é a provisão de reserva de potência ativa efetuada pelas unidades geradoras participantes do CAG, para realizar o controle secundário de frequência e/ou de intercâmbios líquidos programados de potência ativa entre áreas de controle.

A Reserva de Prontidão é a disponibilidade de unidades geradoras com o objetivo de recompor as reservas de potência primária ou secundária do sistema, em caso de indisponibilidade ou redeclaração de geração, se atingido o limite de provisão de reserva de potência ativa do sistema.

O Suporte de Reativo é o fornecimento ou absorção de energia reativa, destinada ao controle de tensão da Rede de Operação, mantendo-a dentro dos limites de variação estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

O Auto-restabelecimento é a capacidade que tem uma unidade geradora ou usina geradora de sair de uma condição de parada total para uma condição de operação, independentemente de fonte externa para alimentar seus serviços auxiliares para colocar em operação suas unidades geradoras.

A apuração dos serviços ancilares prestados pelos agentes de geração, de transmissão e de distribuição requer diretrizes específicas que a orientem. A partir da definição dos serviços considerados como ancilares pela ANEEL, e à assinatura dos Contratos de Prestação de Serviços Ancilares – CPSA entre os agentes de geração e o ONS, certas ações associadas ao uso de controles utilizados na operação do sistema elétrico passam a ser remunerados aos agentes.

Através dos CPSA (Figura 2.1) o ONS apura o serviço ancilar das unidades geradoras revertidas para síncrono, cujo serviço será provido de forma obrigatória e

remunerado pela Tarifa de Serviços Ancilares - TSA, visando recuperar os custos adicionais de operação e manutenção [17].

Nos CPST - Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão é estabelecida a apuração do serviço ancilar de suporte de reativo prestado pelos equipamentos das concessionárias de transmissão (capacitores, reatores e compensadores estáticos).

A Figura 2.1 ilustra o processo de administração dos serviços ancilares providos pelos Agentes Prestadores de Serviços Ancilares, mostrando inclusive o relacionamento existente entre as diferentes entidades nesse processo e as diretrizes para a apuração do serviço ancilar de suporte de reativo prestado pelas unidades geradoras que estejam operando como compensador síncrono. Para os demais serviços ancilares prestados pelos agentes de geração, de transmissão e de distribuição, definidos na regulamentação vigente não há CPSA uma vez que esses são remunerados segundo as Regras de Comercialização da CCEE.

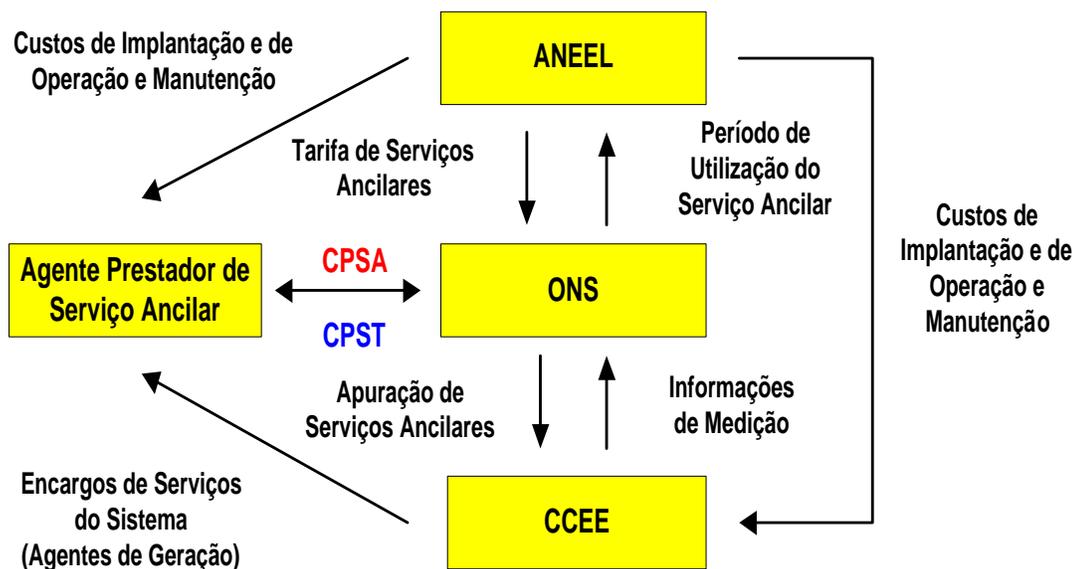


Figura 2.1: Diagrama do processo de administração de serviços ancilares no Brasil [17].

Como pode ser observado na Figura 2.1, o serviço ancilar referente à operação das unidades geradoras como compensadores síncronos para suporte de reativo, que esteja incluído no CPSA será apurado pelo ONS no período da prestação do serviço, contabilizado e liquidado no âmbito da CCEE por meio de parcelas dos ESS (Encargos e Serviços do Sistema) e em conformidade com as regras de comercialização.

Os períodos referentes à operação de unidades geradoras como compensadores síncronos para suporte de reativo são apurados mensalmente pelo ONS e o resultado desse processo de apuração é mensalmente enviado à CCEE e ao respectivo agente gerador, juntamente com os montantes horários de energia reativa gerados. A partir da disponibilização pelo ONS dessas informações, a CCEE realiza a contabilização e a liquidação mensal dos encargos desses serviços auxiliares, por meio dos ESS. A emissão dos arquivos contendo os valores associados à prestação do serviço auxiliar de suporte de reativo ocorre mensalmente, até o 8º (oitavo) dia útil subsequente ao mês de apuração [17].

O serviço auxiliar de reserva de prontidão também é apurado pelo ONS, que informa à ANEEL os períodos em que a unidade geradora tenha, por solicitação do ONS, iniciado o processo de partida para sincronização ao SIN, mas que, também por determinação do ONS, não tenha concretizado essa sincronização e tenha consumido combustível durante o processo. O custo do consumo de combustível utilizado nesse período, auditado e aprovado pela ANEEL, é ressarcido por meio de ESS. A emissão para a ANEEL da correspondência sobre o consumo de combustível referente à operação em reserva de prontidão deve ser feita em até 7 (sete) dias úteis, contados a partir da verificação da ocorrência do evento [17].

2.4 Mecanismos Adotados para Realizar e Compensar o Suporte de Reativos pelo Mundo

Suécia [54]

Na Suécia, a maior parte da geração (principalmente hidráulica) é localizada no norte do país, enquanto que no sul está localizada a maior parte da carga. A potência reativa, que é consumida principalmente no sul, é suprida com base mandatória e não há compensação financeira. O objetivo é manter o fluxo de potência reativa no sistema próximo de zero, especialmente em certas interligações. Alguns grandes geradores são utilizados raramente para controle de tensão e operam com potência reativa de saída constante. Unidades termelétricas e hidrelétricas devem manter uma capacidade de injeção de potência reativa igual a um terço do montante de potência ativa injetada (fator de potência aproximadamente igual a 0,9). Os operadores do sistema usam a maior quantidade possível de potência reativa estática.

Estados Unidos [52]

Segundo o Conselho Norte Americano de Confiabilidade Elétrica (NERC) apenas os geradores são considerados provedores de potência reativa, e portanto podem ser considerados provedores de um serviço ancilar. Os demais equipamentos que produzem potência reativa, não são reconhecidos como tal e, por conseguinte não são compensados financeiramente por essa atribuição. Dentro dos Estados Unidos existem subsistemas independentes que apresentam regras de remuneração diferenciadas, como pode ser visto a seguir: (i) O OS de Nova York (NYISO) é a instituição encarregada de gerenciar o suporte de potência reativa e de estabelecer os preços para produção. Os custos são computados pela soma de todos os pagamentos para as fontes que mantém o suporte. Estão inclusos os custos agregados anuais totais, algum custo de oportunidade aplicável e algum componente referente a acordos para ajustes de balanço de ano precedente. Os custos agregados anuais são compostos pelos custos de capital de investimento e custos de operação e manutenção. (ii) No sistema da Califórnia, o OS obtém o serviço de suporte de potência reativa por contratos de longo prazo com as unidades geradoras mais confiáveis. As necessidades de curto prazo são determinadas em uma base diária após o estabelecimento do despacho de potência ativa e o conhecimento das demandas de energia. Após isto, o OS determina a alocação das gerações de potência reativa a partir de análises de fluxo de potência. Ao mesmo tempo, os geradores são orientados a operar com fator de potência entre 0,9 indutivo e 0,95 capacitivo. Para geração / absorção de potência reativa além desses limites, as unidades geradoras são financeiramente compensadas, incluindo um pagamento adicional caso seja requerida uma redução na geração de potência ativa.

Reino Unido [52]

De acordo com a Nacional Grid Company (NGC), foi instituído o serviço ancilar Obrigatório de Potência Reativa (ORPS). Este serviço obriga as unidades geradoras com capacidade superior a 50 MW a fornecer uma quantidade básica de potência reativa. Para receber compensações financeiras provenientes deste serviço, os geradores devem submeter-se a um mecanismo padrão de pagamento (DPM). Este mecanismo remunera segundo a potência reativa utilizada. Além disso, geradores com capacidade superior ao

estabelecido como mandatório, podem oferecer um Serviço de Potência Reativa Excedente (ERPS), que pode ser ofertado no mercado.

Austrália [52,54]

A Companhia Nacional de Gerenciamento de Mercado (NEMCO), somente remunera o suporte de potência reativa dos geradores e compensadores síncronos, pois apenas estes são reconhecidos legalmente. Esses dois equipamentos são remunerados pela componente de pagamento por disponibilidade, ou seja, quando estiverem aptos a prover o serviço solicitado. Os compensadores síncronos recebem também a componente de pagamento por permissão, quando forem ativados pela NEMCO. Os geradores síncronos recebem uma componente de pagamento de compensação, tendo em vista os custos de oportunidade incorridos. Além disso, quando operam com fator de potência dentro da faixa 0,90 indutivo e 0,93 capacitivo, o provimento é mandatório. Permanecendo fora destes valores, trata-se de um serviço ancilar.

Brasil

No Brasil, de acordo com Submódulo 14 dos Procedimentos de Rede do ONS, são considerados provedores de Suporte de Potência Reativa [17]:

- Unidades geradoras fornecendo potência ativa;
- Unidades geradoras operando como compensadores síncronos;
- Equipamentos para controle de tensão dos Concessionários de Transmissão.

Os equipamentos disponíveis para o controle de tensão na operação do sistema elétrico brasileiro, Figura 2.2, são utilizados de maneira conjunta, ou seja, de forma a não esgotar nenhum recurso antes do uso do próximo recurso existente, é mantida uma folga de regulação de tensão. O uso de reatores/capacitores é minimizado diante do seu efeito na rede elétrica. São verificadas variações elevadas de tensão, bem como riscos de abertura de linhas, na qual a presença de um número excessivo de reatores pode acarretar.

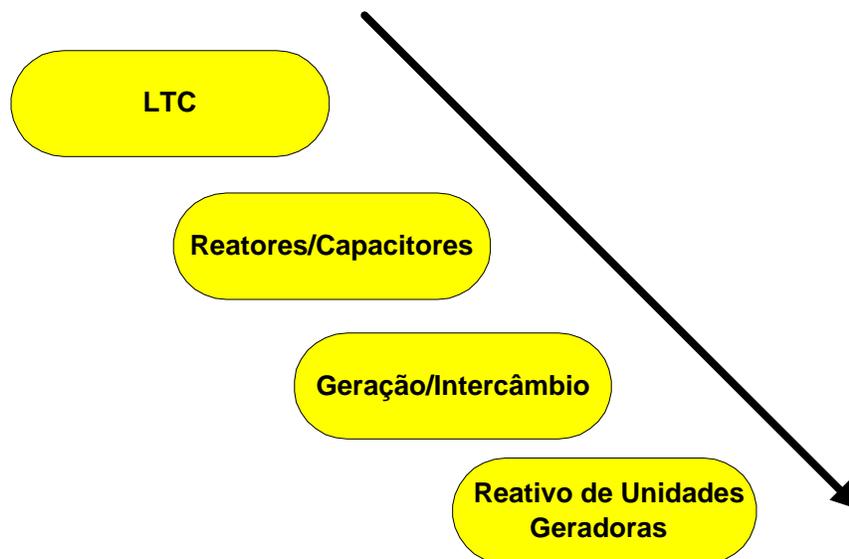


Figura 2.2: Critério de utilização dos recursos de controle de tensão na operação do SIN. [17]

Os equipamentos das concessionárias de transmissão destinados ao controle de tensão e do fluxo de potência, que fazem parte de suas respectivas concessões, serão remunerados pelas mesmas regras e procedimentos aplicados às instalações de transmissão. Esses ativos serão remunerados pelos encargos associados aos CPST. Ou seja, entende-se que esses serviços fazem parte da concessão de transmissão. [17]

Atualmente, no Brasil, de acordo com as Resoluções 265 e 195 de 2003 e 2005, respectivamente, da ANEEL o provimento de reativos é compulsório a todas as unidades do Sistema Interconectado Nacional (SIN) sempre que o ONS requisitar. Os agentes geradores são compensados somente quando têm uma ou mais unidades convertidas a Compensadores Síncronos, sendo remunerados através da TSA após a celebração do CPST entre o agente e o ONS. A TSA em vigor no Brasil, para compensar os geradores convertidos em compensadores síncronos é de R\$ 4,03/kVArh [13,17,19],

2.5 Estudos sobre Tarifação e Despacho de Reativos em Sistemas Reestruturados

Diferentes metodologias estão sendo propostas para tratar o problema de definir formas de compensar os provedores de potência reativa e de tarifação de reativos, algumas delas serão discutidas a seguir.

A referência [24] mostra características específicas da transmissão de potência reativa, inclusive relata que quando o suporte de tensão não está sendo fornecido cria-se um obstáculo para a implementação de transações de energia, prejudicando a eficiência do mercado de energia. Também são analisadas técnicas econômicas que devem ser implementadas para que se torne possível a criação de um mercado de suporte de reativos e controle de tensão. Os autores discutem o fato das unidades geradores que geram potência reativa não poderem vender toda a potência ativa que seriam capazes de gerar, tendo sua participação no mercado de potência ativa restringida por causa da geração de reativos. Por conseguinte, propõem que a remuneração dos reativos fornecidos por estes geradores, seja realizada com base no custo de oportunidade perdida de gerar potência ativa.

Os autores de [28] exploram assuntos técnicos e econômicos para determinar uma estrutura de preços de compensação de reativos num ambiente de livre acesso à transmissão. Destaca-se que o provimento de potência reativa é um serviço ancilar necessário para garantir a provisão de energia elétrica. Segundo a referência, o suporte de potência reativa deverá ser responsabilidade do operador do sistema, que vai coordenar a geração e transmissão do suporte de potência reativa. Portanto, o operador do sistema precisará determinar os requisitos de potência reativa e coordenar a operação para que os requisitos sejam satisfeitos. Além disso, os autores defendem o fato que os encargos sobre potência reativa deverão ser por localização e disponibilidade.

Na referência [20] é relatado um estudo realizado no Reino Unido sobre o mercado de potência reativa, utilizando um problema de FPO que possui duas componentes: (i) uma de custo de reativos relacionada com capacidade (ii) e outra relacionada com utilização. São realizadas análises sobre o poder de cada gerador atuar no mercado de capacidade de reativos e no de utilização de reativos. Foram consideradas restrições de segurança no problema de FPO formulado.

Os autores de [22] relatam a utilização de um algoritmo de FPO baseado em sucessivas linearizações para calcular o custo do suporte de reativos no Reino Unido. A

National Grid Company (NGC), utiliza uma metodologia de tarifação do suporte de reativos com uma componente de utilização e um componente de capacidade. Através dos custos marginais obtidos com o programa do FPO avalia-se a componente de utilização. A metodologia de tarifação é baseada numa curva de custo de geração de reativos que varia linearmente ou de forma quadrática com a potência reativa gerada. Em horários com demanda muito alta ou muito baixa, a tarifação de reativos é baseada nos resultados do programa FPO com função objetivo definida em termos do mínimo custo de reativos. Nos períodos com demanda média, o cálculo do custo de reativos é feito utilizando como função objetivo as mínimas ações de controle.

A referência [26] aborda o problema de suporte de potência reativa a sistemas de distribuição em ambiente de mercado competitivo a partir do ponto de vista de uma concessionária de distribuição. O problema é tratado como provimento de serviços ancilares envolvendo provedores externos. O problema é formulado como uma aplicação do fluxo de potência ótimo em que a rede e as características de custo das unidades geradoras são representadas. A metodologia proposta proporciona à concessionária uma ferramenta de apoio à tomada de decisão entre a contratação de suporte de potência reativa junto a geradores conectados à sua rede, ou seu provimento através dos pontos de fronteira com a rede básica de transmissão.

Na referência [23], os autores utilizam um problema de FPO no qual a função objetivo é o mínimo custo de geração de potência reativa para propor a tarifação da transmissão de potência ativa e reativa com base nos custos incrementais das barras do sistema. No artigo é mostrado que a diferença entre os custos marginais de potência reativa de duas barras é comparável com as diferenças observada entre os custos marginais de potência ativa. Utilizando essa propriedade, a proposta do artigo é tarifar tendo como base as diferenças entre os custos marginais das barras, a transmissão de potência ativa e reativa.

Na referência [21] é proposto um modelo de tarifação de reativos baseado nos custos incrementais das barras encontrados através de um algoritmo de FPO modificado. Os custos incrementais são iguais aos multiplicadores de Lagrange das equações de balanço de potência reativa, representando a variação de custo de geração em MW para os incrementos nas cargas reativa e são consideradas as elasticidades das cargas ativas e reativas. Assim, os custos incrementais de reativos obtidos com esse método são muito pequenos quando comparados aos custos incrementais de potência ativa. Os autores

também defendem a tarifação de reativos em tempo real como solução para se obter um eficiente mercado de energia.

Os autores de [25] propõem um modelo de despacho de potência que visa a minimização dos custos de geração de reativos. Estes custos são modelados de forma diferente para cada fonte de reativos existente no sistema elétrico. O custo dos reativos fornecidos por capacitores e transformadores é baseado no desgaste do equipamento, ou seja, proporcional ao número de chaveamentos anual, enquanto que o custo dos reativos fornecidos pelos geradores é modelado com base no custo de oportunidade.

A referência [27] busca contribuir com o desenvolvimento de metodologias de definição dos custos associados ao suporte de potência reativa que relaciona aspectos econômicos e técnicos existentes dentro do sistema de potência reativa. O custo de geração de potência reativa é modelado para geradores síncronos e analisado o poder de mercado destes geradores na operação em regime permanente de um sistema de geração / transmissão sob condições críticas de carregamento. O autor propõe uma função custo de geração de potência reativa que relaciona aspectos econômicos e técnicos existentes dentro do sistema de potência a partir das características da máquinas síncronas. Para tanto, um programa de fluxo de potência ótimo é formulado adotando-se como critério de otimização o custo de potência reativa, derivado com base no custo de oportunidade perdida de gerar potência ativa.

Este trabalho mantém a linha do despacho de potência reativa de acordo com o mínimo custo que é proposto em [25,27], buscando representar o custo de oportunidade de uma forma mais realista do que a apresentada em [27].

2.6 Conclusões

Este capítulo apresenta uma introdução sobre os serviços ancilares, descrevendo o que são e quais são os serviços considerados como ancilares. Também são descritas várias experiências de serviços ancilares no contexto internacional, bem como a situação atual do serviço ancilar no Brasil, inclusive como são feitas as remunerações a seus provedores. Também foram descritos os ambientes regulamentados tradicionais e a reestruturação do setor elétrico.

Neste capítulo, observa-se que cada país possui acordos específicos com os fornecedores de serviços ancilares, sendo que alguns serviços são considerados obrigatórios aos agentes geradores e outros não, podendo ser remunerados por estes ou

não. Finalmente são apresentados estudos referentes ao despacho e a tarifação de reativos em ambientes competitivos. No próximo capítulo será apresentada a descrição detalhada do modelo do fluxo de potência ótimo para minimizar o custo de geração de potência reativa.

CAPÍTULO III

3. MODELAGEM DO PROBLEMA DE DESPACHO ÓTIMO DE POTÊNCIA REATIVA

3.1 Introdução

Este capítulo descreve o modelo de despacho ótimo de potência ativa e reativa baseado no custo de oportunidade dos geradores. O modelo é expresso como um problema de otimização que pode ser considerado uma extensão do problema de Fluxo de Potência Ótimo. Assim, neste capítulo, é apresentado, inicialmente na Seção 3.2, o problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO). Na Seção 3.3, é apresentada a curva de capacidade dos geradores e a sua influência na operação ótima do sistema. Posteriormente, na seção 3.4, é feita uma descrição detalhada da formulação do problema FPO considerando restrições de igualdade e desigualdade e uma função objetivo genérica para caracterizar o custo de geração de potência reativa. A seguir, na seção 3.5, é analisado o custo de oportunidade associado à geração de potência reativa e proposta uma modelagem simplificada para esse custo. Na seção 3.6 é proposta uma formulação em dois níveis para o problema de Fluxo de Potência Ótimo, que pode ser empregada para o despacho de potência usando o critério de mínimo custo de oportunidade. Na seção 3.8 é apresentado um exemplo da formulação do problema para um sistema de duas barras e na seção 3.9 são tiradas algumas conclusões sobre a modelagem proposta.

3.2 O Fluxo de Potência Ótimo

Um sistema elétrico tem por objetivo fornecer energia dentro de padrões de qualidade e confiabilidade para seus consumidores. Para isso, é necessário que todas as variáveis do sistema estejam dentro de seus limites previamente especificados. Modificações na configuração da rede, como alterações na geração ou na carga, podem

fazer com que variáveis do sistema sejam alteradas, tornando possível a violação de limites. O *Fluxo de Potência Ótimo* pode ser definido como “uma ferramenta matemática genérica usada para se obter a operação ótima instantânea de um sistema de potência sob restrições representando a factibilidade e, operacionalmente, a segurança da operação” [29]

O FPO é o instrumento que ajusta simultaneamente, de maneira ótima, todas as variáveis de controle do sistema satisfazendo critérios pré-estabelecidos, o que o difere do problema clássico do Fluxo de Potência, que necessita da especificação de algumas variáveis tais como: magnitudes de tensão e potência ativa gerada nas barras de geração (barras PV).

O problema do FPO foi definido no início da década de 60 e teve sua formulação inicialmente proposta por Carpentier [30], o qual apresentou um problema para minimizar o custo de produção de energia, considerando as equações de balanço de potência ativa e reativa como restrições de igualdade e as limitações físicas dos equipamentos como restrições de desigualdade.

Portanto, o FPO trata-se de um problema de programação não linear, não convexo, de grande porte e restrito. A solução deste problema determina as condições de operação do sistema através da otimização de uma função objetivo que representa um dado índice de desempenho do sistema, como, por exemplo: a minimização das perdas ativas na transmissão, dos custos de geração do corte de carga para se obter uma condição operativa viável ou do desvio em relação a uma solução pré-especificada, ou ainda a maximização de transferência de potência entre regiões ou da demanda.

O FPO é uma ferramenta computacional usada em estudos do sistema elétrico. Podendo ser utilizado em diversas aplicações como: no planejamento da operação, na determinação de despachos corretivos, em estudos de instabilidade de tensão e outros. Além disso, nos atuais ambientes de mercado, o FPO é também capaz de conciliar os interesses das partes envolvidas.

As variáveis envolvidas em um problema de FPO podem ser divididas em dois grupos, mas vale ressaltar que esta classificação não é única, como apresentado a seguir [40]:

- **Variáveis de Controle:** são variáveis que podem ser monitoradas diretamente para se obter a otimalidade desejada. Pode-se citar, como exemplo, a geração de potência ativa, taps de transformadores defasadores,

geração de potência reativa, magnitude das tensões nas barras de geração, magnitude das tensões nos compensadores síncronos, taps de transformadores com comutação sob carga, potência gerada por capacitores e reatores e fluxos de potência em elos de corrente contínua;

- **Variáveis Dependentes:** são aquelas cujo valor é dependente das variáveis de controle. A sua seleção entre as variáveis do sistema de potência está inter-relacionada com as escolhas das variáveis independentes. Geralmente as variáveis dependentes compreendem o ângulo da tensão em todas as barras (exceto da barra de folga), a geração de potência reativa e os fluxos de potência reativa e ativa nas linhas de transmissão.

Utilizar um conjunto completo de variáveis de controle dificulta a resolução do problema de FPO. Desta forma, muitas vezes o problema é resolvido considerando fixas algumas dessas variáveis e buscando-se a otimização do índice de desempenho escolhido dentro de um conjunto um pouco mais restrito.

A utilização de uma função objetivo apropriada é um dos aspectos mais difíceis e mais importantes em qualquer aplicação dos processos de otimização. De acordo com os diferentes objetivos a serem alcançados, os índices utilizados nos problemas de FPO para estudos de operação podem ser enquadrados em três principais classes de problemas:

- Despacho ótimo de potência reativa;
- Despacho ótimo de potência ativa;
- Despacho ótimo de potência ativa e reativa.

A grande questão do problema do suporte de reativos é definir um índice de desempenho adequado, que atenda os requisitos desejados durante o processo de otimização. Há uma gama de índices já propostos para o problema do despacho de potência reativa, a seguir são citados alguns dos mais comuns [40]:

- Mínima Perda de Potência Ativa nas Linhas de Transmissão;
- Mínima Somatória dos Desvios Quadráticos Ponderados de uma Distribuição de Potência Reativa Pré-especificada;

- Mínima Somatória dos Valores Absolutos das Injeções de Potência Reativa;
- Mínimo Desvio da Magnitude das Tensões de um Nível Pré-estabelecido;
- Máximo Carregamento de Potência Ativa e Reativa.

Uma função custo de geração de potência reativa também pode ser adotada como critério de minimização de um problema de FPO [27]. Essa formulação do problema exige a representação da curva de capacidade dos geradores no problema FPO.

3.3 Curva de Capacidade da Máquina Síncrona [32,33]

Geradores são fornecedores potenciais do serviço de suporte de reativos. Mas, para que os geradores tenham interesse em fornecer tal serviço, devem ser compensados de forma adequada uma vez que o fornecimento de potência reativa limita o de potência ativa, e conseqüentemente, o lucro obtido no mercado pela venda de megawatts. Tal limitação é definida pela Curva de Capacidade da máquina. Essa curva é importante, pois permite que o operador de uma unidade de geração saiba dos limites de geração de potência ativa e reativa nos diferentes modos de operação da máquina síncrona.

As máquinas síncronas possuem características próprias, que nada mais são do que o resultado da forma e do objetivo para as quais foram projetadas. Essas características são os Dados de Placa e que são dados fornecidos pelo fabricante. Geralmente são fornecidos o fator de potência nominal Φ , a tensão aparente nominal V_g (kV), a potência aparente nominal S_n (MVA), a Relação de Curto Circuito (SCR – Short Circuit Ratio), entre outros [31].

Utilizando esses dados são construídas as curvas de capacidade. Cada curva é construída para um caso particular, supondo que a tensão nos terminais do gerador V_g é constante. Esta aproximação é utilizada, pois dependendo do ponto de operação do gerador síncrono, pode ser definida uma família de curvas de capacidade.

Na Figura 3.1, pode ser visto o diagrama equivalente do sistema gerador barra-infinita modelado neste trabalho, e na Figura 3.2 o diagrama fasorial correspondente.

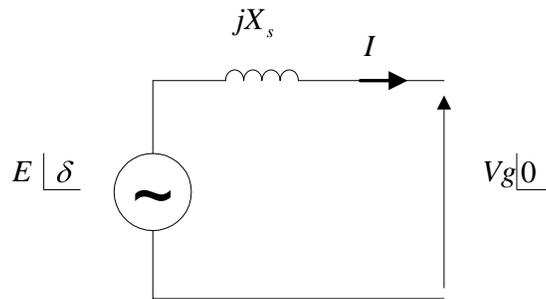


Figura 3.1: Diagrama equivalente gerador-barra infinita.

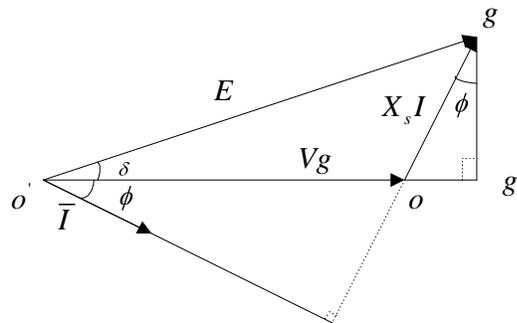


Figura 3.2: Diagrama fasorial correspondente.

onde,

X_s é a reatância síncrona da máquina;

δ é o ângulo entre o eixo do rotor e a referência da rede;

\bar{I} é a corrente de armadura;

E é a tensão de armadura da máquina (proporcional a corrente de campo).

Tendo como base o circuito equivalente e o diagrama fasorial do modelo, e sabendo que P_g e Q_g são a potência ativa e reativa gerada pela máquina síncrona, obtém-se:

$$\bar{S}_g = \bar{V}_g \bar{I}^* \quad (3.1)$$

$$P_g = \frac{V_g E'}{X_s} \text{sen}(\delta) \quad (3.2)$$

$$Q_g = \frac{VgE'}{X_s} \cos(\delta) - \frac{Vg^2}{X_s}$$

Observando a Figura 3.2, caso a corrente de armadura esteja atrasada em relação à tensão nos terminais da máquina, a tensão E terá módulo maior do que a observada para operação com fator de potência unitário. Neste caso, o gerador está operando sobre-excitado ou trabalhando com fator de potência indutivo. Considerando $\cos(\delta) \approx 1$, na equação 3.2, percebe-se que um gerador que se encontra sobre-excitado injeta potência reativa no sistema ($Q_g > 0$).

Outro modo de operação de um gerador ocorre quando a corrente de armadura está adiantada em relação à tensão nos terminais da máquina, assim a tensão de excitação (E) tem módulo menor do que a tensão observada nos terminais do gerador, ou seja, o gerador está operando com fator de potência capacitivo (sub-excitado). Pela equação 3.2 considerando $\cos(\delta) \approx 1$, tem-se que $Q_g < 0$ e que o gerador estará absorvendo potência reativa do sistema neste modo de operação.

As limitações e os fatores limitantes do gerador síncrono que são representados pela curva de capacidade estão listados a seguir [32]:

- A geração de potência reativa é limitada pelo aquecimento devido às perdas Joule na máquina;
- A corrente de armadura limita os VA que a máquina pode suprir;
- A corrente de campo limita a excitação da máquina na operação com fator de potência indutivo;

Na operação com fator de potência capacitivo, o limite de Q_g é definido pelo limite de estabilidade ou pelo aquecimento do enrolamento de armadura da máquina.

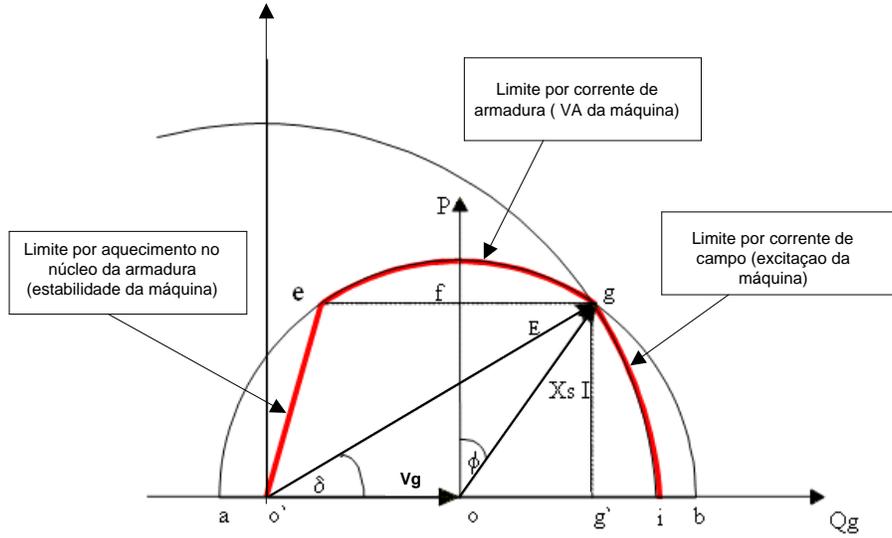


Figura 3.3: Curva de Capabilidade.

A curva de capacidade é uma função da tensão terminal (V_g), e da geração de potência reativa (Q_g). Neste trabalho, V_g é considerado igual a 1,0 pu e o limite de geração para fator de potência adiantando é aproximado por uma função linear de Q_g . Assim, a potência ativa máxima (P_g^M) que o gerador pode fornecer quando está gerando reativos pode ser expressa da seguinte forma [27]:

$$P_g^M = \begin{cases} \left(\frac{P_{g'}}{Q_{g'} - Q_{g}^{\min}} \right) (Q_g - Q_{g}^{\min}), & Q_{g}^{\min} \leq Q_g \leq Q_{g'} \\ \sqrt{S_g^2 - Q_g^2}, & Q_{g'} \leq Q_g \leq Q_{g''} \\ \frac{\sqrt{(E^{\max})^2 - (Q_g X_s + 1)^2}}{X_s}, & Q_{g''} \leq Q_g \leq Q_{g}^{\max} \end{cases} \quad (3.3)$$

sabendo que E^{\max} é a tensão máxima de excitação, $P_{g'}$ é o valor de P_g no ponto e e Q_{g}^{\min} , $Q_{g'}$, $Q_{g''}$, Q_{g}^{\max} , correspondem ao valor de Q_g nos pontos o' , e , g e i como pode ser observado na Figura 3.3.

Portanto, a potência ativa que a máquina pode fornecer está limitada da seguinte forma:

$$0 \leq P_g \leq P_g^M(Q_g) \quad (3.4)$$

A diversidade de equipamentos que provêm potência reativa ao sistema e também o fato de existirem custos indiretos associados a tal provimento dificultam a derivação de curvas de custo de injeção de potência reativa, tornando o problema do mínimo custo de geração de potência reativa bem mais complexo do que o problema do mínimo custo de geração de potência ativa como pode ser observado a seguir.

3.4 Fluxo de Potência Ótimo para Minimizar o Custo de Geração de Potência Reativa

Várias metodologias vêm sendo estudadas e propostas para tratar o problema da tarifação de reativos, algumas destas foram discutidas no Capítulo 1 deste trabalho e são baseadas nos resultados obtidos pelo FPO considerando uma função de custo de potência reativa.

Através da formulação do problema custo de geração de potência reativa, pode-se realizar estudos econômicos diretamente relacionados com o fornecimento de potência reativa, como, por exemplo: a definição dos custos incrementais de geração de potência reativa ou a análise da influência (“poder”) que cada gerador possui no mercado de potência reativa. Considerando as limitações impostas pelas curvas de capacidade dos geradores, o problema do mínimo custo de geração de potência reativa pode ser formulado, genericamente, da seguinte forma:

$$\text{Minimizar } f(Q_g) = \sum_{i=1}^{ng} C_i(Q_{g_i}) \quad (3.5)$$

Sujeito a

$$P_{g_i} - P_{d_i} - P(V, \delta) = 0 \quad (3.6)$$

$$Q_{g_i} - Q_{d_i} - Q(V, \delta) + b_i V_i^2 = 0 \quad (3.7)$$

$$Qg_i^{\min} \leq Qg_i \leq Qg_i^{\max} \quad (3.8)$$

$$0 \leq Pg_i \leq Pg_i^M(Qg_i) \quad (3.9)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (3.10)$$

$$b_i^{\min} \leq b_i \leq b_i^{\max} \quad (3.11)$$

onde,

$C_i(Qg_i)$	é a curva de custo da injeção de potência reativa na barra i;
Pg_i, Qg_i	são as potências ativa e reativa gerada em cada barra;
Pd_i, Qd_i	são as demandas de potência ativa e reativa em cada barra;
$P(V, \delta), Q(V, \delta)$	são as injeções de potência ativa e reativa em cada barra;
$Pg_i^M(\cdot)$	é a função do limite máximo de potência ativa gerada na barra i;
Qg_i^{\min}	é o limite mínimo de potência reativa gerada na barra i;
Qg_i^{\max}	é o limite máximo de potência reativa gerada na barra i;
V_i	é a magnitude de tensão da barra i;
V_i^{\min}	é o limite mínimo da tensão na barra i;
V_i^{\max}	é o limite máximo da tensão na barra i;
δ	é o vetor de ângulos de fase das tensões de barra;
b_i	susceptância do compensador estático de reativos;
b_i^{\min}	limite inferior do compensador estático de reativos;
b_i^{\max}	limite superior do compensador estático de reativos;

As expressões $P(V, \delta), Q(V, \delta)$ correspondem à forma polar das potências ativa e reativa injetadas nas barras do sistema. Estas expressões são dadas por :

$$P(V, \delta) = V_i \sum_i^{nb} Y_{ij} V_j \cos(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}) \quad (3.12)$$

$$Q(V, \delta) = V_i \sum_i^{nb} Y_{ij} V_j \text{sen}(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}) \quad (3.13)$$

onde:

Y_{ij} é a magnitude do elemento (i,j) da matriz de admitância de barra;

ψ_{ij} é o ângulo do elemento (i,j) da matriz de admitância de barra;

δ_i é o ângulo da tensão na barra i .

δ_j é o ângulo da tensão na barra j .

As equações correspondentes às restrições de igualdade (3.6)-(3.7) representam os balanços de potência ativa e reativa em todas as barras, respectivamente, que devem ser satisfeitos na solução ótima.

As equações relativas às desigualdades representam as restrições operacionais relativas à geração de potência ativa e reativa, em relação a magnitude de tensão e em relação ao tap dos transformadores com comutação sob carga. Ou seja, representam os limites físicos dos componentes ou aspectos de segurança relacionados à operação do sistema. Por simplificação não foram incluídas restrições de fluxo de potência nas linhas de transmissão.

Pode-se reduzir o número de restrições de igualdade do FPO, substituindo as variáveis Qg_i da seguinte forma:

$$Qg_i = Qd_i + Q(V, \delta) - b_i V_i^2 \quad (3.14)$$

Com esta substituição, as equações de balanço de potência reativa para barras de carga são mantidas na formulação do FPO,

$$-Qd_i - Q(V, \delta) + b_i V_i^2 = 0 \quad (3.15)$$

enquanto que as equações de balanço de potência reativa para barras de geração são usadas para representar Qg_i . Os limites em Qg_i são então expressos como:

$$Qg_i^{\min} \leq Qd_i + Q(V, \delta) - b_i V_i^2 \leq Qg_i^{\max} \quad (3.16)$$

Com essa redução, a curva de capacidade da máquina síncrona $Pg_i^M(Qg_i)$ passa a ser expressa em função de V , d e b . O programa computacional implementado adota

esta formulação reduzida para o FPO. A vantagem de tal formulação é a redução do número de variáveis e restrições de igualdade do problema. A desvantagem é o aumento da complexidade de expressões matemáticas. Deve-se notar que o limite superior de geração de potência ativa é descrito como uma função da potência reativa gerada com base na curva de capacidade da máquina síncrona e que é função de V , d e b .

Por questão de clareza, a formulação estendida do FPO (3.5)-(3.11) será empregada no texto deste trabalho.

A dificuldade em se empregar a formulação do FPO (3.5)-(3.11) está na definição de $C(Qg)$. Uma possível escolha para a definição de $C(Qg)$ seria a função custo de oportunidade de geração de potência reativa, conforme mostrado na próxima seção.

3.5 Discussão sobre o Custo de Oportunidade

Ao contrário do que ocorre para a potência ativa, para a qual facilmente se obtém uma função de custo, não há uma relação direta entre a quantidade de $MVAR$ fornecida por um gerador térmico e seu consumo de combustível ou a quantidade de água turbinada para seu funcionamento no caso de uma hidrelétrica. Esse fato torna complexo o surgimento de uma função custo de geração de potência reativa para os geradores. A quantidade de $MVAR$ fornecida por uma máquina síncrona depende da corrente injetada em seu enrolamento de campo.

Devido características construtivas, a quantidade de reativos que uma máquina síncrona gera limita a capacidade de geração de potência ativa. Esse acoplamento torna possível quantificar o valor desta potência reativa. A quantificação parte do princípio de que um gerador qualquer possui uma função custo de geração de potência ativa e que seu lucro é limitado pelos reativos que gera. Com base nesta observação, é possível propor uma função custo de geração de reativos a partir do **custo de oportunidade perdida da geração de potência ativa**.

Estudos prévios têm mostrado que, maior componente do custo de produção de potência reativa dos geradores pode ser associado ao custo de oportunidade da participação no mercado de potência ativa [3,55]. Como esses custos podem influenciar o preço final da energia, é importante estudarmos o impacto de sua minimização na operação do sistema. Por outro lado, é importante também termos uma melhor noção de como se comportam os custos de oportunidade dos geradores sob diferentes condições operativas. Para analisar essas questões, este trabalho apresenta um modelo de

despacho que determina o montante de reativo injetado por cada gerador usando o critério do mínimo custo de oportunidade.

O custo de oportunidade associado com a potência reativa fornecida por um gerador particular pode ser definido como o benefício perdido pela não participação, na forma mais rentável, no mercado de potência ativa, devido à limitação de geração de potência ativa imposto pela geração de potência reativa. Dessa definição segue que o custo de oportunidade pode ser expresso como a diferença entre o lucro do gerador no mercado de potência ativa quando a produção de potência reativa não é levada em consideração e quando é levada em consideração.

Tradicionalmente, o despacho de potência reativa é realizado depois que a geração de potência ativa de um gerador é determinada de acordo com alguns critérios e considerando, por exemplo, “unit commitment” ou restrições da geração hidráulica. O montante de geração de potência reativa é determinado buscando-se a melhoria de índices de desempenho operacionais globais do sistema elétrico: desvio de tensão em relação ao valor nominal, as perdas de transmissão ou as reservas de potência reativa e, assim, promover a segurança do sistema.

Sob o ponto de vista do mercado de energia, como forma de reduzir o custo do serviço do suporte de reativos, pode-se utilizar o critério de minimizar o custo de oportunidade total, O :

$$\text{Minimizar } O = \sum_i O_i = \sum_i (Pr_i^0 - Pr_i) \quad (3.17)$$

onde O_i é o custo de oportunidade do gerador i , Pr_i^0 é o lucro do gerador i , no mercado de potência ativa, quando não é necessário prover potência reativa para o sistema e Pr_i é o lucro do gerador i quando o gerador precisa prover potência reativa para o controle de tensão do sistema.

O valor de Pr_i^0 depende da oferta dos geradores e das restrições de transmissão considerando o balanço de potência reativa satisfeito e as magnitudes das tensões nas barras iguais a 1,0 pu. Neste trabalho, é suposto que o pagamento que advém do mercado de potência ativa é baseado no preço marginal do sistema, $\hat{\lambda}$. Desta forma, Pr_i^0 é definido como:

$$Pr_i^0 = \hat{\lambda} P g_i^0 - c_i(P g_i^0) \quad (3.18)$$

onde $P g_i^0$ é o montante de potência do gerador i vendida para o mercado quando não há necessidade do suporte de potência reativa e $c_i(.)$ representa o custo de geração, que é suposto neste trabalho como uma função quadrática da geração de potência ativa. O primeiro termo de Pr_i^0 representa a receita do gerador i no Mercado de Potência Ativa; o segundo termo representa o custo incorrido na geração de potência ativa.

Pr_i é também definido como a diferença entre a receita do gerador i e o custo incorrido. Entretanto, esta diferença é calculada quando o gerador fornece potência reativa para o sistema. Deve-se observar que a receita de um gerador, neste caso, depende do custo marginal do sistema considerando também a geração de potência reativa. No entanto, para simplificar o problema, supõe-se que a receita no mercado de potência ativa é função do mesmo preço marginal, $\hat{\lambda}$. A definição de Pr_i é apresentada a seguir:

$$Pr_i = \hat{\lambda} P g_i - c_i(P g_i) \quad (3.19)$$

onde $P g_i$ é a geração de potência ativa do gerador i quando é necessário fornecer potência reativa para manter o próprio sistema em operação.

3.6 Critério do Menor Preço

Para determinar o montante de potência que cada gerador vende para o mercado, é usado o critério do mínimo preço total. A função que representa o preço total de potência é construída a partir das ofertas dos geradores (curvas de oferta de geradores) e minimizada sujeita às equações de balanço de potência e limites operativos. Neste trabalho supõe-se que cada gerador submete ao coordenador do mercado de energia o montante de potência que se dispõe a vender, definido pelos limites de geração $(P g_i^{0\min}, P g_i^{0\max})$, junto com o preço (p) pelo MWh fornecido, sendo esse preço uma função linear da potência gerada (Figura 3.4):

$$p_i(Pg_i) = \alpha_i Pg_i^0 + \beta_i \quad (3.20)$$

A atuação estratégica do gerador no mercado é caracterizada pela variação dos coeficientes da curva de oferta, α_i e β_i .

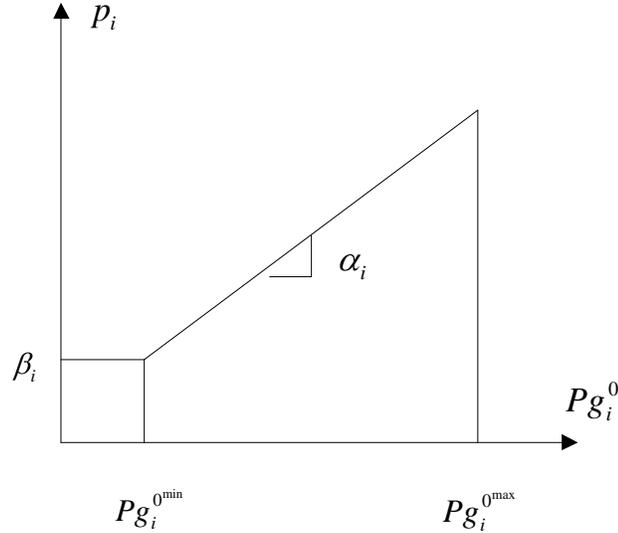


Figura 3.4: Curva de oferta do gerador i .

O valor do preço marginal do sistema, $\hat{\lambda}$ e o montante de MW vendidos para o mercado são obtidos resolvendo-se o seguinte problema de otimização, cuja função objetivo é formada pela integral de p_i :

$$\underset{Pg_i^0, \delta^0}{\text{Minimizar}} \quad f = \sum_{i=1}^n \frac{1}{2} \alpha_i (Pg_i^0)^2 + \beta_i Pg_i^0 \quad (3.21)$$

Sujeito a

$$Pg_i^0 - Pd_i - P_i^0(\delta^0) = 0 \quad (3.22)$$

$$Pg_i^{0min} \leq Pg_i^0 \leq Pg_i^{0max} \quad (3.23)$$

$$|f_j(\delta^0)| \leq f_j^{max} \quad (3.24)$$

onde,

- n é o número de barras do sistema;
 Pd_i é a carga ativa da barra i ;
 δ^0 é o vetor de ângulos da tensão;
 $P_i^0(\cdot)$ é a injeção de potência ativa definida para o perfil de tensão plano;
 $f(\cdot)$ é o fluxo de potência na linha j ;
 f_j^{\max} é o limite de fluxo na linha j .

Os valores ótimos das potências fornecidas pelos geradores calculados na resolução de (3.21)-(3.24) levam em consideração uma aproximação das perdas e os limites de transmissão. Embora os limites de transmissão tenham um impacto alto nos valores ótimos de Pg^0 , neste trabalho eles não foram considerados. Portanto, os valores dos preços marginais das barras, ou ainda, dos multiplicadores de Lagrange associados às equações (3.22), λ_i^0 , refletem os preços de geração e as perdas de transmissão. Sendo assim, os valores finais dos preços marginais não diferem muito entre si e podem ser aproximados pelo preço marginal do sistema, que é expresso por [34]:

$$\hat{\lambda} = \frac{\sum_i \lambda_i^0 Pd_i}{\sum_i Pd_i} \quad (3.25)$$

Para cada conjunto de ofertas, são definidos um preço marginal do sistema, um conjunto de receitas e de lucros para os geradores. Portanto, cada solução do problema (3.21)-(3.24) leva a um custo de oportunidade para cada gerador. Considerando as cargas e os limites físicos e operacionais fixos, para que os custos de oportunidade sejam minimizados, as curvas de oferta dos geradores, ou ainda seus coeficientes a_i e β_i , devem ser modificados. Sabendo que as ofertas dos geradores devem considerar que, nas condições reais de operação, eles podem ser chamados para prover suporte de reativos, supõe-se que as ofertas podem ser modificadas para minimizar o custo de oportunidade (3.17) sujeito às restrições que expressam as equações de balanço de potência ativa e reativa e os limites físicos e operacionais do sistema. Dentre esses limites, aqueles que são impostos pela curva de capacidade da máquina síncrona são de primordial importância, uma vez que são funções da geração de potência ativa e reativa.

Uma vez que a função objetivo a ser minimizada no despacho de potência reativa – a soma dos custos de oportunidade dos geradores – é expressa em função do preço marginal do sistema, que por sua vez é obtido pela resolução de um problema de otimização, o problema de otimização a ser resolvido possui dois níveis: o interno, que calcula o valor de $\hat{\lambda}$ e Pg_i^0 , e o externo, que obtém os valores ótimos das variáveis do sistema elétrico minimizando a função O . O problema em dois níveis é detalhado a seguir.

3.7 Transformação do Problema do Fluxo de Potência Ótimo em um Problema de Otimização em Dois Níveis

Diferentemente das estratégias tradicionais usadas no despacho de potência reativa, o modelo de despacho de potência reativa proposto neste trabalho considera a geração de potência ativa dos geradores livres para variar dentro de limites impostos pela curva de capacidade. Considerando que, diante da exigência de se realizar um despacho de potência reativa baseado no mínimo custo de oportunidade para prover potência reativa, os geradores alterem suas ofertas no mercado de potência ativa, o problema de despacho de potência a ser resolvido é representado por:

$$\begin{array}{l}
 \left. \begin{array}{l}
 \text{1º Nível} \\
 \text{Minimizar } O = \sum_{i=1}^n [\hat{\lambda} (Pg_i^0) - c_i (Pg_i^0)] - [\hat{\lambda} Pg_i - c_i (Pg_i)] \\
 \text{Sujeito a} \\
 Pg_i - Pd_i - P_i(V, \delta) = 0 \\
 Qg_i - Qd_i - Q_i(V, \delta) + b_i V_i^2 = 0 \\
 V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \\
 0 \leq Pg_i^0 \leq Pg_i^M(Qg_i) \\
 Qg_i^{\min} \leq Qg_i \leq Qg_i^{\max} \\
 b_i^{\min} \leq b_i \leq b_i^{\max} \\
 \alpha_i^{\min} \leq \alpha_i \leq \alpha_i^{\max} \\
 \beta_i^{\min} \leq \beta_i \leq \beta_i^{\max} \\
 \hat{\lambda} \text{ e } Pg_i^0 \text{ resolvem o seguinte problema}
 \end{array} \right\} \begin{array}{l}
 (3.26) \\
 (3.27) \\
 (3.28) \\
 (3.29) \\
 (3.30) \\
 (3.31) \\
 (3.32) \\
 (3.33) \\
 (3.34) \\
 (3.35)
 \end{array} \\
 \\
 \left. \begin{array}{l}
 \text{2º Nível} \\
 \text{Minimizar } f = \sum_{i=1}^n \frac{1}{2} \alpha_i (Pg_i^0)^2 + \beta_i Pg_i^0 \\
 \text{Sujeito a} \\
 Pg_i^0 - Pd_i - P_i^0(\delta^0) = 0 \\
 Pg_i^{0\min} \leq Pg_i^0 \leq Pg_i^{0\max}
 \end{array} \right\} (3.36)
 \end{array}$$

onde i varia de 1 até n , Qd_i é a carga reativa da barra i , V_i é a magnitude da tensão na barra i e $x = [V^t, \delta^t, Pg^t, Qg^t, a^t, \beta^t]^t$. Os sobrescritos min e max definem os limites inferiores e superiores. É importante salientar que $\hat{\lambda}$ é uma função de λ^0 .

No problema do nível superior, o custo de oportunidade é minimizado sobre a magnitude de tensão e ângulo, geração de potência ativa e reativa e os parâmetros que compõem a oferta dos geradores, α_i e β_i . No problema de nível inferior, o preço de potência ativa é minimizado considerando o modelo simplificado da rede.

Conforme explicado no Capítulo 1, a metodologia supõe um despacho feito em duas etapas. Na primeira faz-se um despacho de potência ativa de acordo com o critério de mínimo preço. Este despacho inicial é representado pelo problema do segundo nível (3.36). Na segunda etapa de despacho é feito um ajuste nas potências considerando

todas as restrições de operação em regime do sistema. Esta segunda etapa é representada pelo problema de primeiro nível (3.26)-(3.35).

No início do processo, valores iniciais de α_i e β_i são dados propostos ao problema de segundo nível que calcula as gerações usando o critério de mínimo preço total e considerando as restrições de balanço de potência ativa para perfil de tensão plano e o montante de geração de potência ativa disponível. Portanto, a primeira etapa do despacho é feita a partir de ofertas iniciais dos geradores. A seguir, o problema do segundo nível envia os valores ótimos de λ^0 e Pg_i^0 para o problema do nível superior, que leva em consideração a condição real de operação do sistema, modifica o preço oferecido pela potência ativa, o nível de geração, a magnitude da tensão, ângulo e a oferta dos geradores necessários para minimizar o custo de oportunidade, realizando, assim, a 2ª etapa do despacho. Como, após a segunda etapa, as ofertas dos geradores podem ter se alterado, o processo é repetido até se encontrar uma solução ótima.

O processo de solução de problemas de dois níveis representa a busca de uma solução de compromisso entre o objetivo do problema de nível superior e o objetivo do problema de nível inferior. Pode-se entender esse processo como uma negociação entre entidades com objetivos distintos. O procedimento pode ser resumido pelo algoritmo abaixo:

Algoritmo

Inicialização:

- Estime valores iniciais para as ofertas dos geradores (α_i e β_i).

Passo 1:

- Resolva o problema de 2º nível, obtendo os valores ótimos das potências geradas Pg_i^0 pelos agentes e o preço marginal do sistema λ^0 . Vá ao Passo 2.

Passo 2 :

- Resolva o problema do 1º nível, obtendo δ_i , Pg_i , Qg_i , V_i , a_i , β_i e b_i ;
- Houve modificação nas ofertas dos geradores?
 - Caso (α_i e β_i) tenham se modificado, retorne ao Passo 1.
 - Caso (α_i e β_i) tenham se mantido constantes - **FIM**. Foram obtidas ofertas de equilíbrio entre o objetivo do problema de nível

superior e do nível inferior, ou ainda uma solução de compromisso entre os dois níveis.

Nesta formulação, a compensação pelo fornecimento de potência ativa, tanto no caso do suporte de reativos necessário ou não, é baseada no mesmo preço marginal, $\hat{\lambda}$. Isto é uma aproximação das condições atuais. O preço marginal muda quando o balanço de potência reativa do sistema não é satisfeito para o perfil de tensão plano. Outra característica deste modelo é que não são explicitamente representadas as restrições de transmissão. Nas condições de operação definidas por V , d , Pg e Qg os fluxos de potência nas linhas são limitados pelas tensões terminais das barras. Os limites não são impostos pelo fluxo de potência associado com a solução do nível inferior. Isto implica que o valor de $\hat{\lambda}$ reflete apenas ofertas dos geradores e as perdas de transmissão definidas para o perfil de tensão plano. Isso é uma importante simplificação do modelo de despacho. No entanto, a formulação apresentada possui uma vantagem: isola o impacto dos limites da tensão no custo de oportunidade.

Outra característica da formulação é que o despacho de potência ativa e reativa está acoplado. Além disso, a geração de potência ativa é basicamente definida pelo problema de nível inferior usando o critério de mínimo preço total, que pode ser modificado pelos requisitos de potência reativa. A formulação destaca o fato de que os geradores devem considerar a possibilidade de serem chamados para suprir o suporte de reativos quando definem suas estratégias para participar no mercado de potência reativa.

3.8 Formulação do Problema para um Sistema de 2 Barras.

Nesta seção é apresentado um sistema de duas barras que foi utilizado para fazer simulações e cujos resultados serão apresentados posteriormente, ele é composto de dois geradores e uma carga variável, como mostrado na Figura 3.5.

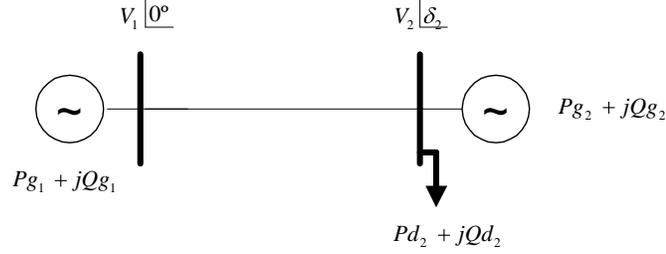


Figura 3.5: Diagrama do sistema de 2 barras.

A formulação do problema de primeiro nível é a seguinte:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar } O = & (\hat{\lambda} P g_1^0 - c_1(P g_1^0) - (\hat{\lambda} P g_1 - c_1(P g_1))) + \dots \\ & (\hat{\lambda} P g_2^0 - c_2(P g_2^0) - (\hat{\lambda} P g_2 - c_2(P g_2))) \end{aligned} \quad (3.36)$$

Sujeito a

$$P g_2 - P d_2 - P_2(V, \delta) = 0 \quad (3.37)$$

$$Q g_1 - Q_1(V, \delta) = 0 \quad (3.38)$$

$$Q g_2 - Q d_2 - Q_2(V, \delta) = 0 \quad (3.39)$$

$$V_1^{\min} \leq V_1 \leq V_1^{\max} \quad (3.40)$$

$$V_2^{\min} \leq V_2 \leq V_2^{\max} \quad (3.41)$$

$$0 \leq P g_1 \leq P g_1^M(Q g_1) \quad (3.42)$$

$$0 \leq P g_2 \leq P g_2^M(Q g_2) \quad (3.43)$$

$$Q g_1^{\min} \leq Q g_1 \leq Q g_1^{\max} \quad (3.44)$$

$$Q g_2^{\min} \leq Q g_2 \leq Q g_2^{\max} \quad (3.45)$$

$$\alpha_1^{\min} \leq \alpha_1 \leq \alpha_1^{\max} \quad (3.46)$$

$$\alpha_2^{\min} \leq \alpha_2 \leq \alpha_2^{\max} \quad (3.47)$$

$$\beta_1^{\min} \leq \beta_1 \leq \beta_1^{\max} \quad (3.48)$$

$$\beta_2^{\min} \leq \beta_2 \leq \beta_2^{\max} \quad (3.49)$$

A formulação do problema de segundo nível é a seguinte:

$$\text{Minimizar } f = \frac{1}{2}\alpha_1 P g_1^{0^2} + \beta_1 P g_1^0 + \frac{1}{2}\alpha_2 P g_2^{0^2} + \beta_2 P g_2^0 \quad (3.50)$$

Sujeito a

$$P g_1^0 - P_1^0(\delta^0) = 0 \quad (3.51)$$

$$P g_2^0 - P d_2 - P_2^0(\delta^0) = 0 \quad (3.52)$$

$$P g_1^{0^{\min}} \leq P g_1^0 \leq P g_1^{0^{\max}} \quad (3.53)$$

$$P g_2^{0^{\min}} \leq P g_2^0 \leq P g_2^{0^{\max}} \quad (3.54)$$

onde,

$$\hat{\lambda} = \frac{\lambda_1^0 P d_1 + \lambda_2^0 P d_2}{P d_1 + P d_2}$$

e λ_1^0 e λ_2^0 são os multiplicadores duais das restrições de igualdade (3.51) e (3.52).

3.9 Conclusões

Neste capítulo, foi apresentada uma descrição detalhada do modelo do fluxo de potência ótimo para minimizar o custo de geração de potência reativa: restrições de igualdade e desigualdade, função objetivo $C(Qg)$ genérica, assim como, a discussão sobre o Custo de Oportunidade, a sua importância na composição de custos associados à geração e a modelagem do custo de oportunidade no fluxo de potência ótimo. Além disso, foi descrita a transformação do FPO em um problema de otimização de dois níveis e o potencial uso desse problema de dois níveis para o despacho de reativos. No próximo capítulo será apresentada a técnica utilizada para a resolução deste problema de otimização em dois níveis.

CAPÍTULO IV

4. TÉCNICA DE RESOLUÇÃO

4.1 Introdução

Este capítulo, descreve características genéricas de problemas de otimização em dois níveis. Em seguida, indica os principais desafios encontrados na resolução de tais problemas e faz um breve resumo das técnicas de resolução atualmente disponíveis. Por fim, o capítulo apresenta a técnica empregada na resolução do problema de despacho de potência derivado no Capítulo III, com ênfase na teoria que dá subsídios à técnica de resolução escolhida.

4.2 Descrição de Problemas de Otimização em Dois Níveis

O planejamento descentralizado é um importante problema de tomada de decisão. Os métodos de programação matemática para resolver esse problema tradicionalmente se baseiam em técnicas de decomposição, como Dantzig-Wolfe ou Relaxação Lagrangeana. As iterações dos métodos de decomposição são entendidas como um processo de ajuste onde um planejador, num nível superior, envia informações aos planejadores de nível inferior, observa suas reações e atualiza as informações da corporação. Embora esses algoritmos possam ser interpretados como uma mímica do comportamento de uma organização com vários níveis, o que na realidade se faz é resolver um problema de otimização de *um único* nível sobre uma região fixa. Outra técnica que permite a simulação desses processos que precisam considerar objetivos distintos é a programação multi-nível.

O problema da otimização em dois níveis envolve dois agentes com objetivos independentes e até conflitantes. Sua resolução busca encontrar um compromisso simultâneo entre esses objetivos. Pode-se considerar o problema como um caso específico de otimização multi-nível [41]. Quem toma as decisões deste problema é um

mediador imparcial que tem compromisso com todas as entidades. Neste contexto, uma solução é ótima somente se, a partir dela, uma melhora em um dos objetivos significa a deterioração dos demais objetivos [41].

O problema representa matematicamente a interação entre um agente, que atua como líder, e outro agente que atua como seguidor. O controle das variáveis de decisão é dividido entre o líder e o seguidor, que minimizam suas respectivas funções objetivo. O líder conhece o objetivo do seguidor, antecipa as reações deste e leva isso em conta para definir sua reação. O seguidor nem sempre conhece o objetivo do líder, mas conhece a estratégia escolhida pelo líder e através disso define sua própria estratégia, a estratégia básica no jogo “líder-seguidor” foi inicialmente proposta por Von Stackelberg [35,42].

Existem muitas situações nas quais se faz necessário tomar decisões ou há necessidade de planejamento que podem ser representadas por uma abordagem multi-nível. Todos esses problemas possuem as seguintes características [36]: (i) Há dois ou mais Agentes Decisores (AD) envolvidos no processo, com metas independentes e ou até conflitantes, no mesmo nível ou em níveis diferentes na hierarquia; (ii) cada AD pode controlar diretamente apenas algumas variáveis; (iii) o processo de tomada de decisão é realizado em dois estágios seqüenciais. Primeiramente o AD no nível superior anuncia seu plano de ação. Posteriormente, o AD no nível inferior reage racionalmente ao plano colocado em ação pelo AD do nível superior. Ou seja, para o agente no nível inferior, o plano anunciado pelo AD no nível superior é considerado um dado externo e ele otimiza independentemente seu plano de ação de acordo com seus objetivos e limitações, sem considerar os objetivos do AD no nível superior; (iv) o problema do AD no nível superior é selecionar um plano de ação que otimiza seu objetivo sujeito à reação racional do AD no nível inferior; (v) Não há incertezas no processo de tomada de decisão; em princípio, o AD no nível superior conhece a função objetivo e as restrições do agente no nível inferior. Já o AD no nível inferior conhece apenas a estratégia anunciada pelo nível superior, representada pelos dados fornecidos por esse agente, não precisando conhecer os objetivos.

Segundo [37, 38, 41], na estratégia presente no jogo “líder-seguidor”, as jogadas são seqüenciais e não cooperativas. Isso significa que não há um objetivo comum a otimizar; cada AD busca sua melhor posição individual, respeitando suas restrições.

A formulação genérica do problema em 2 níveis encontra-se a seguir [36]:

$$\underset{x \in X}{\text{Minimizar}} \mathbf{F}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad (4.1)$$

Sujeito a

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = \mathbf{0} \quad (4.2)$$

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq \mathbf{0} \quad (4.3)$$

$$\mathbf{y} \text{ resolve } \left\{ \begin{array}{l} \min_{y \in Y} \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \end{array} \right. \quad (4.4)$$

sujeito a

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = \mathbf{0} \quad (4.5)$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq \mathbf{0} \quad (4.6)$$

sendo,

- \mathbf{x} o vetor de variáveis de decisão do nível superior;
- \mathbf{y} o vetor das variáveis de decisão do nível inferior;
- $\mathbf{F}(\cdot)$ a função objetivo do nível superior, que é dependente de \mathbf{y} determinado no nível inferior;
- $\mathbf{G}(\cdot)$ o vetor de restrições de igualdade do nível superior, dependente de \mathbf{y} determinado no nível inferior;
- $\mathbf{H}(\cdot)$ o vetor das restrições de desigualdade do nível superior, dependente de \mathbf{y} determinado no nível inferior;
- $\mathbf{f}(\cdot)$ a função objetivo do nível inferior, dependente de \mathbf{x} determinado no nível superior;
- $\mathbf{g}(\cdot)$ o vetor das restrições de igualdade do nível inferior, dependente de \mathbf{x} determinado no nível superior;
- $\mathbf{h}(\cdot)$ o vetor das restrições de desigualdade do nível inferior, dependente de \mathbf{x} determinado no nível superior.

Nota-se que o AD no nível superior pode apenas modificar suas próprias variáveis de decisão, \mathbf{x} , de forma a otimizar seu critério de desempenho, \mathbf{F} ; para esse agente, o vetor \mathbf{y} é constante. De forma análoga, o AD no nível inferior pode modificar apenas o vetor \mathbf{y} , ou seja, suas próprias variáveis de decisão.

Os problemas de otimização em dois níveis apresentam duas propriedades:

- **Propriedade 1** : Os problemas podem não ter solução mesmo quando F , f , G e g são contínuas e os conjuntos X e Y são compactos.
- **Propriedade 2** : A definição dos problemas de programação bi-nível requer que o líder inicie o processo, ou seja, a ordem das “jogadas” é importante.

A complexidade do problema bi-nível se comporta como a dos problemas de um único nível, ou seja, problemas lineares e com variáveis reais são as mais simples, seguidos pelos problemas convexos com variáveis reais. Problemas não convexos ou com variáveis inteiras são os mais difíceis. Mas é importante ressaltar, que mesmo os problemas bi-nível lineares são difíceis de resolver.

5.2.1 Exemplo Numérico

A seguir é apresentado um exemplo numérico de um problema em dois níveis, no qual a função objetivo e as restrições são lineares [38]. Este problema foi resolvido no início da pesquisa para avaliar o comportamento da solução de um problema de otimização em dois níveis.

$$\left\{ \begin{array}{l}
 \text{Minimizar}_x \quad F(x, y) = x - 4y \\
 \text{Sujeito a} \\
 \quad \text{Minimizar}_y \quad f(y) = y \\
 \quad \text{Sujeito a} \\
 \quad \quad y \geq 0 \\
 \quad \quad -x - y \leq -3 \\
 \quad \quad -2x + y \leq 0 \\
 \quad \quad 2x + y \leq 12 \\
 \quad \quad -3x + 2y \geq -4
 \end{array} \right.$$

Apesar do líder (nível superior) possuir a função $F(x,y)$, seu controle é apenas sobre a variável x . O seguidor (nível inferior) tem uma função $f(y)$ e poder de decisão apenas sobre a variável y . O líder é o primeiro a tomar uma decisão e o seguidor escolhe uma estratégia em resposta a ação do líder. Na Figura 4.1 encontra-se a região factível do problema linear aqui estudado.

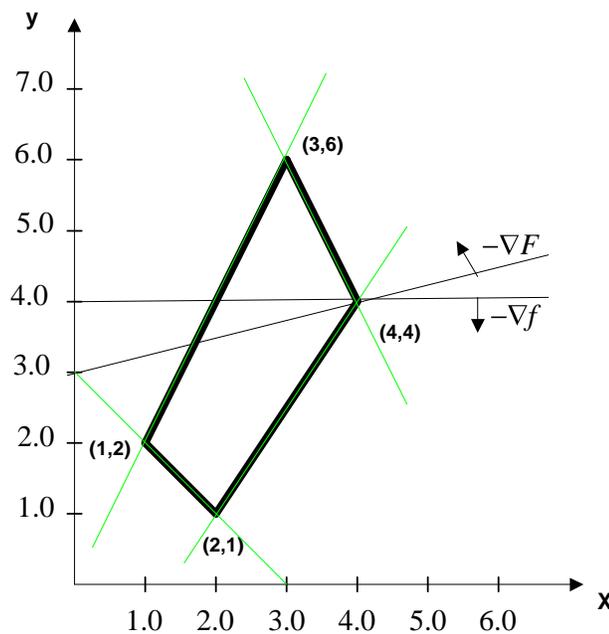


Figura 4.1: Região factível do problema linear.

Conforme a Figura 4.2, analiticamente é fácil verificar que a melhor solução para o líder seria o ponto (3,6). Para o seguidor a melhor solução possível seria o ponto (2,1). A solução ótima do exemplo ocorre no ponto (4,4), quando $F(4,4) = -12$ e $f(y) = 4$.

Se o líder escolher $x = 3$, o seguidor pode responder com y entre 2,5 e 6. Como o objetivo do seguidor é minimizar y , ele responderá com $y = 2,5$, resultando em $F(3, 2,5) = -7$ e $f(2,5) = 2,5$. Esse valor claramente é melhor para o seguidor do que o valor da solução ótima de y , mas não é a melhor solução para o líder e conseqüentemente o processo iterativo entre os dois níveis do problema continua até ser encontrada tal solução. Nota-se que qualquer que seja o valor escolhido pelo líder, o seguidor responderá com o valor mais baixo de y na região factível, ou seja, as possíveis soluções do problema em dois níveis estão localizadas em uma região chamada *região de indução*.

A região de indução é indicada na Figura 4.3. Analisando as figuras 4.2 e 4.3, nota-se que o ponto (3,6) não está dentro dessa região, não podendo ser uma solução ótima do problema.

A região de indução (RI) pode ser escrita com uma restrição de igualdade linear por partes composta por hiperplanos suporte da região factível. Geralmente a RI não é convexa, como neste exemplo, assim o conjunto de soluções do problema bi-nível linear (quando composto por mais de um ponto) não é convexo [41].

O problema bi-nível linear é equivalente a minimizar F sobre uma região factível definida por uma restrição de igualdade linear por partes [41].

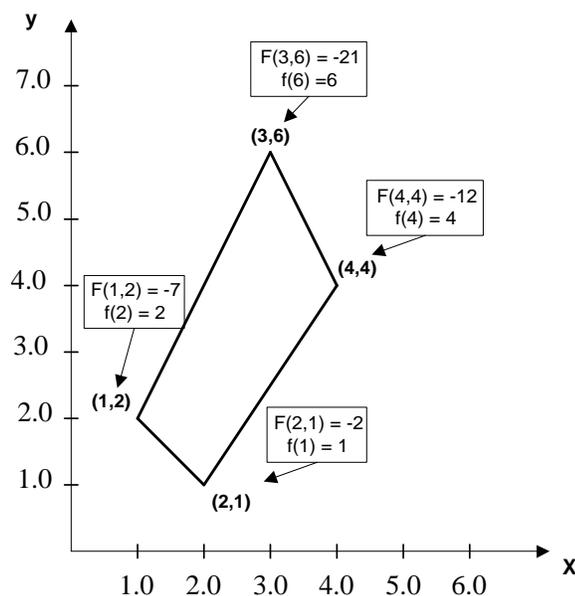


Figura 4.2: Solução de alguns pontos do problema linear.

Na Figura 4.2, o ponto (1,2) é um mínimo local, pois movimentos a partir deste ponto, na região de indução, aumentam o valor da função objetivo do líder. Quando o algoritmo proposto neste trabalho foi usado para resolver este exemplo, comprovou-se que se trata de uma técnica de convergência local, uma vez que de acordo com o valor inicial de x pode ser encontrada a solução $x = 1$ e $y = 2$ (ótimo local) ou $x = 4$ e $y = 4$ que é a solução ótima global do problema.

Uma análise que pode ser realizada [44] com este exemplo é considerar que o líder não possui informações sobre o objetivo do seguidor, então o líder consideraria a variável

y como uma constante. A estratégia óbvia do líder seria minimizar x e o ponto escolhido seria $x = 1$. O seguidor responderia com $y = 2$ e o valor da função objetivo do líder seria -7 .

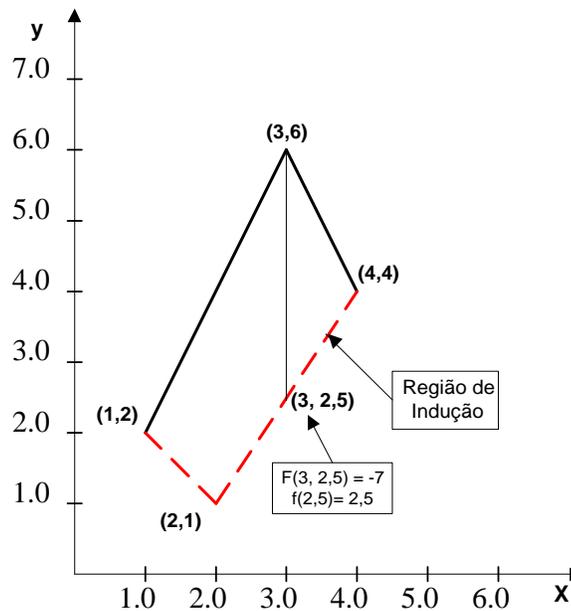


Figura 4.3: Região de Indução.

Na abordagem deste trabalho supõe-se que o líder conhece as limitações e o objetivo do seguidor, portanto saberá qual a reação do seguidor para cada valor de x escolhido. Deste modo, conhecendo a região de indução, o problema do líder é encontrar o ponto desta região que minimize a função $F(x,y)$, que como já foi dito anteriormente é o ponto $(4,4)$.

Os resultados aqui explanados podem ser comparados com a solução multi-objetivo [44]. Na mesma região factível, deve ser escolhida uma solução que minimiza a soma das funções objetivo do líder e do seguidor. Através da Figura 4.4, pode ser observado que o ponto mínimo de $F+f$ é $x = 3$ e $y = 6$. Na Figura 4.4 são apresentadas as diferentes soluções encontradas de acordo com diversas abordagens de otimização.

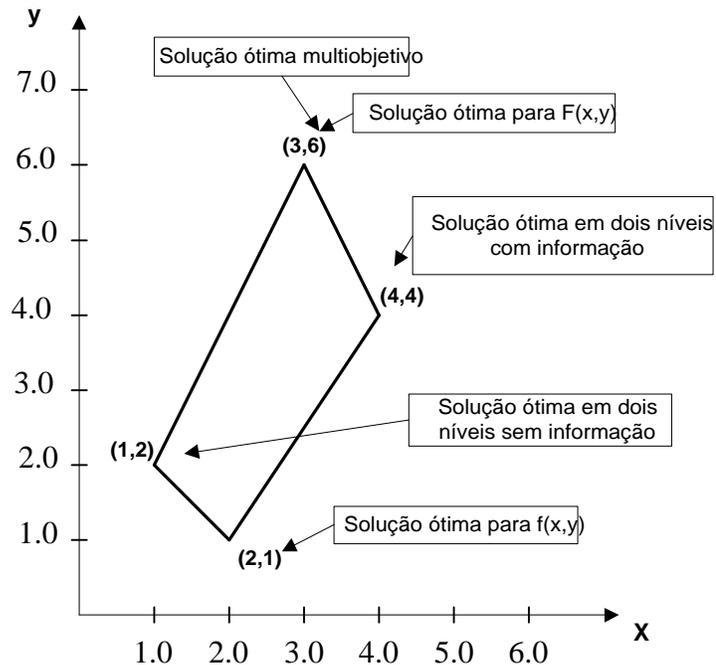


Figura 4.4: Solução do problema linear para várias abordagens de otimização.

5.2.2 Aplicações

Podem ser encontrados na literatura exemplos de aplicação de técnicas de otimização em dois níveis no planejamento da operação de sistemas de potência. Os autores de [38] propõem a formulação de um problema de cobrança de pedágios em rodovia. Este problema tem origem quando o dono de uma rede de rodovias (que pode ser o governo ou agentes particulares) possui a possibilidade de definir o valor de pedágio relativo a um conjunto de trechos da rede rodoviária. Sabendo que os usuários da rede de rodovias têm por objetivo minimizar o custo da viagem, uma taxa ótima não terá um valor muito alto, do contrário os usuários podem optar por não utilizar essas rodovias, mas ainda assim será capaz de gerar uma receita elevada. No processo iterativo uma vez que o proprietário da rede decide os valores dos pedágios de cada trecho da rodovia, os usuários reagem a esses valores e escolhem seu itinerário, de forma que o custo total da viagem sujeito ao tempo do percurso, à distância e ao preço do pedágio seja minimizado.

Em [43] é apresentado um problema da ameaça terrorista no setor elétrico, utilizando otimização em dois níveis. O operador do sistema realiza os habituais estudos das contingências dos equipamentos do sistema e segundo este artigo também estudos adicionais referentes a supostos atentados causados por terroristas. Devido à introdução desses agentes destrutivos, o problema do nível superior consiste em definir as contingências ou conjuntos de contingências que tornam o sistema mais vulnerável, para implementar medidas de vigilância e de proteção adequados. No segundo nível do problema, o terrorista tem como objetivo provocar uma interrupção de carga maior ou igual a determinado nível especificado, danificando o mínimo de componentes do sistema. O objetivo do terrorista estará sujeito às ações de segurança preventivas tomadas pelo operador do sistema e também as limitações dos seus recursos de destruição.

O autor de [44] aplica a otimização em dois níveis nas estratégias de oferta no mercado de energia elétrica. A metodologia aplicada baseia-se na formulação de Weber e Overbye, na qual um indivíduo (conjunto de geradores e cargas controlados por uma única entidade) no mercado tenta maximizar seu benefício individual através da oferta enviada ao operador do sistema. O problema deste indivíduo está sujeito ao fato de que o operador do sistema reagirá à oferta recebida, determinando o preço da energia no sistema e os despachos de cada participante do mercado. O problema de otimização em dois níveis baseou-se nos Métodos de Descida e é resolvido através do Método Primal-Dual de Pontos Interiores.

Neste trabalho é apresentada uma visão do despacho que poderia ser realizado pelo operador do sistema para garantir o menor preço da potência reativa fornecida pelos geradores. No problema do nível superior, o custo de oportunidade é minimizado sobre a magnitude de tensão e ângulo, geração de potência ativa e reativa e os parâmetros que compõem a oferta dos geradores, α_i e β_i . Já o problema do segundo nível calcula o nível mais barato de geração considerando as restrições de balanço de potência ativa para perfil de tensão plano e o montante de geração de potência ativa disponível. As variáveis e restrições do problema de otimização em dois níveis (4.1)-(4.6) podem ser associadas ao modelo de despacho de potência derivado no Capítulo 3. Neste caso:

- $F(\cdot)$ é a função $O = \sum_{i=1}^n [\hat{\lambda} Pg_i^0 - c_i(Pg_i^0)] - [\hat{\lambda} Pg_i - c_i(Pg_i)]$
- O vetor \mathbf{x} é composto pelas variáveis $Pg_i, Qg_i, V_i, \alpha_i, \beta_i$ e b_i ;
- O vetor \mathbf{y} é composto pelas variáveis Pg_i^0 e d_i^0 .

- $\mathbf{G}(\cdot)$ é composto por

$$\left\{ \begin{array}{l} Pg_i - Pd_i - P_i(V, \delta) = 0 \\ Qg_i - Qd_i - Q_i(V, \delta) + b_i V_i^2 = 0 \end{array} \right.$$
- $\mathbf{H}(\cdot)$ é composto por

$$\left\{ \begin{array}{l} V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \\ 0 \leq Pg_i^0 \leq Pg_i^M(Qg_i) \\ Qg_i^{\min} \leq Qg_i \leq Qg_i^{\max} \\ b_i^{\min} \leq b_i \leq b_i^{\max} \\ \alpha_i^{\min} \leq \alpha_i \leq \alpha_i^{\max} \\ \beta_i^{\min} \leq \beta_i \leq \beta_i^{\max} \end{array} \right.$$
- $f(\cdot)$ é a função $f = \sum_{i=1}^n \frac{1}{2} \alpha_i Pg_i^{0^2} + \beta_i Pg_i^0$
- $\mathbf{g}(\cdot)$ é composto por $Pg_i^0 - Pd_i - P_i^0(\delta^0) = 0$
- $\mathbf{h}(\cdot)$ é composto por $Pg_i^{0^{\min}} \leq Pg_i^0 \leq Pg_i^{0^{\max}}$

Deve-se observar que, no caso do problema de despacho de potência, $F(\cdot)$ depende também dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade do problema de nível inferior.

4.3 Técnicas de Resolução de Problemas em Dois Níveis

Atualmente, os algoritmos estudados para a solução dos problemas em dois níveis, são em sua grande maioria baseados nos casos mais simples desses problemas. São problemas que possuem função bem comportada, que apresentam características lineares, quadráticas ou convexas. Segundo [38] existem muitas aplicações em que a modelagem em dois níveis é adequada, porém na prática, a formulação em dois níveis não é usada devido principalmente à falta de algoritmos eficientes para lidar com problemas de grande porte.

Muitos estudos já foram realizados no caso em que as funções \mathbf{F} , \mathbf{H} , \mathbf{f} , \mathbf{g} e \mathbf{h} do problema são lineares [39]. Entretanto, os casos nos quais \mathbf{F} , \mathbf{H} , \mathbf{f} , \mathbf{g} e \mathbf{h} são funções não-

lineares e não convexos, são pouco retratados na literatura e da mesma forma, são poucos os algoritmos que tratam o problema com certo sucesso.

Estes algoritmos podem ser classificados basicamente em três grupos distintos [39]:

- I. **Métodos de Substituição:** Esses métodos são caracterizados pela substituição do nível inferior do problema por suas condições de Karush-Khun-Tucker (KKT) transformando o problema de otimização em dois níveis em um problema de otimização não convexo de apenas um nível.
- II. **Métodos de Dupla Penalidade:** Se baseiam na aproximação do nível inferior e superior utilizando seqüências de problemas de otimização irrestritos com funções objetivo aumentadas pelo uso de penalidades. Esses métodos são caracterizados por apresentarem uma convergência muito lenta, principalmente quando se trata de problemas não lineares.
- III. **Métodos de Descida:** Métodos de descida para o problema de nível superior utilizando informações obtidas com o gradiente do problema do nível inferior que podem ser adquiridos de várias maneiras.

Neste trabalho, a metodologia usada pra resolver o problema em dois níveis é baseada na substituição das condições de KKT do problema de nível inferior no problema de nível superior, o que transforma o problema de otimização em dois níveis e um problema de otimização de um nível.

4.4 Método da Substituição

As condições de otimalidade do problema de nível inferior, descrito por (4.1)-(4.6), são apresentadas a seguir:

$$\frac{\partial \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial \mathbf{y}} + \frac{\partial^T \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial \mathbf{y}} \boldsymbol{\lambda}^0 + \frac{\partial^T \mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial \mathbf{y}} \mathbf{p} = \mathbf{0} \quad (4.7)$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq \mathbf{0} \quad (4.8)$$

$$\pi_i h_i(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0, i = 1, \dots, k \quad (4.9)$$

$$\pi_i \geq 0, i = 1, \dots, k \quad (4.10)$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = \mathbf{0} \quad (4.11)$$

onde λ^0 e \mathbf{p} são os vetores formados pelos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade e desigualdade, respectivamente.

Substituindo as condições de otimalidade do problema de nível inferior no de nível superior, o problema (4.1)-(4.6) pode ser re-escrito como o problema de otimização de um único nível descrito a seguir

$$\underset{\mathbf{x}, \mathbf{y}, \lambda, \pi}{\text{Minimizar}} \mathbf{F}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad (4.12)$$

Sujeito a

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq \mathbf{0} \quad (4.13)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = \mathbf{0} \quad (4.14)$$

$$\frac{\partial f(\mathbf{x}, \mathbf{y})}{\partial \mathbf{y}} + \frac{\partial \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y})^t}{\partial \mathbf{y}} \lambda^0 + \frac{\partial \mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{y})^t}{\partial \mathbf{y}} \pi = 0 \quad (4.15)$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0 \quad (4.16)$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq 0, \pi \geq 0 \quad (4.17)$$

$$\pi_i h_i(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0, i = 1, \dots, k \quad (4.18)$$

O problema (4.12)-(4.18) não pode ser resolvido utilizando método de Newton ou outros algoritmos clássicos que exploram as condições de KKT, pois as restrições $h_i(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq 0$, $\pi_i \geq 0$ e $\pi_i h_i(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0$ com $i = 1, \dots, k$ não satisfazem a condição de independência linear dos seus gradientes, ou seja, o conjunto de restrições ativas em um ponto candidato à solução não é *regular* [48].

O método de substituição do problema de nível inferior por suas condições de KKT é bastante intuitivo. Porém, como pode ser visto, apresenta algumas dificuldades de resolução. Já foram propostos alguns algoritmos na literatura que buscam contornar tais dificuldades e resolver o problema.

Entre os algoritmos propostos, pode-se citar o algoritmo *Branch and Bound* [36, 38, 40]. Nesse algoritmo, durante o procedimento iterativo, o problema da dependência linear é contornado eliminando-se a equação de folga complementar ($\pi_i h_i(x, y) = 0$) do problema (4.12)-(4.18), na árvore de soluções gerada pelo algoritmo. Cria-se uma bifurcação em todos os nós da árvore que não satisfazem a condição de folga complementar. Assim, tem-se uma sub-árvore com $\pi_i = 0$ e um caminho com $h_i(x, y) = 0$. As soluções ótimas encontradas em cada sub-árvore são limites inferiores para a solução ótima do problema.

Os autores de [45] propõem um algoritmo que utiliza pontos interiores para resolver os problemas de otimização em dois níveis, mas o mesmo possui a limitação de somente ser aplicável quando o problema de nível inferior é convexo. Nesse algoritmo, a condição de independência linear das restrições é alcançada ignorando as restrições $h(x, y) \leq 0$ e $\pi \geq 0$ da formulação do problema inicial. Para obter sucesso, um ponto conhecidamente interior é escolhido pra inicializar o algoritmo, nos casos onde $h(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ é extremamente não-linear há dificuldades na escolha do ponto inicial e na busca do passo unidimensional. As variáveis do problema são atualizadas através da soma de duas direções: uma direção que aponta para o interior da região de soluções viáveis definidas pelas restrições do problema e uma direção de decréscimo da função objetivo. O passo unidimensional é calculado respeitando as restrições $h(x, y) \leq 0$ e $\pi \geq 0$ e de forma que as demais restrições do problema sejam satisfeitas.

A alternativa utilizada para resolver o problema de otimização em dois níveis neste trabalho esta baseada em [46], [47], [48], [49] e [50]. Nesses estudos, as restrições de folga complementar (4.18) são substituídas por funções auxiliares. Com essa substituição, a condição de regularidade do conjunto de restrições ativas passa a ser satisfeita, o que permite a adoção de métodos clássicos para a resolução do problema modificado. Nas próximas seções serão apresentadas as funções auxiliares utilizadas para substituir as restrições de folga complementar e a modelagem do problema de despacho de potência usando essas funções.

4.5 Funções Auxiliares

Para garantir que o conjunto de restrições do problema de otimização em dois níveis seja regular, neste trabalho são utilizadas funções auxiliares [46], [47], [48], [49] e [50] para substituir as equações (4.17) e (4.18). Cada restrição de folga complementar é representada através de uma função $\psi : R^2 \rightarrow R$. Essa função pertence a uma classe de funções não diferenciáveis com as seguintes propriedades:

$$\phi(u, v) = 0 \Leftrightarrow uv = 0, u \geq 0, v \geq 0 \quad (4.19)$$

para $u, v \in R$.

Explorando essa propriedade, é verdadeira a equivalência:

$$\pi_i h_i(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0, \pi_i \geq 0, h_i(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \geq 0 \Leftrightarrow \psi(\pi_i, h_i(\mathbf{x}, \mathbf{y})) = 0 \quad (4.20)$$

Uma função Fischer-Burmeister [46, 48 e 50] que assegura a propriedade (4.22), é a descrita por:

$$\phi(u, v) = \sqrt{u^2 + v^2} - (u + v) \quad (4.22)$$

Essa função é não linear e apresenta uma característica indesejável: não é diferenciável na origem. Assim, para que o problema resultante seja diferenciável, a função acima é “suavizada” pela introdução do parâmetro μ como proposto por [56], assumindo a forma:

$$\phi_\mu(u, v) = \sqrt{u^2 + v^2 + 2\mu} - (u + v) \quad (4.21)$$

onde $\phi_\mu(u, v)$ é equivalente a $\phi(u, v)$ quando $\mu \rightarrow 0$.

A função (4.22) foi empregada no problema de despacho de potência reativa devido tanto aos estudos apresentados em [46], [47], [48], [49] e [50] que fornecem um embasamento matemático para a equivalência entre o problema em dois níveis e o problema final, como pelo seu uso, em conjunto com o método de pontos interiores, na resolução do problema de fluxo de potência ótimo [48 e 49].

Em [48] o autor apresenta e compara o desempenho computacional de métodos de complementaridade não-linear, não-suaves, e com suavização do Jacobiano para solução do problema de fluxo de potência ótimo não-linear. Utilizando uma função de complementaridade não-linear, a mesma utilizada neste trabalho, foi reformulado o problema de FPO como um sistema de equações não-lineares, o qual pode ser resolvido por métodos já bastante conhecidos.

No artigo [49], programas matemáticos com restrições de complementaridade não-lineares são reformulados usando as funções diferenciáveis mostradas neste trabalho. Também mostra a introdução de uma classe de funções, parametrizada por um escalar real, para aproximar esses problemas não-diferenciáveis por problemas diferenciáveis não-lineares.

4.6 Modelagem do Problema de Despacho de Reativos com Dois Níveis Usando as Funções Auxiliares

Para derivar o problema em um nível resultante da substituição das condições de folga complementar, o problema de despacho de potência reativa proposto é formulado de forma compacta como segue:

$$\underset{\mathbf{x}, \lambda^0}{\text{Min}} O(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \lambda^0) \quad (4.23)$$

Sujeito a

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \quad (4.24)$$

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0} \quad (4.25)$$

$$(\lambda^0, \mathbf{y}) \text{ resolvem } \left\{ \begin{array}{l} \underset{\mathbf{y}}{\text{Min}} f(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \end{array} \right. \quad (4.26)$$

$$\textit{Sujeito a} \quad (4.27)$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{y}) = 0 \quad (4.28)$$

$$\mathbf{y}^{\min} \leq \mathbf{y} \leq \mathbf{y}^{\max} \quad (4.29)$$

As condições de otimalidade do problema de nível inferior são:

$$\frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{y}} + \frac{\partial \mathbf{g}'}{\partial \mathbf{y}} \lambda^0 - \boldsymbol{\pi}^{\min} + \boldsymbol{\pi}^{\max} = \mathbf{0} \quad (4.30)$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{y}) = 0 \quad (4.31)$$

$$\pi_i^{\min} (y_i^{\min} - y_i) = 0, \pi_i^{\min} \geq 0 \quad (4.32)$$

$$\pi_i^{\max} (y_i - y_i^{\max}) = 0, \pi_i^{\max} \geq 0 \quad (4.33)$$

$$\mathbf{y}^{\min} \leq \mathbf{y} \leq \mathbf{y}^{\max} \quad (4.34)$$

onde π_i^{\min} e π_i^{\max} são os multiplicadores de Lagrange associados às restrições de desigualdade do problema. As equações, (4.32) e (4.33) representam as condições de folga complementar.

A solução do problema de despacho é iniciada introduzindo as condições de otimalidade do nível inferior no problema de nível superior. O problema (4.23) a (4.29) pode ser reescrito como:

$$\underset{\mathbf{x}, \lambda^0}{\text{Min}} O(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \lambda^0) \quad (4.35)$$

Sujeito a

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \quad (4.36)$$

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0} \quad (4.37)$$

$$\frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{y}} + \frac{\partial \mathbf{g}^t}{\partial \mathbf{y}} \lambda^0 - \pi^{\min} + \pi^{\max} = \mathbf{0} \quad (4.38)$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{y}) = \mathbf{0} \quad (4.39)$$

$$\pi_i^{\min} (y_i^{\min} - y_i) = 0, \pi_i^{\min} \geq 0 \quad (4.40)$$

$$\pi_i^{\max} (y_i - y_i^{\max}) = 0, \pi_i^{\max} \geq 0 \quad (4.41)$$

$$\mathbf{y}^{\min} \leq \mathbf{y} \leq \mathbf{y}^{\max} \quad (4.42)$$

Para garantir a condição de regularidade, as restrições de folga complementar são representadas pelas funções ϕ_μ .

Definindo as variáveis auxiliares $\mathbf{z} = \mathbf{y} - \mathbf{y}^{\min}$, $\mathbf{z} \geq \mathbf{0}$ e $\mathbf{w} = \mathbf{y}^{\max} - \mathbf{y}$, $\mathbf{w} \geq \mathbf{0}$, as condições expressas em (4.39) podem ser substituídas por

$$\phi_\mu(\pi_i^{\min}, z_i) = - \left[\sqrt{(\pi_i^{\min})^2 + (z_i)^2 + 2\mu} - (\pi_i^{\min} + z_i) \right] \quad (4.43)$$

e aquelas expressas em (4.40) podem ser substituídas por

$$\phi_\mu(\pi_i^{\max}, w_i) = - \left[\sqrt{(\pi_i^{\max})^2 + (w_i)^2 + 2\mu} - (\pi_i^{\max} + w_i) \right] \quad (4.44)$$

O problema resultante pode ser resolvido via método primal-dual de pontos interiores. Para isso, variáveis de folga são introduzidas nas restrições de desigualdade e funções de barreira logarítmica são adicionadas na função objetivo para garantir que as

variáveis de folga sejam estritamente positivas. Com essas modificações, o problema de despacho de potência reativa pode ser escrito como segue:

$$\text{Min } O(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \lambda^0) - \mu \left[\sum_i \ln(s_{h_i}) \right] \quad (4.45)$$

Sujeito a

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \quad (4.46)$$

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}) + \mathbf{s}_h = \mathbf{0} \quad (4.47)$$

$$\frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{y}} + \frac{\partial \mathbf{g}'}{\partial \mathbf{y}} \lambda^0 - \pi^{\min} + \pi^{\max} = \mathbf{0} \quad (4.48)$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{y}) = \mathbf{0} \quad (4.49)$$

$$\mathbf{z} = \mathbf{y} - \mathbf{y}^{\min} \quad (4.50)$$

$$\mathbf{w} = \mathbf{y}^{\max} - \mathbf{y} \quad (4.51)$$

$$\phi_\mu(\mathbf{z}, \mathbf{w}, \pi^{\min}, \pi^{\max}) = 0 \quad (4.52)$$

As condições de otimalidade de primeira ordem do problema (4.45)-(4.52), são resolvidas pelo método de Newton para valores decrescentes do parâmetro μ , que é calculado em todas as iterações pela seguinte expressão:

$$\mu = \frac{\mathbf{s}_h^t \mathbf{P}_h}{2n\omega} \quad (4.53)$$

sendo ω o fator de aceleração.

Passos duais e primais são usados para calcular as estimativas de solução e assim garantir que os multiplicadores de Lagrange associados com (4.47) e as variáveis de folga sejam positivas.

A solução de (4.45)-(4.52) também é uma solução do problema em dois níveis [47]. Sabendo que o problema em dois níveis não é convexo, não há garantias de que o

método de pontos interiores converge para uma solução global. Observou-se que diferentes pontos de inicialização para o método de pontos interiores podem levar a diferentes soluções ótimas para o problema (4.45)-(4.52).

4.7 Formulação do Problema para um Sistema de 2 Barras Utilizando as Funções Auxiliares

Nesta seção é apresentada a continuação da formulação do problema para um sistema de 2 barras utilizando as funções auxiliares. A seguir tem-se a função Lagrangeana do no nível inferior do problema, L^0 :

$$L^0 = \frac{1}{2}a_1Pg_1^{0^2} + \beta_1Pg_1^0 + \frac{1}{2}a_2Pg_2^{0^2} + \beta_2Pg_2^0 + \lambda_1^0[Pg_1^0 - Pd_1 - P_1^0(d^0)] + \dots \quad (4.54)$$

$$\lambda_2^0[Pg_2^0 - Pd_2 - P_2^0(d^0)] + [p_1^{\min}(Pg_1^{\min} - Pg_1^0)] + [p_1^{\max}(Pg_1^0 - Pg_1^{\max})] + \dots$$

$$[p_2^{\min}(Pg_2^{\min} - Pg_2^0)] + [p_2^{\max}(Pg_2^0 - Pg_2^{\max})]$$

Tomando como o ângulo da barra 1 como referência, as condições de otimalidade do segundo nível do problema de despacho de potência, são:

$$\frac{\partial L^0}{\partial Pg_1^0} = \alpha_1Pg_1^{0^2} + \beta_1 + \lambda^0 - p_1^{\min} + p_1^{\max} = 0 \quad (4.55)$$

$$\frac{\partial L^0}{\partial Pg_2^0} = \alpha_2Pg_2^{0^2} + \beta_2 + \lambda^0 - p_2^{\min} + p_2^{\max} = 0 \quad (4.56)$$

$$\frac{\partial L^0}{\partial \delta_2^0} = -\frac{\partial P_1^0(\delta_2^0)}{\partial \delta_2^0}\lambda_1^0 - \frac{\partial P_2^0(\delta_2^0)}{\partial \delta_2^0}\lambda_2^0 = 0 \quad (4.57)$$

$$\frac{\partial L^0}{\partial \lambda_1^0} = Pg_1^0 - Pd - P_1^0(\delta_2^0) = 0 \quad (4.58)$$

$$\frac{\partial L^0}{\partial \lambda_2^0} = Pg_2^0 - Pd_2 - P_2^0(\delta_2^0) = 0 \quad (4.59)$$

$$Pg_1^{0\min} \leq Pg_1^0 \leq Pg_1^{0\max} \quad (4.61)$$

$$Pg_2^{0\min} \leq Pg_2^0 \leq Pg_2^{0\max} \quad (4.62)$$

$$p_1^{\min} (Pg_1^{\min} - Pg_1^0) = 0 \quad \pi_1^{\min} \geq 0 \quad (4.63)$$

$$p_1^{\max} (Pg_1^0 - Pg_1^{\max}) = 0 \quad \pi_1^{\max} \geq 0 \quad (4.64)$$

$$p_2^{\min} (Pg_2^{\min} - Pg_2^0) = 0 \quad \pi_2^{\min} \geq 0 \quad (4.65)$$

$$p_2^{\max} (Pg_2^0 - Pg_2^{\max}) = 0 \quad \pi_2^{\max} \geq 0 \quad (4.66)$$

Introduzindo as variáveis auxiliares z_i e w_i e substituindo as condições folga complementar pelas funções ϕ_μ tem-se o problema em um único nível:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar } O = & (\hat{\lambda} Pg_1^0 - c_1(Pg_1^0) - (\hat{\lambda} Pg_1 - c_1(Pg_1))) + \dots \\ & (\hat{\lambda} Pg_2^0 - c_2(Pg_2^0) - (\hat{\lambda} Pg_2 - c_2(Pg_2))) \end{aligned} \quad (4.67)$$

Sujeito a

$$Pg_1 - P_1(V, \delta) = 0 \quad (4.68)$$

$$Pg_2 - Pd_2 - P_2(V, \delta) = 0 \quad (4.69)$$

$$Qg_1 - Q_1(V, \delta) + b_1 V_1^2 = 0 \quad (4.70)$$

$$Qg_2 - Qd_2 - Q_2(V, \delta) + b_2 V_2^2 = 0 \quad (4.71)$$

$$V_1^{\min} \leq V_1 \leq V_1^{\max} \quad (4.72)$$

$$V_2^{\min} \leq V_2 \leq V_2^{\max} \quad (4.73)$$

$$0 \leq Pg_1 \leq Pg_1^M(Qg_1) \quad (4.74)$$

$$0 \leq Pg_2 \leq Pg_2^M(Qg_2) \quad (4.75)$$

$$Qg_1^{\min} \leq Qg_1 \leq Qg_1^{\max} \quad (4.76)$$

$$Qg_2^{\min} \leq Qg_2 \leq Qg_2^{\max} \quad (4.77)$$

$$\alpha_1^{\min} \leq \alpha_1 \leq \alpha_1^{\max} \quad (4.78)$$

$$\alpha_2^{\min} \leq \alpha_2 \leq \alpha_2^{\max} \quad (4.79)$$

$$\beta_1^{\min} \leq \beta_1 \leq \beta_1^{\max} \quad (4.80)$$

$$\beta_2^{\min} \leq \beta_2 \leq \beta_2^{\max} \quad (4.81)$$

$$\alpha_1 P g_1^0 + \beta_1 + \lambda^0 - p_1^{\min} + p_1^{\max} = 0 \quad (4.82)$$

$$\alpha_2 P g_2^0 + \beta_2 + \lambda^0 - p_2^{\min} + p_2^{\max} = 0 \quad (4.83)$$

$$-\frac{\partial P_1^0(\delta_2^0)}{\partial \delta_2^0} \lambda_1^0 - \frac{\partial P_2^0(\delta_2^0)}{\partial \delta_2^0} \lambda_2^0 = 0 \quad (4.84)$$

$$P g_1^0 - P_1^0(\delta_2^0) = 0 \quad (4.85)$$

$$P g_2^0 - P d_2 - P_2^0(\delta_2^0) = 0 \quad (4.86)$$

$$P g_1^0 - P g_1^{\min} - w_1 = 0 \quad (4.87)$$

$$P g_1^{\max} - P g_1^0 - z_1 = 0 \quad (4.88)$$

$$P g_2^0 - P g_2^{\min} - w_2 = 0 \quad (4.89)$$

$$P g_2^{\max} - P g_2^0 - z_2 = 0 \quad (4.90)$$

$$-\left[\sqrt{\pi_1^{\min^2} + w_1^2 + 2\mu} - (\pi_1 + w_1)\right] = 0 \quad (4.91)$$

$$-\left[\sqrt{\pi_1^{\max^2} + z_1^2 + 2\mu} - (\pi_1 + z_1)\right] = 0 \quad (4.92)$$

$$-\left[\sqrt{\pi_2^{\min^2} + w_2^2 + 2\mu} - (\pi_2 + w_2)\right] = 0 \quad (4.93)$$

$$-\left[\sqrt{\pi_2^{\max^2} + z_2^2 + 2\mu} - (\pi_2 + z_2)\right] = 0 \quad (4.94)$$

4.8 Conclusões

Neste capítulo, são apresentadas as características genéricas dos problemas de otimização em dois níveis, em seguida as principais dificuldades e as principais classes de algoritmos para resolução deste problema.

Além disso, é mostrada a estratégia adotada no trabalho: derivação das condições de otimalidade do problema do nível inferior e sua substituição no problema de nível superior e os desafios associados a essa estratégia. Depois disso, foi apresentado o uso das funções auxiliares diferenciáveis para expressar as condições de folga complementar e assim, modelar o problema de despacho de reativos com dois níveis usando funções auxiliares.

O capítulo 5 mostra os resultados numéricos obtidos, para o problema de despacho de potência reativa proposto, utilizando um sistema de 2 barras e um sistema de 30 barras do IEEE.

CAPÍTULO V

5. SIMULAÇÕES E RESULTADOS NUMÉRICOS

5.1 Introdução

Neste capítulo, são apresentados resultados de simulações utilizando os algoritmos elaborados e descritos nos Capítulos 3 e 4. Foram realizados testes para analisar o comportamento do custo de oportunidade associado ao suporte de potência reativa e o potencial impacto na operação do sistema. São feitas simulações com um sistema de 2 barras e com o sistema teste do IEEE de 30 barras. Também são apresentados resultados relativos à convergência do algoritmo de pontos interiores em relação aos valores iniciais do parâmetro barreira μ e do fator de aceleração ω . Finalmente, na seção 5.3, são apresentadas algumas conclusões.

5.2 Análise do Comportamento da Solução do Problema de Despacho

O modelo utilizado nesta seção para estudos do despacho de potência é o sistema composto por duas barras, dois geradores e uma carga representado na Figura 5.1. Os dados dos geradores são mostrados na Tabela 5.1.

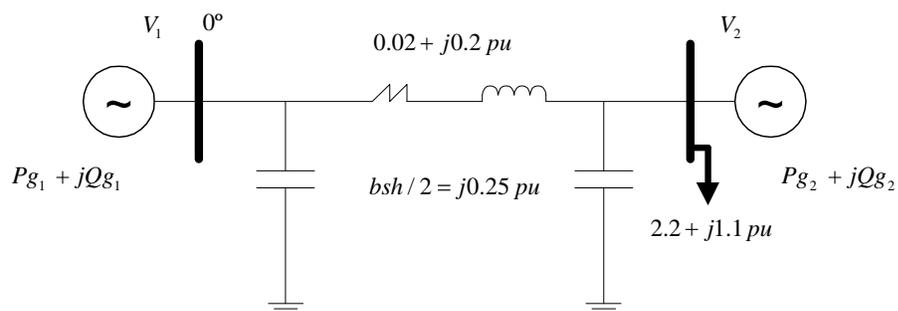


Figura 5.1: Sistema de 2 Barras.

Tabela 5.1 – Dados dos Geradores do Sistema de 2 Barras.

Dados	S_g (pu)	X_s (pu)	$\cos(\phi)$	Q_{gmin} (pu)	Q_{gmax} (pu)
Gerador 1	2.5	1.55	0.9	-0.64	2.20
Gerador 2	1.7	1.7	0.9	-0.59	1.44

Os estudos que serão apresentados foram executados tendo como objetivo entender como se comportam os custos de oportunidade dos geradores, seu impacto na participação dos geradores no fornecimento de potência ativa e reativa e as conseqüências do despacho de geração baseado no custo de oportunidade na operação do sistema.

5.2.1 Resultados do Sistema de 2 Barras

O comportamento dos custos de oportunidade dos geradores e o impacto do despacho de potência com base na minimização desses custos são analisados a seguir. Na Tabela 5.2, a e b são os coeficientes quadráticos e lineares da função custo de cada gerador. Os estudos foram realizados fixando os coeficientes quadráticos das funções de oferta dos geradores, a_i iguais a 0 \$/pu²h, portanto, a curva de ofertas dos geradores são segmentos de reta similares às apresentadas na Figura 5.2. A modificação de β_i move a curva de oferta do gerador i para cima e para baixo no gráfico.

Tabela 5.2 – Coeficientes da função custo dos geradores.

Dados	a (\$/pu ² h)	b (\$/puh)
Gerador 1	1000	0
Gerador 2	500	0

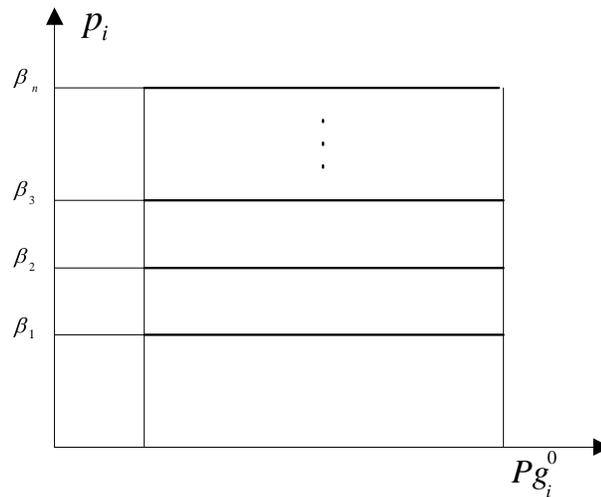


Figura 5.2: Curva de oferta dos geradores.

5.2.1.1 Estudos Considerando a Oferta do Gerador 1 Fixa e a do Gerador 2 Variável.

Nestes casos, supõe-se que o gerador 2 modifica sua oferta considerando fixa a oferta do gerador 1, sendo analisadas as seguintes situações:

- I. Em primeiro lugar, o coeficiente linear da função de oferta do gerador 1, β_1 foi fixado em 1000 \$/puh e do gerador 2, foi considerado variável entre 0 e 1020 \$/puh;
- II. Posteriormente, ainda para β_1 fixo em 1000 \$/puh, foram feitas simulações para β_2 fixo em diversos valores.

Na Tabela 5.3 e 5.4 são apresentados os resultados obtidos na primeira e segunda situação, respectivamente. Através dessas tabelas, pode-se observar que existem múltiplas soluções de mínimo para $0 \leq \beta_2 \leq 1020$, ou seja, várias soluções têm o mesmo custo de oportunidade para diferentes ofertas do gerador 2. Pode-se observar também que os custos de oportunidade são iguais porque a solução dos problemas de nível superior e inferior não se alteram para uma gama de valores de β_2 .

Tabela 5.3 - Resultados dos Geradores do Sistema de 2 Barras para β_2 variável.

Barra	d (rad)	v (pu)	Pg (pu)	Qg (pu)	Pg ⁰ (f)	d ⁰ (rad)	β (\$/puh)	Custo de Oportunidade (\$/h)
1	0.0	1.05	0.5812	0.2197	0.5051	0.0000	1000	35.1915
2	-0.1068	0.95	1.6294	0.4849	1.7000	-0.1017	0 a 1020	

Tabela 5.4 - Resultados dos Geradores do Sistema de 2 Barras para β_1 fixo.

Caso	Barra	d (rad)	v (pu)	Pg (pu)	Qg (pu)	Pg ⁰ (f)	d ⁰ (rad)	β (\$/puh)	Custo de Oportunidade (\$/h)
1	1	0.0	1.05	0.5812	0.2197	0.5051	0.0000	1000	35.1915
	2	-0.1068	0.95	1.6294	0.4849	1.7000	-0.1017	100	
2	1	0.0	1.05	0.5812	0.2197	0.5051	0.0000	1000	35.1915
	2	-0.1068	0.95	1.6294	0.4849	1.7000	-0.1017	800	
3	1	0.0	1.05	0.5812	0.2197	0.5051	0.0000	1000	35.1915
	2	-0.1068	0.95	1.6294	0.4849	1.7000	-0.1017	1020	
4	1	0.0	1.05	0.5812	0.2197	0.5143	0.0000	1000	30.6959
	2	-0.1068	0.95	1.6294	0.4849	1.6910	-0.1035	1021	
5	1	0.0	1.05	0.5812	0.2197	0.5624	0.0000	1000	7.1752
	2	-0.1068	0.95	1.6294	0.4849	1.6439	-0.1132	1023	
6	1	0.0	1.05	0.5812	0.2197	0.7291	0.0000	1000	-73.9044
	2	-0.1068	0.95	1.6294	0.4849	1.4816	-0.1467	1030	

O resultado da Tabela 5.3 foi obtido fixando o coeficiente linear da função de oferta do gerador 1 em 1000 \$/puh e do gerador 2 variando entre 0 e 1020 \$/puh. As soluções encontradas na Tabela 5.4 foram observadas com β_1 novamente fixo em 1000 \$/puh e β_2 fixo em alguns valores.

O custo de geração do gerador 2 é menor que o do gerador 1, portanto é possível perceber através da Tabela 5.4 que, enquanto o gerador 2 estiver ofertando sua geração por um valor inferior ao do gerador 1, ele tem preferência no atendimento a carga. Nota-se que Pg_2^0 e Pg_2 encontram-se nos seus valores máximos, sendo que Pg_2 atingiu a geração máxima possível considerando a curva de capacidade. Quando os dois geradores fazem ofertas iguais, neste caso 1000 \$/puh, e mesmo quando o gerador 2 fez ofertas superiores às do gerador 1, o gerador 2 ainda teve preferência no atendimento a

carga devido às perdas na transmissão. O gerador 2 consegue aumentar a sua oferta e gerar potência máxima até que o preço de sua energia seja igual à da energia fornecida pelo gerador 1 considerando as perdas de transmissão. Quando não há suporte de reativos, a partir de $\beta_2 > 1020$, a oferta do gerador 2 deixa de ser tão vantajosa. Assim, o gerador 1 começa a gerar mais potência ativa e o gerador 2 reduz a geração de potência ativa. No entanto, observa-se que, quando o suporte de reativos é necessário, o despacho de geração não se altera, devido à localização dos geradores, pois o gerador 2 está mais próximo da carga e acaba realizando o suporte de tensão.

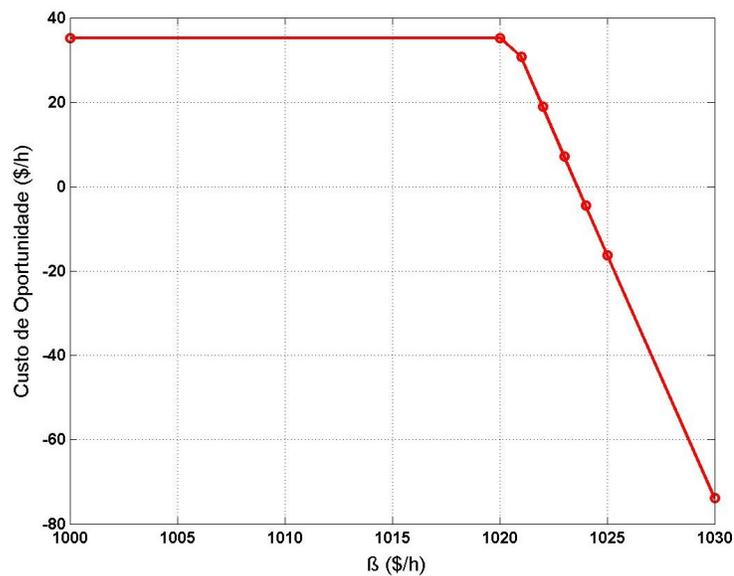


Figura 5.3: Curva do custo de oportunidade de acordo com a oferta do gerador 2.

Na Figura 5.3 visualiza-se os valores do custo de oportunidade encontrados considerando β_1 fixo em 1000 \$/puh e β_2 fixo em alguns valores. Nota-se que enquanto β_2 é menor que 1020 o custo de oportunidade é igual a 35.1915 \$/h, para valores maiores de β_2 o custo de oportunidade diminui chegando a ficar negativo como ainda será explanado.

Definindo:

LSR é o lucro do sistema sem considerar o fornecimento de potência reativa;

LCR é o lucro do sistema considerando o fornecimento de potência reativa;

LSR_i é o lucro do gerador i sem considerar o fornecimento de potência reativa;

LCR_i é o lucro do gerador i considerando o fornecimento de potência reativa;

A Tabela 5.5 mostra o comportamento dos lucros dos geradores sem considerar o fornecimento de potência reativa (LSR_1 e LSR_2) e quando há geração de reativos (LCR_1 e LCR_2). A tabela indica o custo de oportunidade total em três intervalos de variação de β_2 :

Tabela 5.5 - Lucro dos Geradores do Sistema de 2 Barras.

LSR	LCR	LSR_1	LCR_1	LSR_2	LCR_2	β (\$/puh)	Função Objetivo (\$/h)
895.46	860.27	10.41	11.98	885.05	848.29	1000	35.1915
						0 a 1020	
872.71	865.53	12.93	13.36	859.77	852.17	1000	7.1752
						1023	
807.10	881.01	21.87	17.43	785.23	863.57	1000	-73.9044
						1030	

Intervalo em que o custo de oportunidade é positivo:

Neste intervalo, β_2 é tal que o preço do gerador 2 é baixo, portando o gerador 2 está fornecendo tudo o que pode ($P_{g_2} = 1,7$). Neste caso, o lucro de **G2** sem geração de reativos é maior do que com reativo. Portanto, neste intervalo, **G2** tem **custo** de oportunidade. Por outro lado, o lucro do gerador 1 aumenta quando tem que gerar reativos, portanto, **G1** não tem custo de oportunidade para fornecer reativos. Observando o nível superior nota-se que **G1** aumenta um pouco seu lucro quando tem que fornecer potência reativa pois **G2** está limitado pela curva de capacidade.

Decréscimo do custo de oportunidade:

Quando β_2 se torna maior do que 1020 \$/MWh, $P_{g_2}^0$ diminui. Para $\beta_2 = 1023$ \$/MWh, o valor de $P_{g_2}^0$ é quase igual a P_{g_2} , isto é, a potência ativa fornecida por **G2** é a mesma caso ele forneça ou não potência reativa. A diferença $LSR_2 - LCR_2$ é muito pequena, logo **G2** ainda tem custo de oportunidade para fornecer reativos ao sistema. **G1** aumenta seu lucro quando gera reativos, portanto, não tem custo de oportunidade. Comparando LSR_1 nos dois intervalos, nota-se que esse lucro aumentou pois **G2** ficou mais caro. O mesmo ocorre com LCR_1 pois λ^0 aumenta.

Intervalos em que o custo de oportunidade é negativo:

Com o aumento de β_2 ocorre redução de $P_{g_2}^0$, então $P_{g_1}^0$ aumentou. Como **G2** ficou caro, $P_{g_1}^0$ passou a ser maior e o lucro de **G1** sem gerar reativo aumenta e fica maior do que o lucro quando gera reativo. **G1** tem um custo de oportunidade (perde quando fornece reativo).

O gerador 2 fica tão caro que $P_{g_2}^0 \ll P_{g_2}$ e o lucro de **G2** sem fornecer reativo é menor do que o lucro fornecendo reativo. Portanto, **G2** não tem custo de oportunidade. Por outro lado, **G1** passa a ter custo de oportunidade. O custo de oportunidade total é negativo devido ao custo de oportunidade muito negativo de **G2**.

Os gráficos a seguir foram obtidos de acordo com as considerações do caso 1 anteriormente apresentado, ou seja, β_2 está variando entre 0 e 1020 \$/puh. O valor ótimo do coeficiente linear das curvas de oferta é $\beta_2 = 945,2$ \$/puh. Para este caso, o algoritmo de pontos interiores convergiu em 18 iterações.

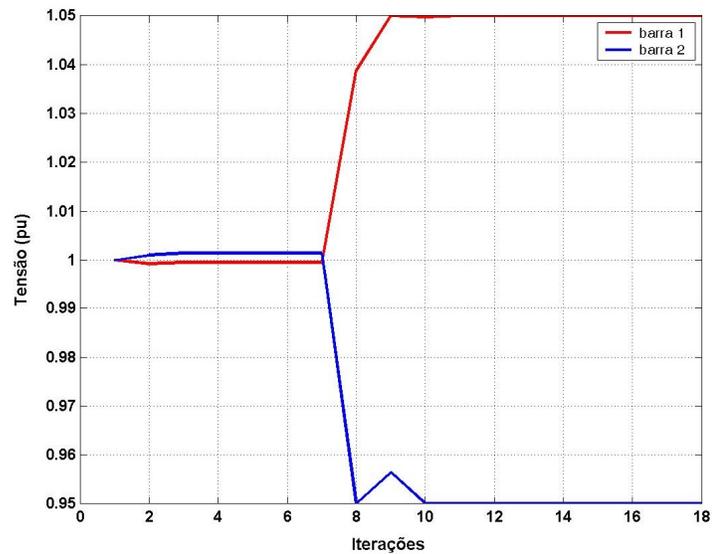


Figura 5.4: Evolução da solução ótima da tensão.

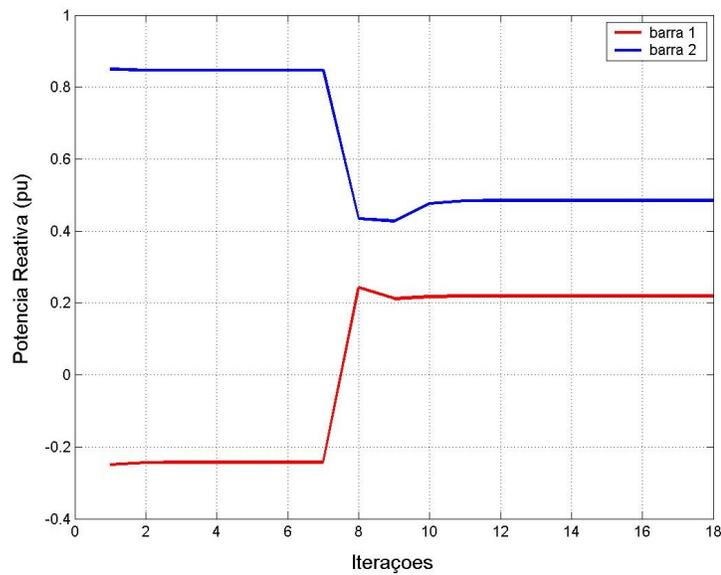


Figura 5.5: Evolução da solução ótima da potência reativa.

Nas figuras 5.4 e 5.5 são mostradas as evoluções dos valores das magnitudes de tensão e de potência reativa ao longo das iterações. Pode-se perceber que o gerador 2 injeta uma quantidade razoável de potência reativa, ao longo do processo, para manter a tensão na barra 2 dentro da faixa especificada. Nas figuras 5.6 e 5.7 são mostradas,

respectivamente, a evolução da potência ativa fornecida por cada gerador quando não é considerado o suporte de reativos no sistema e o valor ótimo da potência ativa fornecido pelos geradores considerando o suporte de reativos. No primeiro caso, quando não é considerado o suporte de reativos, pode-se notar que, como o gerador 2 tem menor coeficiente de custo, ele opera gerando com capacidade máxima. Porém quando é considerado o suporte de reativos, o gerador 2 precisa reduzir a potência gerada para prover potência reativa ao sistema e acaba atingindo a capacidade máxima de geração de acordo com a curva de capacidade da máquina. Percebe-se inclusive que Pg inicia o processo com o valor proposto por Pg^0 , mas não é possível mantê-lo devido ao suporte de reativo.

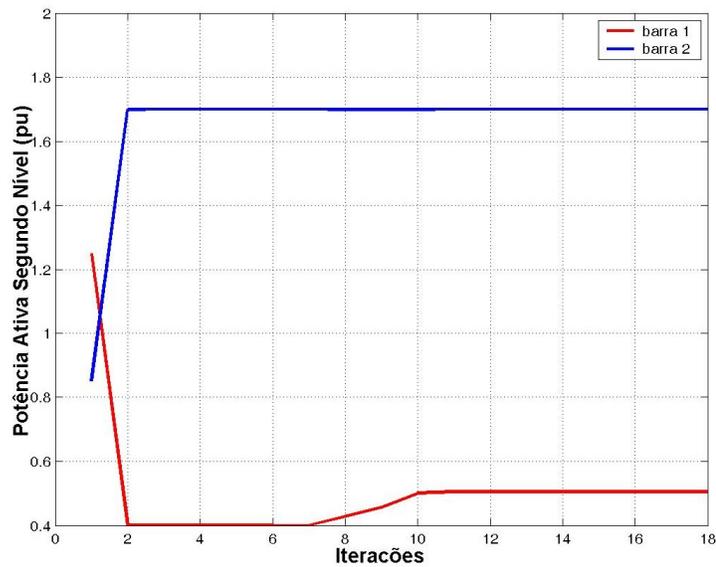


Figura 5.6: Evolução da solução de Pg^0 .

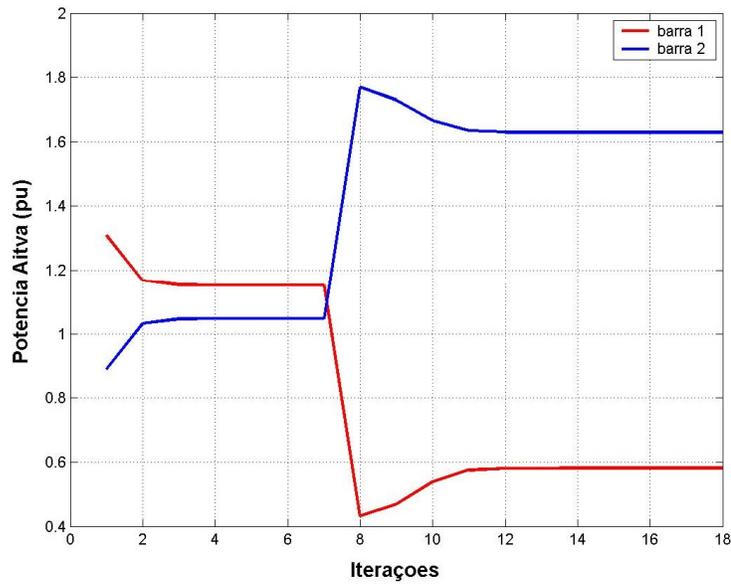


Figura 5.7: Evolução da solução de P_g .

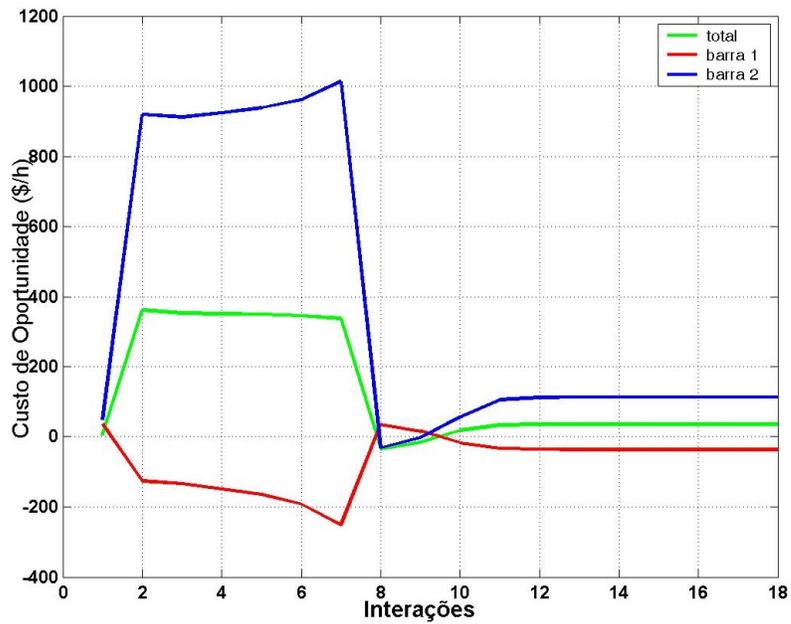


Figura 5.8: Evolução da solução ótima do custo de oportunidade.

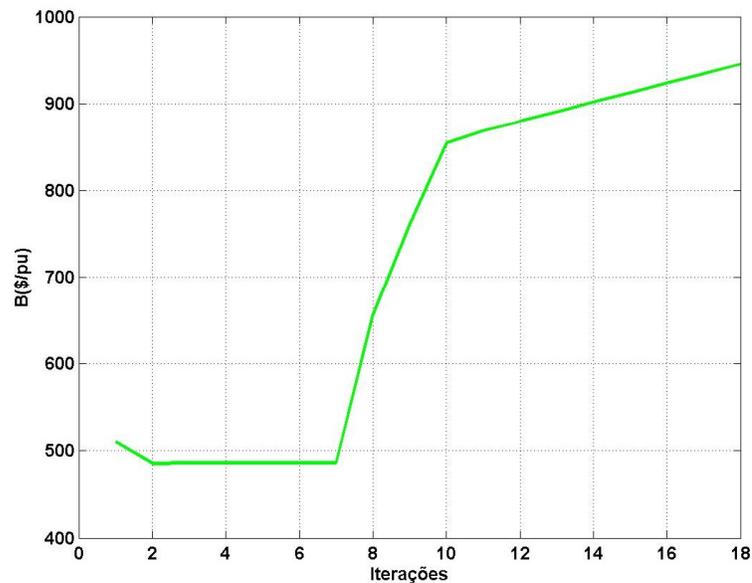


Figura 5.9: Evolução da solução ótima da oferta do gerador 2.

Pela Figura 5.9 nota-se que na oitava iteração do processo de convergência há um considerável aumento na oferta feita pelo gerador 2, que ocasionou um grande aumento da potência ativa gerada pelo gerador 2 e reduziu no gerador 1 quando há o suprimento de reativos. Observa-se inclusive que até a iteração 8 o gerador 1 gerava mais potência ativa que o gerador 2 e houve uma inversão nesse ponto, vide Figura 5.7

5.2.1.2 Estudos Considerando a Oferta do Gerador 2 Fixa e a do Gerador 1 Variável.

A seguir, nas tabelas 5.6 e 5.7, são mostrados os resultados das simulações realizadas considerando que a oferta do gerador 2 é fixa e igual ao seu custo de produção e que a oferta do gerador 1 pode ter diferentes valores (fixos) ou ser variável, respectivamente. As seguintes situações foram analisadas:

- Em primeiro lugar, o coeficiente linear da função de oferta do gerador 2, β_2 foi fixado em 500 \$/puh e do gerador 1, foi considerado variável entre 0 e 1020 \$/puh;
- Posteriormente, ainda para β_2 fixo em 500 \$/puh, foram feitas simulações para β_1 fixo em alguns valores.

Nas tabelas 5.6 e 5.7 são apresentados os resultados obtidos nas situações anteriormente citadas.

Tabela 5.6 - Resultados dos Geradores do Sistema de 2 Barras para β_1 variável.

Barra	d (rad)	v (pu)	Pg (pu)	Qg (pu)	Pg ⁰ (f)	d ⁰ (rad)	β (\$/puh)	Custo de Oportunidade (\$/h)
1	0.0000	1.05	0.5812	0.2197	2.3086	0.0000	0 a 1020	-912.7295 ⁽¹⁾
2	-0.1068	0.95	1.6294	0.4849	0.0000	-0.4728	500	

Notas: 1. Para $\beta_{1init} = 10$ (\$/pu) e $\beta_{2init} = 500$ (\$/pu).

Tabela 5.7 - Resultados dos Geradores do Sistema de 2 Barras para β_2 fixo.

Caso	Barra	d (rad)	v (pu)	Pg (pu)	Qg (pu)	Pg ⁰ (f)	d ⁰ (rad)	β (\$/puh)	Custo de Oportunidade (\$/h)
1	1	0.0000	1.05	0.5812	0.2197	2.3086	0.0000	300	-880.1487
	2	-0.1068	0.95	1.6294	0.4849	0.0000	-0.4728	500	
2	1	0.0000	1.05	0.5812	0.2197	2.3086	0.0000	451	-863.7497
	2	-0.1068	0.95	1.6294	0.4849	0.0000	-0.4728	500	
3	1	0.0000	1.05	0.5812	0.2197	0.9999	0.0000	480	-209.3565
	2	-0.1068	0.95	1.6294	0.4849	1.2201	-0.2013	500	
4	1	0.0	1.05	0.5812	0.2197	0.5503	0.0000	489	15.4577
	2	-0.1068	0.95	1.6294	0.4849	1.6558	-0.1108	500	
5	1	0.0	1.05	0.5812	0.2197	0.5051	0.0000	700	36.8642
	2	-0.1068	0.95	1.6294	0.4849	1.7000	-0.1017	500	
6	1	0.0	1.05	0.5812	0.2197	0.5051	0.0000	1030	37.9534
	2	-0.1068	0.95	1.6294	0.4849	1.7000	-0.1017	500	

Da Tabela 5.7, quando não há suporte de reativos, nota-se que para β_1 menor ou igual a 451 \$/puh o gerador 1 tem preferência no atendimento à carga, tanto que $Pg_2^0 = 0$. Isso ocorre pois, devido as perdas de transmissão, para o gerador 1 ter a possibilidade de fornecer energia e ser competitivo tem que ofertar energia por um valor inferior a oferta do gerador 2. É importante ressaltar que desta forma **G1** está ofertando energia por um valor inferior ao seu custo de geração. Neste caso, quando o suporte de reativos é necessário, percebe-se que o gerador 2 fornece muito reativo para manter a tensão na barra 2 dentro da faixa especificada e que o despacho de geração de potência ativa e reativa não se altera com a variação da oferta do gerador 1.

Para o caso da Tabela 5.6, o valor ótimo do coeficiente linear da curva de oferta é **$\beta_1 = 0$ \$/puh.**

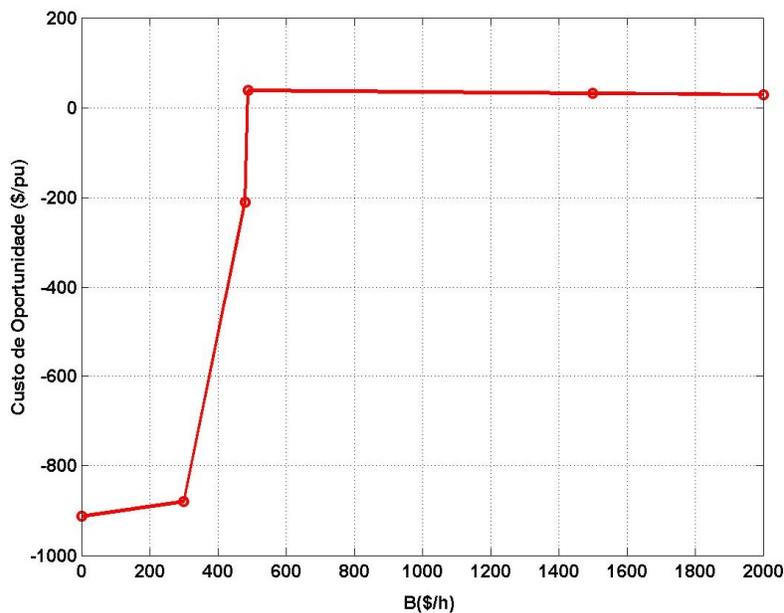


Figura 5.10 – Curva do custo de oportunidade de acordo com a oferta do gerador 1.

Na Figura 5.10 pode ser observado o levantamento da curva do custo de oportunidade, no intervalo estudado, de acordo com a oferta do gerador 2. Verifica-se que o mínimo da função ocorre quando o gerador 2 faz uma oferta igual a 0 \$/puh e que quando $\beta_1 = 489.91$ \$/puh ocorre um ponto de máximo da função. Observa-se que este ponto de mínimo corresponde a um custo de oportunidade total negativo.

A Tabela 5.8 indica os lucros dos geradores em três casos diferentes: no caso de máximo custo de oportunidade, num caso de custo intermediário e no caso de mínimo custo.

Tabela 5.8 – Lucro dos Geradores do Sistema de 2 Barras para β_2 fixo.

LSR	LCR	LSR ₁	LCR ₁	LSR ₂	LCR ₂	β (\$/puh)	Função Objetivo (\$/h)
-252.51	-290.54	-252.54	-290.58	0.0367	0.0352	0 a 1020	38.03
						500	
-275.13	-290.59	-275.13	-290.59	0	0	489	15.45
						500	
-2308	1395	-2308	-581.1	0	-814.6	451	-912.72
						500	

A Tabela 5.8 mostra que o gerador 1 tem prejuízos em todos os casos, ou seja, seus lucros são sempre negativos devido ao seu elevado custo de geração, não importando se fornece ou não potência reativa. Analisando os três casos dessa tabela separadamente tem-se:

Casos em que o custo de oportunidade é positivo:

Nesses casos, o prejuízo de **G1** é ainda maior quando o suporte de tensão é necessário pois esse gerador está fornecendo mais potência do que quando não há reativos e está vendendo essa energia por um valor muito inferior ao seu custo de produção. Portanto, quanto mais potência o gerador 1 despachar maior será o seu prejuízo. Por outro lado, o lucro e o custo de oportunidade do gerador 2 são nulos ou quase nulos.

Caso em que o custo de oportunidade é negativo:

Nesse caso, a oferta do gerador 1 é tão barata que, quando não há o suporte de reativo, ele despacha toda a geração necessária para atender a carga. Novamente o gerador 1 somente tem prejuízos, pois está gerando energia por um valor inferior ao seu custo de produção. O gerador 2 tem um pequeno custo de oportunidade.

Nas situações apresentadas, o despacho de potência ativa e reativa permanece igual, não importando a oferta do gerador 1. O gerador 2 tem que manter a tensão da barra 2 no valor mínimo exigido (0,95 pu), uma vez que o controle de tensão tem características locais. Conseqüentemente, **G2** atinge a geração máxima possível considerando a curva de capacidade e **G1** deve suprir a carga remanescente.

Pode-se concluir pelas considerações feitas que esta situação não é interessante para o gerador 1, pois ele é pouco competitivo devido ao seu elevado custo de produção e às perdas de transmissão. **G1** somente conseguiu ser competitivo e ter preferência no atendimento a carga, sem considerar o suporte de reativos, quando fez ofertas inferiores as do **G2**, só que desta forma forneceu energia a um preço muito baixo e teve prejuízo.

As simulações apresentadas a seguir também consideram a oferta do gerador 2 fixa e igual ao seu custo de produção e a oferta do gerador 1 variável. Porém, os coeficientes lineares da função custo de cada gerador foram modificadas como segue.

5.2.1.3 Estudos com Novos Custos de Geração.

Considerando agora que o custo de geração de **G1** é muito menor do que o de **G2**, tal como mostrado na Tabela 5.9, os estudos realizados anteriormente considerando a oferta de G1 variável foram repetidos. Os resultados obtidos para diferentes valores (fixos) de oferta do gerador 1 e no caso em que β_1 é variável são mostrados nas tabelas 5.11 e 5.10, respectivamente.

Tabela 5.9 – Coeficientes da função custo dos geradores.

Dados	a (\$/pu ² h)	b (\$/puh)
Gerador 1	500	0
Gerador 2	1000	0

Tabela 5.10– Resultados dos Geradores do Sistema de 2 Barras.

Barra	δ (rad)	V (pu)	P_g (pu)	Q_g (pu)	P_g^0 (£)	δ^0 (rad)	0 (\$/puh)	Função Objetivo (\$/h)
1	0.0	0.9979	2.3143	0.33	2.3086	0.0	0 a 1030	-910.1929
2	-0.4962	0.9500	0.0	1.4385	0.0	-0.4728	1000	

Tabela 5.11– Resultados dos Geradores do Sistema de 2 Barras para β_1 fixo.

Barra	δ (rad)	V (pu)	P_g (pu)	Q_g (pu)	P_g^0 (£)	δ^0 (rad)	0 (\$/puh)	Função Objetivo (\$/h)
1	0.0	1.0500	2.2985	0.1066	2.3086	0.0000	100	-3.9406
2	-0.4322	1.0279	0.0000	1.4385	0.0	-0.4728	1000	
1	0.0	1.050	2.2985	0.1066	2.3086	0.0	400	-0.1272
2	-0.4322	1.0279	0.0	1.4385	0.0	-0.4728	1000	
1	0.0	1.0490	2.2991	0.1355	2.3086	0.000	451.3410	0
2	-0.4348	1.0220	0.0000	1.4197	0.0000	-0.4728	1000	
1	0.0	1.0225	2.3099	0.3801	2.3086	0.0	451.3411	0
2	-0.4761	0.9584	0.0	1.3283	0.0	-0.4728	1000	
1	0.0	0.9979	2.3143	0.33	2.3086	0.0	800	-2.2014
2	-0.4962	0.9500	0.0	1.4385	0.0	-0.4728	1000	
1	0.0	0.9979	2.3143	0.33	2.3086	0.0	950	-534.6085
2	-0.4962	0.9500	0.0	1.4385	0.0	-0.4728	1000	
1	0.0	0.9979	2.3143	0.33	2.3086	0.0	1030	-910.1929
2	-0.4962	0.9500	0.0	1.4385	0.0	-0.4728	1000	

Na Tabela 5.10, quando a oferta do gerador 1 está variando entre 0 e 1030 \$/puh o custo de oportunidade é igual - **910.193 \$/puh**. Na Tabela 5.11 pode-se observar que, quando o custo de oportunidade é zero, são obtidas duas soluções diferentes para o problema, uma delas com tensão elevada nas barras 1 e 2 e a outra com tensões mais baixas. Essas soluções são definidas para uma variação apenas incremental na oferta de **G1**.

5.2.1.4 Estudos Considerando a Oferta dos Dois Geradores Variáveis

Nesta seção são apresentados os resultados encontrados considerando a oferta dos dois geradores variando simultaneamente no intervalo de 0 a 1030 \$/puh e posteriormente de 950 a 1030 \$/puh. Foram considerados coeficientes de custos de geração iguais aos mostrados na Tabela 5.2. Os resultados obtidos considerando o primeiro intervalo de variação das ofertas são mostrados na Tabela 5.12. Na Tabela 5.13 são mostrados os lucros dos geradores para esse caso.

Tabela 5.12 – Resultados dos Geradores do Sistema de 2 Barras para β_1 e β_2 variável.

Barra	d (rad)	v (pu)	Pg (pu)	Qg (pu)	Pg ⁰ (pu)	d ⁰ (rad)	β (\$/puh)	β ótimo (\$/puh)	Custo de Oportunidade (\$/h)
1	0.0	1.05	0.5812	0.2197	0.5051	0.0000	0 a 1030	1009.2	35.1415
2	-0.1068	0.95	1.6294	0.4849	1.7000	-0.1017	0 a 1030	1030	

Tabela 5.13 – Lucro dos Geradores do Sistema de 2 Barras para β_1 e β_2 variável.

LSR	LCR	LSR ₁	LCR ₁	LSR ₂	LCR ₂	Variação de β (\$/puh)	Função Objetivo
916.20	881.06	15.16	17.44	901.03	863.61	0 a 1030	35.1415
						0 a 1030	

Observa-se que a convergência é alcançada quando a oferta de G1 se torna um pouco inferior a de G2 (é competitiva em relação ao ajuste de G2). O gerador 2 tem um lucro maior quando não há o suporte de reativos, pois é limitado pela curva de capacidade, ou seja, tem **custo** de oportunidade. O gerador 1 possui um lucro maior quando há suporte de reativos, pois aumenta o despacho de potência neste caso (G2 está limitado) e não possui custo de oportunidade. A Tabela 5.13 mostra que ambos os geradores lucram com a venda de potência ativa mesmo quando injetam reativos no sistema.

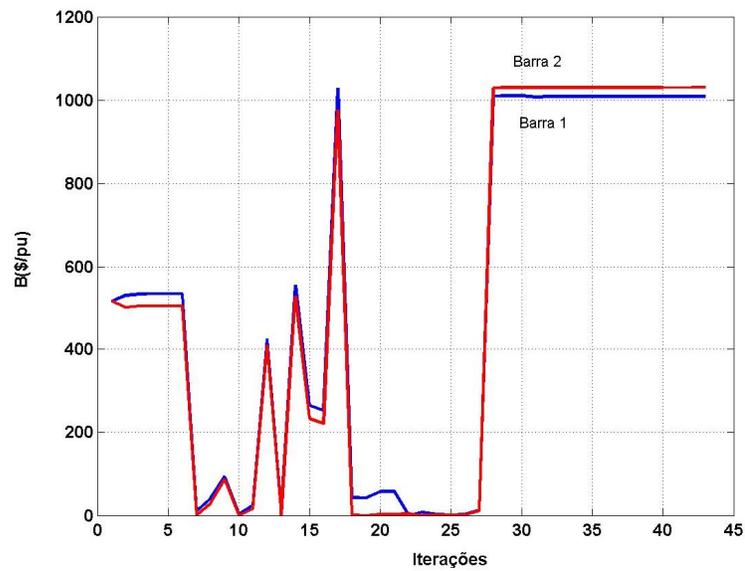


Figura 5.11: Evolução da solução ótima das ofertas dos geradores 1 e 2.

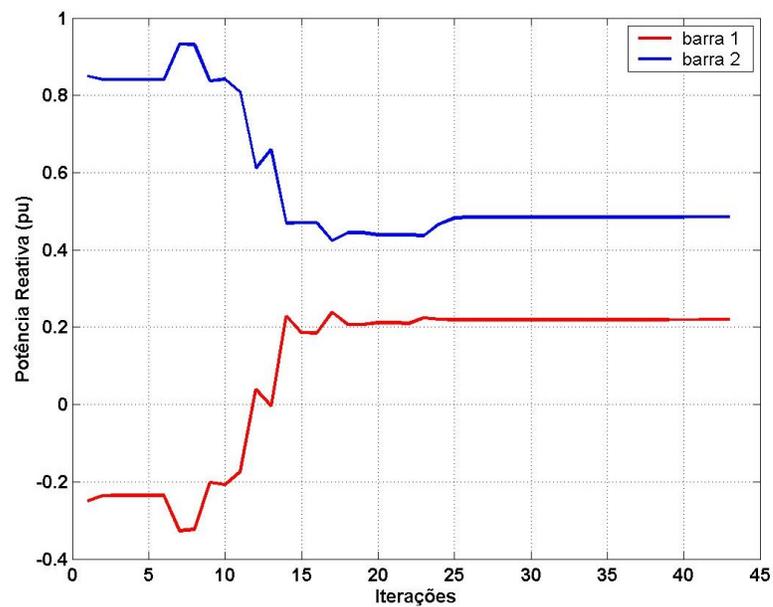


Figura 5.12: Evolução da solução ótima da potência reativa dos geradores 1 e 2.

A evolução da solução ótima das ofertas dos geradores 1 e 2 é mostrada na Figura 5.11, até a iteração 27 percebe-se uma grande variação nas ofertas feitas pelos geradores e além disso, que fazem ofertas com valores quase sempre iguais. A convergência somente é alcançada quando o gerador 1 reduz sua oferta e ocorre uma estabilização, devido a sua localização no sistema e seu custo de produção. Na Figura 5.12, nota-se a variação de potência reativa fornecida durante os lances realizados pelos geradores.

Considerando um intervalo de variação das ofertas dos geradores mais restrito como é visto a seguir, ocorre a convergência novamente para $\beta_1 < \beta_2$, mas desta vez para um ponto de mínimo do problema. As tensões e os ângulos das barras obtidos na resolução do problema do primeiro nível são iguais aos da Tabela 5.12.

Tabela 5.14 – Resultados dos Geradores do Sistema de 2 Barras para β_1 e β_2 variável.

Barra	P_g (pu)	P_g^0 (pu)	β (\$/puh)	β ótimo (\$/puh)	Custo de Oportunidade
1	0.5812	0.7776	950 a 1030	998	-97.42
2	1.6294	1.4345	950 a 1030	1030	

Tabela 5.15 – Lucro dos Geradores do Sistema de 2 Barras para β_1 e β_2 variável.

LSR	LCR	LSR ₁	LCR ₁	LSR ₂	LCR ₂
783.58	881.01	23.32	17.43	760.26	863.57

Caso o suporte de reativos não fosse necessário ao sistema, com essa oferta de $\beta_2 = 998$ \$/puh o gerador 1 conseguiria despachar mais potência ativa do que na simulação apresentada na Tabela 5.12, pois está mais barato. **G1** tem um lucro maior quando há o suporte de reativos, pois gera mais potência ativa do que se fosse necessário o suporte de reativos. **G2** mantém a mesma oferta nas duas simulações apresentadas, mas neste caso gera menos quando não há o suporte e tensão. O gerador 2 tem lucro maior quando gera potência reativa do que se gerasse apenas potência ativa.

5.2.2 Sistema de 30 barras

Neste estudo o modelo que foi usado no despacho de potência é o sistema teste de 30 barras do IEEE. O sistema mostrado na Figura 5.13 é composto por: 6 geradores, 24 barras de carga, 37 linhas de transmissão e 4 transformadores.

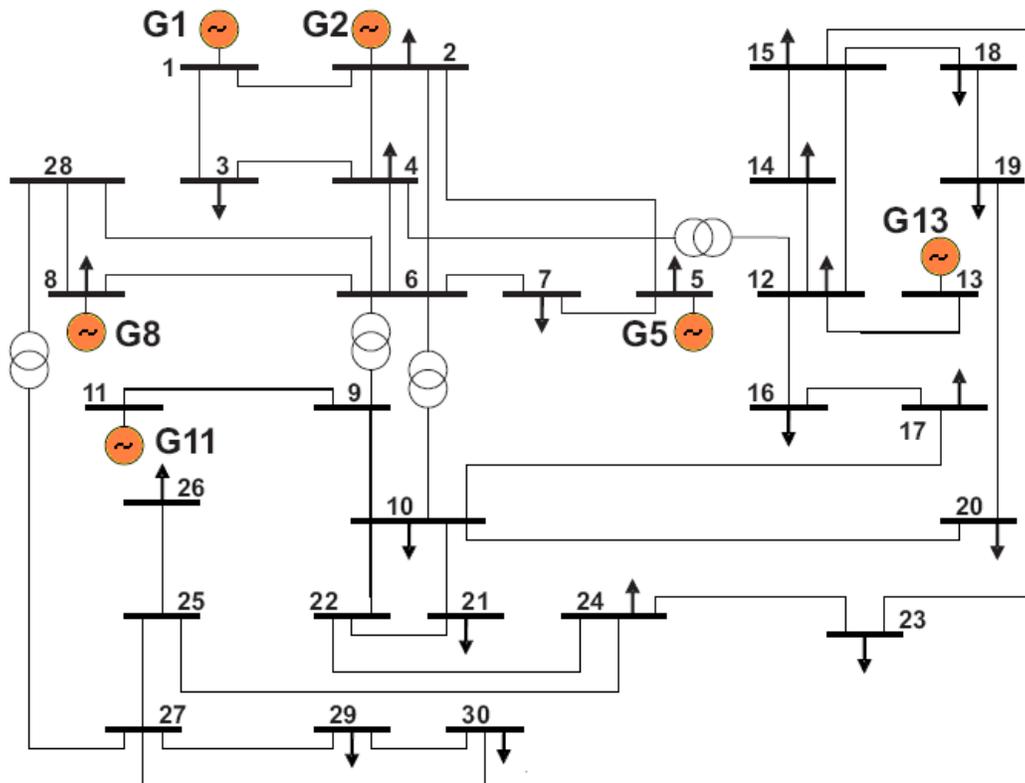


Figura 5.13: Sistema de 30 Barras do IEEE.

Os dados dos geradores são mostrados na Tabela 5.15, na qual a e b são os coeficientes quadráticos e lineares da função custo de cada gerador. Os demais dados do sistema são apresentados no Apêndice.

Tabela 5.16 – Dados dos Geradores do Sistema de 30 Barras.

Dados	s_g (pu)	x_s (pu)	$\cos(\phi)$	Q_{gmin} (pu)	Q_{gmax} (pu)	a (\$/pu ² h)	b (\$/puh)
Gerador 1	2	1.65	0.9	-0.61	1.72	3.5	3000
Gerador 2	3	1.95	0.9	-0.51	2.74	3.5	3000
Gerador 5	1.4	1.54	0.9	-0.65	1.13	3.5	3000
Gerador 8	1.4	1.54	0.9	-0.65	1.13	2.0	2000
Gerador 11	1.4	1.54	0.9	-0.65	2.13	2.0	2000
Gerador 13	1.4	1.54	0.9	-0.65	1.13	2.0	2000

Neste estudo, os 6 geradores foram divididos em dois grupos, supostamente pertencentes a dois agentes distintos. Os três primeiros geradores, localizados nas barras 1, 2 e 5 formam o grupo 1 e os outros três localizados nas barras 8, 11 e 13 formam o grupo 2.

Os coeficientes lineares das ofertas de todos os geradores foram considerados constantes. Portanto, as curvas de oferta são modificadas de acordo com o mostrado na Figura 5.14.

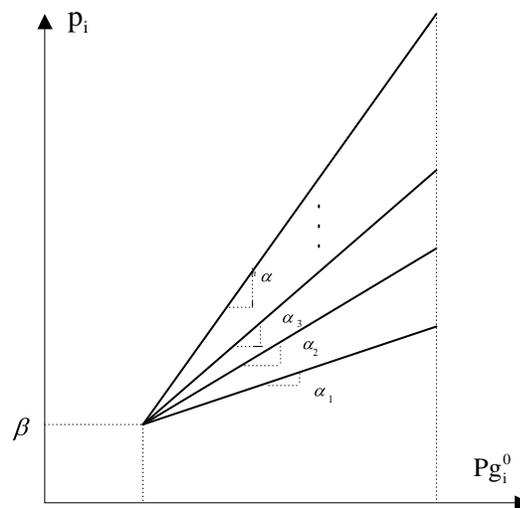


Figura 5.14: Curva de ofertas dos geradores do grupo 1.

5.2.2.1 Estudos Considerando as Ofertas do Grupo 1 Variáveis e do Grupo 2 Constantes.

Os estudos aqui apresentados foram realizados tendo por objetivo determinar quanto os geradores do grupo 1 podem reduzir seus custos de oportunidade através da modificação das suas ofertas e como isso afeta a participação desses geradores no despacho de potência ativa e reativa. Sendo assim, os coeficientes a_i desse grupo podem variar dentro de certos limites que foram estabelecidos considerando que se conhece com aproximação razoável as ofertas dos geradores do grupo 2. Na Tabela 5.16 são apresentados os coeficientes da curva de oferta dos geradores do grupo 1 e do grupo 2.

Tabela 5.17 – Coeficientes da curva de oferta dos geradores do sistema de 30 barras.

Grupo 1		Grupo 2	
(\$/pu ² h)	(\$/puh)	(\$/pu ² h)	(\$/puh)
2 = a_1 = 5	β_1 = 3000	a_1 = 2	β_8 = 3000
2 = a_2 = 5	β_2 = 3000	a_2 = 2	β_{11} = 3000
2 = a_3 = 5	β_3 = 3000	a_3 = 2	β_{13} = 3000

O custo de oportunidade encontrado nesta simulação é igual a 819,7 \$/h. A Figura 5.15 mostra o custo de oportunidade de cada grupo de geradores ao longo do processo iterativo e também o custo de oportunidade total do sistema. O grupo 1 tem a_i variável, e apresentou custo de oportunidade igual a 42,9 \$/h, que é um valor consideravelmente menor do que o custo de oportunidade do grupo 2 igual a 776,7 \$/h.

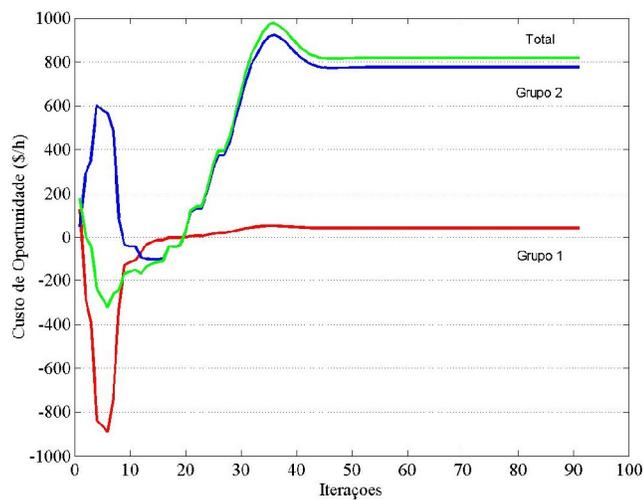


Figura 5.15: Evolução do custo de oportunidade do sistema de 30 barras.

Os valores ótimos dos coeficientes quadráticos das curvas de oferta são $a_1 = 3,5$ $\$/pu^2h$, $a_2 = 3,5$ $\$/pu^2h$ e $a_5 = 5,0$ $\$/pu^2h$. Nas figuras 5.16 e 5.17 é mostrado o valor ótimo da potência ativa fornecido por cada gerador quando não é considerado o suporte de reativos no sistema e considerando o suporte de reativos. Pode-se notar que, no primeiro caso, uma vez que os geradores do grupo 2 têm menores coeficientes de oferta, operam gerando a capacidade de cada máquina. Quando é considerando o suporte de reativos, os geradores do grupo 2 precisam reduzir a potência ativa gerada para prover potência reativa ao sistema. Quando a potência reativa não é considerada, apenas o gerador 5 do grupo 1 gera potência ativa. O total de potência ativa gerada pelo grupo 1 cresce quando o suporte de reativo é considerado. Entretanto, isso não é traduzido em custo de oportunidade negativo pois o gerador mais caro (gerador 5) precisa reduzir a geração de potência ativa para gerar vars para o sistema.

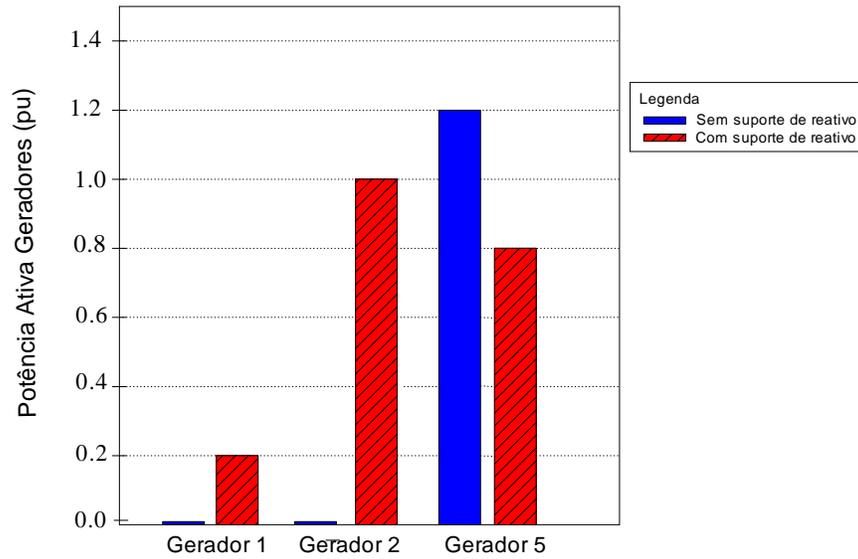


Figura 5.16: Potência ativa ótima dos geradores do Grupo 1.

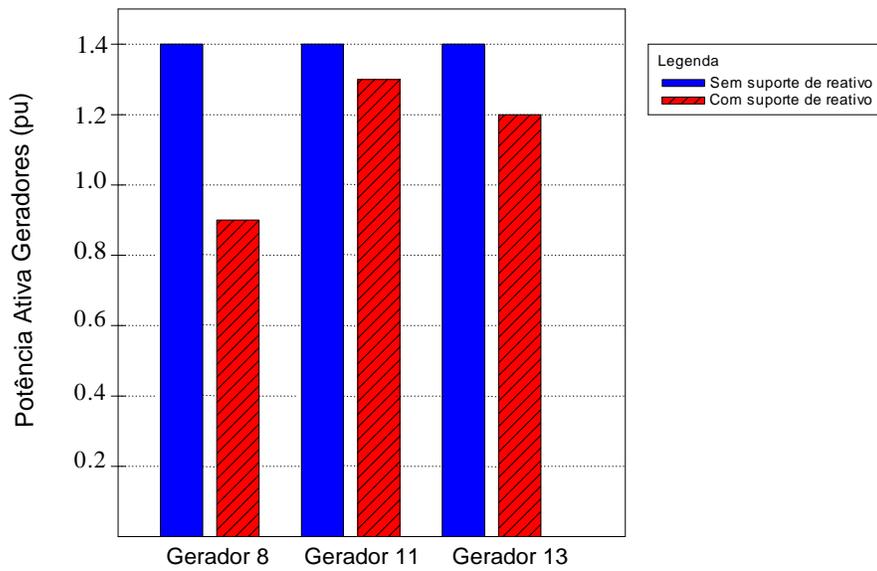


Figura 5.17: Potência ativa ótima dos geradores do Grupo 2.

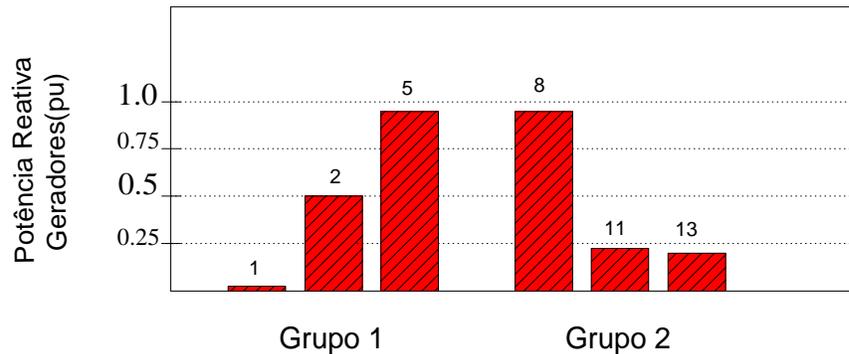


Figura 5.18: Potência reativa ótima dos geradores.

A figura 5.18 mostra o valor ótimo da potência reativa gerada por cada um dos geradores (Q_{g1} , Q_{g2} , ... Q_{g13}).

É possível perceber que os geradores 5 e 8 geram níveis elevados de potência reativa, o que é parcialmente explicado pelo fato de que duas grandes cargas do sistema estão localizadas nessas barras. Uma outra análise mostra que o gerador 8 é o único diretamente conectado em uma região do sistema onde não há outra forma de suporte de potência reativa, ou seja, a potência reativa provida por esse gerador é muito importante para essa região do sistema.

A Tabela 5.18 mostra a potência ativa e reativa ótima gerada por cada gerador e a máxima capacidade de geração de cada um destes. Comparando essa Tabela com a Tabela 5.16, nota-se que, quando provemos potência reativa, os geradores 1 e 2 operam abaixo do limite de geração de potência ativa definido pela curva de capacidade. Os geradores 5 e 8, por outro lado operam gerando o máximo de potência ativa possível de acordo com a curva de capacidade. Nota-se que o gerador 8 tem a maior redução de geração de potência ativa devido ao suporte de reativos. Sabendo que os geradores do Grupo 2 oferecem potência ativa pelo mesmo preço constantemente, o maior custo de oportunidade desse grupo é principalmente devido ao gerador 8.

Tabela 5.18 – Geração e limites dos geradores do grupo 1 e grupo 2.

Gerador	Pg^0 (pu)	Pg (pu)	Pg^M (pu)	Qg (pu)
1	0.	0.2053	1.999	0.0623
2	0.0	1.0706	2.9517	0.5360
5	1.288	0.8446	0.8446	0.9191
8	1.4	0.8824	0.8824	0.8981
11	1.4	1.3007	1.3783	0.2457
13	1.31	1.1942	1.3859	0.1984

Este exemplo comprova que para os geradores que tiveram interesse em participar do mercado conjunto de potência ativa e reativa, através do ajuste do preço da oferta de potência ativa, é possível conseguir comparativamente um menor custo de oportunidade em relação aos geradores que mantiveram as ofertas de geração fixas.

5.2.2.2 Estudos Considerando as Ofertas de Ambos os Grupos Variáveis

Nesta seção são apresentados os resultados encontrados considerando a oferta dos 6 geradores variando simultaneamente em 3 situações diferentes. Na Tabela 5.19 são apresentados os coeficientes da curva de oferta dos geradores.

Tabela 5.19 – Coeficientes da curva de oferta dos geradores.

Grupo 1		Grupo 2	
(\$/pu ² h)	(\$/puh)	(\$/pu ² h)	(\$/puh)
$3 = a_1 = 4$	$\beta_1 = 3000$	$3 = a_8 = 4$	$\beta_8 = 3000$
$3 = a_2 = 4$	$\beta_2 = 3000$	$3 = a_{11} = 4$	$\beta_{11} = 3000$
$3 = a_5 = 4$	$\beta_3 = 3000$	$3 = a_{13} = 4$	$\beta_{13} = 3000$

Situação 1: Carregamento Original do Sistema

Os resultados obtidos neste caso são mostrados na Tabela 5.20.

Os valores ótimos dos coeficientes quadráticos das curvas de oferta são $a_1 = 3,5$ $\$/pu^2h$, $a_2 = 3,5$ $\$/pu^2h$, $a_5 = 4,0$ $\$/pu^2h$, $a_8 = 3,5003$ $\$/pu^2h$, $a_{11} = 3,5002$ $\$/pu^2h$, $a_{13} = 3,5002$ $\$/pu^2h$. Mesmo possuindo um custo de produção maior do que os demais geradores, o gerador 5 pode fazer uma oferta maior para venda da sua energia pois grande parte da carga do sistema encontra-se diretamente conectada à barra 5, assim, **G5** tem preferência no atendimento a essa carga devido à ausência de perdas de transmissão. Este fato também acontece de forma similar para o gerador 8, pois também atende uma grande carga do sistema diretamente, e para o gerador 11 pois este é o gerador mais próximo eletricamente de uma grande rede de consumidores do sistema.

Quando é necessário o suporte de tensão, os geradores 5 e 8 passam a fornecer valores elevados potência reativa por estarem próximos de cargas elevadas e assim atingem os limites de geração de potência ativa definidos pelas suas curvas de capacidade. O gerador 8 é o que possui o maior custo de oportunidade deste estudo.

O gerador 13 atinge seu limite máximo de geração quando não há o suporte de reativos, mas isso é decorrência de ofertar sua energia praticamente igual ao dos geradores 1 e 2 e estar mais próximo de vários consumidores do que esses geradores.

Os geradores 1 e 2 estão ofertando energia por um valor um pouco mais barato. Apesar disso, não foram chamados a gerar quando não há o suporte de reativos pois estão mais distantes da carga. Quando é necessário o suporte de reativos, esses geradores passam a fornecer potência ativa para atender a demanda.

Tabela 5.20 – Geração e limites dos geradores – situação 1.

Gerador	P_g^0 (pu)	P_g (pu)	P_g^M (pu)	Q_g (pu)
1	0.0	0.2704	1.9996	0.0419
2	0.0	1.0055	2.9477	0.5579
5	1.288	0.8573	0.8573	0.9007
8	1.4	0.8825	0.8825	0.8981
11	1.4	1.3008	1.3783	0.2457
13	1.4	1.1938	1.3859	0.1982

O custo de oportunidade encontrado nesta simulação é igual a 818,4 \$/h, ou seja, ligeiramente menor do que na simulação realizada considerando um grupo com oferta fixa e outro com variável. Comparando as tabelas 5.18 (estudo que apresentou dois grupos de gerador um com oferta fixo e outro com oferta variável) e 5.20 nota-se que o despacho de potência ativa e reativa dos geradores 8, 11 e 13 não se modificou. Também é possível notar que, quando a oferta de todos os geradores é considerada variável, os geradores 1 e 5 despacharam mais potência ativa e menos potência reativa do quando somente o grupo 1 tem ofertas variáveis. Entretanto, o gerador 2 reduziu a geração de potência ativa e aumentou a de potência reativa, pois no problema de otimização em dois níveis nem sempre é possível conciliar a melhor solução para o sistema com a melhor solução para cada gerador individualmente, afinal cada agente envolvido no processo visa sua melhor posição individual, respeitando suas restrições.

Situação 2: Redução da Carga na Barra 5

Considerando que para esta situação foi realizada uma redução da carga da barra 5 (maior carga do sistema), na Tabela 5.21 são apresentados os resultados encontrados. A carga da barra 5 foi considerada menor que à da barra 8.

Tabela 5.21 – Geração e limites dos geradores – situação 2.

Gerador	Pg^0 (pu)	Pg (pu)	Pg^M (pu)	Qg (pu)
1	0.0	0.0000	1.999	0.0295
2	0.0	0.0000	2.7853	1.1145
5	0.0000	0.5425	0.6029	0.9109
8	1.1930	1.3960	1.3965	-0.0991
11	1.4000	0.8586	1.3938	0.1319
13	0.9864	1.3798	1.3798	0.2369

Para esta simulação, o valor ótimo do coeficiente quadrático das curvas de oferta são $a_1 = 3,5115$ \$/pu²h, $a_2 = 3,4993$ \$/pu²h, $a_5 = 3,5265$ \$/pu²h, $a_8 = 4,0000$ \$/pu²h, $a_{11} = 3,4962$ \$/pu²h, $a_{13} = 4,0000$ \$/pu²h. Nesta caso, quando a potência reativa não é considerada, o gerador 5, que agora esta ofertando sua energia por um valor inferior ao dos geradores 8 e 13, não é chamado para gerar potência ativa, assim como os

geradores 1 e 2. Como **G11** possui a menor oferta para sua geração, ele está gerando sua capacidade máxima quando não é necessário o suporte de reativos.

Os geradores 8 e 13 não geram sua capacidade máxima quando o suporte de reativos não é considerado pois estão ofertando sua energia por um valor superior às dos demais geradores. Entretanto, quando o suporte de reativos é considerado G8 e G13 aumentam a geração de potência ativa. Para o gerador 8 este fato acontece pois agora é nele que se encontra conectada diretamente a maior carga do sistema, e para o gerador 13 este fato é decorrente da sua maior proximidade com muitas cargas do sistema, por isso tiveram preferência no atendimento às cargas.

O gerador 5 também é chamado para gerar potência quando não há o suporte de reativos, pois ainda atende diretamente uma carga razoável do sistema, mas despachou menos do que no caso anteriormente apresentado.

O custo de oportunidade encontrado nesta simulação é igual a -5.3435 \$/h. Pode-se perceber que, ao contrário do que foi visto antes, o gerador 8 não tem mais sua geração limitada pela sua curva de capacidade.

Situação 3: Redução do Carregamento do Sistema

Considerando que para esta situação foi realizada uma redução global da carga inicial do sistema, na Tabela 5.21 são apresentados os resultados encontrados. Para esta simulação os valores ótimos dos coeficientes quadráticos das curvas de oferta são $a_1 = 3,5003 \text{ \$/pu}^2\text{h}$, $a_2 = 3,5 \text{ \$/pu}^2\text{h}$, $a_5 = 4,0 \text{ \$/pu}^2\text{h}$, $a_8 = 3,5006 \text{ \$/pu}^2\text{h}$, $a_{11} = 3,5003 \text{ \$/pu}^2\text{h}$, $a_{13} = 3,5003 \text{ \$/pu}^2\text{h}$. O custo de oportunidade encontrado para esta situação é igual a 54,5 \$/h.

Como visto na situação 1, mesmo possuindo uma oferta de geração maior do que os demais geradores, **G5** tem preferência no atendimento a essa carga pois grande parte da carga do sistema encontra-se diretamente conectada a barra 5 não havendo perdas de transmissão. Este fato também acontece de forma similar para o gerador 8, pois também atende uma grande carga do sistema diretamente.

Os geradores 1, 11 e 13 fizeram as mesmas ofertas de energia e o gerador 2 inclusive fez uma oferta menor que a dos demais geradores sistema. Contudo os geradores 11 e 13 que estão mais próximos de vários consumidores tiveram preferência

no atendimento à carga. Pode-se notar na Tabela 5.21 que **G8**, **G11** e **G13** operam gerando a capacidade de cada máquina quando não há o suporte de reativos.

Quando é considerando o suporte de reativos, os geradores o geradores 8, 11 e 13 precisam reduzir a potência gerada para prover potência reativa ao sistema. E, diferentemente do que foi visto na Tabela 5.20, como decorrência da redução da carga do sistema, os geradores 1 e 2 (que fizeram ofertas iguais ou menores que a dos demais geradores) não foram requisitados para despachar potência. Novamente, quando a potência reativa não é considerada, apenas o gerador 5 do grupo 1 gera potência ativa, pois continua com grande parte da carga do sistema conectada diretamente a ele. Mas neste caso, diferentemente do que foi visto na situação 1, ele gera mais potência ativa quando há o suporte de reativos do quando não há, pois o gerador 2 que não foi chamado para gerar potência ativa e está eletricamente próximo ao gerador 5 passa a ajudar no suporte de reativos da região, nota-se que este é o gerador com maior geração de reativos neste caso.

Tabela 5.22 – Geração e limites dos geradores – situação 3.

Gerador	P_g^0 (pu)	P_g (pu)	P_g^M (pu)	Q_g (pu)
1	0.0	0.0000	1.999	0.1732
2	0.0	0.0000	2.8131	1.0422
5	0.4676	0.5425	0.5425	0.9267
8	1.4	1.3925	1.3925	0.1442
11	1.4	1.3763	1.3763	0.2568
13	1.4	1.3829	1.3829	0.2351

Os resultados a seguir foram encontrados para um Fluxo de Potência Ótimo convencional, utilizado para minimizar o custo total de geração, obtido pela soma dos custos declarados pelos geradores. Os coeficientes de custo de cada gerador foram considerados iguais aos da Tabela 5.13.

Na Tabela 5.23 são apresentados os valores ótimos encontrados para essa situação simulada. Analisando comparativamente as tabelas 5.22 e 5.23 nota-se claramente que quando foi realizada a minimização do custo de oportunidade, os geradores 8, 11 e 13 geram razoavelmente menos potência reativa e mais potência ativa do que neste exemplo de minimização de custo de geração de potência ativa. Desta

forma cabe ressaltar que os geradores 1 e 2 (que não estavam gerando potência ativa e possuem custo de geração mais elevado) assumiram uma parte da geração de reativos do sistema e assim permitiram que os outros geradores pudessem gerar mais potência ativa.

Tabela 5.23 – Geração e limites dos geradores.

Gerador	P_g (pu)	P_g^M (pu)	Q_g (pu)
1	0.0000	1.9952	0.1390
2	0.0000	2.8477	0.9439
5	0.5525	0.8075	0.8439
8	1.3674	1.3674	0.3005
11	1.3750	1.3750	0.2636
13	1.3824	1.3824	0.2363

Na solução ótima do problema de dois níveis, o custo total de geração é igual a 9.937 \$/h. Na solução ótima do problema FPO de um nível (Tabela 5.23), o custo de geração é 9.919 \$/h, ou seja, menor do que o custo de geração obtido quando o critério de minimização é o custo de oportunidade. No entanto, é interessante observar que não há uma diferença substancial entre os custos de geração encontrados. Isso é explicado pelo fato de não haver grandes diferenças entre os valores de P_{g_i} mostrados nas tabelas 5.22 e 5.23. Portanto, no exemplo analisado, a alteração das ofertas dos geradores não levou a um desvio grande do ponto de operação final do sistema em relação ao ponto de mínimo custo de geração.

5.3 Desempenho do Método de Solução

5.3.2 Propriedades de Convergência

Para avaliar as propriedades de convergência do problema do Fluxo de Potência Ótimo, quando se modela o problema de despacho de reativos em dois níveis usando funções auxiliares, foram feitas simulações com o sistema de 2 barras e de 30 barras estudados nas seções anteriores.

Na Tabela 5.24 são apresentados os resultados encontrados na avaliação do desempenho do algoritmo implementado, em relação ao número de iterações. Com o sistema de 2 barras foram feitas simulações considerando o coeficiente de oferta linear de um dos geradores fixa e outra livre e posteriormente com a oferta dos dois geradores livres. Também foram realizadas simulações com o sistema de 30 barras, primeiramente considerando 3 geradores com os coeficientes de oferta quadráticos fixos e 3 livres, depois considerando os coeficientes de oferta quadráticos de todos os geradores livres.

Tabela 5.24 – Desempenho do algoritmo implementado.

Sistema	Ofertas fixas e livres	Oferta livres
2 barras	18	38
30 barras	40	68

Os resultados obtidos mostram que houve alteração substancial no número de iterações quando foram consideradas as ofertas variáveis em todos os geradores.

O algoritmo de pontos interiores se mostrou bastante sensível em relação aos valores iniciais do parâmetro barreira μ e do fator de aceleração ω . Para os casos da Tabela 5.24 em que as ofertas são variáveis para todos os geradores, a Tabela 5.25 mostra as alterações no número de iterações de acordo com as variações nesses parâmetros iniciais.

Tabela 5.25: Desempenho do FPO com a variação de μ e ω – sistema de 2 barras.

Desempenho do FPO		
ω	μ	Iterações
1	1	18
1	0.7	21
1	0.5	30
1	0.1	38
0.9	1	20
0.7	1	28
0.5	1	42
0.1	1	63

Tabela 5.26: Desempenho do FPO com a variação de μ e ω – sistema de 30 barras.

Desempenho do FPO		
ω	μ	Iterações
1	1	36
1	0.7	55
1	0.5	56
1	0.1	68
0.9	1	36
0.7	1	35
0.5	1	45
0.1	1	79

A Tabela 5.26 mostra a influência do ponto de partida do algoritmo de pontos interiores na solução final fornecida pelo FPO. Observa-se que quando o valor inicial de β_2 é aproximadamente igual ao custo de geração deste agente, o FPO converge para uma solução de mínimo local (ou ainda, para um dos vários pontos de mínimo definidos para o problema). O ponto de mínimo global do problema é obtido apenas quando a estimativa inicial de β_2 está próxima do valor ótimo dessa variável. Isso mostra que o algoritmo implementado possui convergência local.

Tabela 5.27: Convergência do problema de otimização para β_2 variável - sistema 2 barras.

Barra	β_{init} (\$/pu)	Intervalo de Variação de β (\$/puh)	Custo de Oportunidade
1	1000	1000	-73.9044
2	1010	0 a 1030	
1	1000	1000	35.1915
2	515	0 a 1030	

Na Tabela 5.27 também se observa a propriedade de convergência local deste problema. Quando o valor inicial de β_1 é igual à metade do intervalo de variação de β , a convergência do FPO ocorre para um mínimo local. O ponto de mínimo global, dentro do intervalo considerado, novamente só é obtido quando a estimativa de β_1 está próxima do valor ótimo dessa variável.

Tabela 5.28: Convergência do problema de otimização para β_1 variável - sistema 2 barras.

Barra	β_{init} (\$/pu)	Intervalo de Variação de β (\$/puh)	Custo de Oportunidade
1	510	0 a 1020	38.0353
2	500	500	
1	10	0 a 1020	-912.7295
2	500	500	

Como visto anteriormente na seção 5.2.1.4, a convergência para diferentes soluções é observada também no caso em que as ofertas dos dois geradores são variáveis. Pode-se, portanto, concluir que o método proposto é capaz de obter uma solução estacionária local para o problema de dois níveis.

5.3.3 Validação dos Resultados

Para validar os resultados do programa implementado foi realizada uma comparação dos resultados obtidos com o Fluxo de Potência Ótimo utilizando otimização em dois níveis com o Fluxo de Potência Ótimo convencional, que minimiza o custo de geração de potência ativa. Esta comparação pode ser feita através da substituição de algumas variáveis encontradas com o Fluxo de Potência Ótimo com formulação em dois níveis na composição da função objetivo de mínimo custo de geração de potência ativa no FPO convencional. Com o FPO em dois níveis encontra-se o valor das variáveis $\hat{\lambda}$ e Pg^0 . Com esses valores, o custo de oportunidade de geração de potência sem o suporte de reativos ($\hat{\lambda}Pg_i^0 - c_i(Pg_i^0)$) passa a ser uma constante e o custo de oportunidade 3.26 passa a ser uma função quadrática em Pg_i . A função objetivo do FPO convencional que deve ser simulado para ser realizada uma comparação com os resultados encontrados com o FPO utilizando otimização em dois níveis pode ser vista a seguir:

$$F = [a - \hat{\lambda}]Pg + \frac{1}{2}bPg^2 + \hat{\lambda}Pg_i^0 - c_i(Pg_i^0) \quad (5.1)$$

Cabe ressaltar que a é o coeficiente de custo linear dos geradores do problema de otimização em dois níveis e b é o coeficiente de custo quadrático.

Na tabela a seguir são apresentados os resultados encontrados para o problema do custo de oportunidade utilizando otimização em dois níveis e utilizando a função objetivo adaptada para resolver este problema com o FPO convencional.

Tabela 5.29 – Comparação dos resultados – sistema de 30 barras.

Barras	Otimização em Dois Níveis				FPO Convencional			
	Custo de Oportunidade = 54.5007 (\$/h)				Custo de Oportunidade = 54.5023 (\$/h)			
	d (rad)	v (pu)	Pg (pu)	Qg (pu)	d (rad)	v (pu)	Pg (pu)	Qg (pu)
1	0.0000	1.0500	0.0000	0.1732	0.0000	1.0500	0.0000	0.1731
2	-0.0114	1.0500	0.0000	1.0422	-0.0116	1.0500	0.0000	1.0422
3	0.0469	1.0085	0.0000	0.0000	0.0466	1.0084	0.0000	0.0000
4	0.0595	1.0015	0.0000	0.0000	0.0601	1.0013	0.0000	0.0000
5	-0.0980	1.0360	0.5425	0.9267	-0.0979	1.0360	0.5428	0.9254
6	0.0703	0.9913	0.0000	0.0000	0.0705	0.9910	0.0000	0.0000
7	-0.0144	0.9948	0.0000	0.0000	-0.0141	0.9950	0.0000	0.0000
8	0.1063	0.9869	1.3925	0.1443	0.1059	0.9862	1.3923	0.1441
9	0.1896	1.0261	0.0000	0.0000	0.1891	1.0261	0.0000	0.0000
10	0.1115	1.0122	0.0000	0.0000	0.1119	1.0122	0.0000	0.0000
11	0.4612	1.0398	1.3763	0.2568	0.4608	1.0398	1.3760	0.2569
12	0.1723	1.0293	0.0000	0.0000	0.1722	1.0295	0.0000	0.0000
13	0.3530	1.0441	1.3800	0.2355	0.3534	1.0441	1.3806	0.2351
14	0.1395	1.0054	0.0000	0.0000	0.1394	1.0052	0.0000	0.0000
15	0.1301	0.9963	0.0000	0.0000	0.1300	0.9964	0.0000	0.0000
16	0.1387	1.0091	0.0000	0.0000	0.1381	1.0091	0.0000	0.0000
17	0.1135	1.0021	0.0000	0.0000	0.1128	1.0024	0.0000	0.0000
18	0.1025	0.9812	0.0000	0.0000	0.1018	0.9799	0.0000	0.0000
19	0.0918	0.9777	0.0000	0.0000	0.0923	0.9778	0.0000	0.0000
20	0.0950	0.9849	0.0000	0.0000	0.0950	0.9850	0.0000	0.0000
21	0.0950	0.9849	0.0000	0.0000	0.0950	0.9850	0.0000	0.0000

22	0.0949	0.9927	0.0000	0.0000	0.0945	0.9915	0.0000	0.0000
23	0.1005	0.9799	0.0000	0.0000	0.1011	0.9788	0.0000	0.0000
24	0.0710	0.9732	0.0000	0.0000	0.0715	0.9733	0.0000	0.0000
25	0.0244	0.9814	0.0000	0.0000	0.0249	0.9809	0.0000	0.0000
26	0.0116	0.9517	0.0000	0.0000	0.0112	0.9522	0.0000	0.0000
27	0.0044	1.0030	0.0000	0.0000	0.0045	1.0030	0.0000	0.0000
28	0.0722	0.9789	0.0000	0.0000	0.0703	0.9793	0.0000	0.0000
29	-0.0319	0.9694	0.0000	0.0000	-0.0311	0.9700	0.0000	0.0000
30	-0.0585	0.9500	0.0000	0.0000	-0.0580	0.9500	0.0000	0.0000

Como pode ser observado na Tabela 5.29, os resultados encontrados são bastante próximos demonstrando que o programa implementado está convergindo para um ponto de ótimo.

5.4 Conclusões

Neste Capítulo, foram analisados os resultados do problema de despacho de reativos com dois níveis obtidos utilizando um sistema de 2 barras e um sistema de 30 barras. Foram simuladas diversas situações para esses dois sistemas, desta forma, foi possível observar o comportamento do problema tal como observar a iteração entre os dois níveis. Notou-se que ajustando o preço da oferta de potência ativa, um agente de geração pode conseguir comparativamente um menor custo de oportunidade. Também foi observado que há situações que não são interessantes para um dos agentes envolvidos no processo.

As simulações feitas mostraram que, com relação ao número de iterações, o algoritmo implementado é muito sensível aos valores iniciais do parâmetro barreira μ e do fator de aceleração ω . Constatou-se também que o problema tem convergência local.

CAPÍTULO VI

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Esta dissertação aborda dois pontos principais: o problema da otimização em dois níveis e o estudo do comportamento do despacho ótimo de potência reativa utilizando o custo de oportunidade dos geradores.

O problema de otimização em dois níveis requer a existência de um nível hierárquico no processo de tomada de decisão entre os “agentes” envolvidos. Os problemas do setor elétrico têm grande potencial para a utilização dessa modelagem, pois neste setor há sempre vários agentes interagindo na busca da melhoria dos seus objetivos.

O Método da Substituição, que consiste resolver analiticamente o problema de nível inferior, substituindo-o por suas condições de KKT, e transformar o problema de otimização em dois níveis em um problema de otimização de um único nível mostra-se eficaz, mesmo considerando o número elevado de variáveis e a complexidade das equações envolvidas no problema. Também se mostra eficiente a substituição das restrições de folga complementar por funções auxiliares diferenciáveis.

O modelo de despacho descrito neste trabalho pode ser empregado para determinar a participação dos geradores num mercado conjunto de potência ativa e reativa. No entanto, sua aplicação depende de estudos mais detalhados de comparação entre os resultados fornecidos pelo modelo de dois níveis e os resultados obtidos através de um despacho centralizado baseado na minimização do custo declarado dos geradores. Um ponto especialmente importante de tal comparação seria o comportamento dos custos marginais de potência ativa e reativa.

A pesquisa apresentada neste trabalho serve como ponto de partida no estabelecimento de ferramentas que possam ser usadas para o cálculo de tarifas de potência reativa, pois estudos mostram que um mercado de potência reativa tornaria o mercado de energia mais eficiente.

Os estudos realizados mostraram a influência das ofertas de geração no estado de operação do sistema. Pôde-se constatar que em situações específicas, variações incrementais nas ofertas afetam consideravelmente o ponto de operação. Esses estudos mostram que, em decorrência do interesse em participar do mercado conjunto, os geradores modificam suas ofertas para o mercado de potência ativa para que seus custos de oportunidade se tornem competitivos. Este fato pode ser observado em alguns exemplos nos quais foram realizadas análises comparativas onde um gerador ou um grupo de geradores tinham liberdade de variar sua oferta ao longo do processo e outros não. O custo de oportunidade dos geradores com ofertas variáveis geralmente mostrou-se consideravelmente inferior ao do gerador com oferta fixa. Mas, também foi possível observar nestes exemplos e nos demais, que há casos onde o gerador tem um custo de geração tão elevado ou está tão distante da carga que mesmo podendo variar sua oferta ele não se torne competitivo. Portanto, não há interesse deste gerador em fornecer energia por um valor muito reduzido e ter prejuízos, assim como não há interesse do sistema em comprar uma energia muito cara. Fica claro que a utilização do custo de oportunidade como índice de desempenho torna possível a realização de estudos sobre o *poder de mercado* de geradores devido à posição estratégica que ocupam dentro do sistema.

Este trabalho demonstra que o valor a ser pago pelo suporte de reativos fornecido deve refletir a localização dos geradores dentro do sistema elétrico, como observado no primeiro exemplo do sistema de 2 barras, no qual o gerador 2 tem preferência no atendimento à carga, mesmo quando esta ofertando energia por um valor superior ao gerador 1, devido a sua localização mais próxima em relação a carga. No sistema de 30 barras, comportamento semelhante pode ser observado no gerador da barra 5, onde se encontra a maior carga do sistema.

O método de resolução do problema em dois níveis proposto nesta dissertação pode ser utilizado em outros problemas do planejamento da operação e expansão do sistema, especialmente em estudos considerando a operação de sistemas re-estruturados.

Os seguintes tópicos podem ser desenvolvidos como continuidade do presente trabalho:

- Analisar o significado dos multiplicadores de Lagrange associados às equações de balanço de potência do problema modificado. Verificar a

relação entre esses multiplicadores e os preços marginais de potência ativa e reativa das barras do sistema.

- Realizar estudos comparativos entre as soluções obtidas pelo modelo proposto e aquelas fornecidas pelo FPO a partir da minimização dos custos declarados dos geradores. Verificar o impacto da nova modelagem nos preços marginais do sistema.
- Inclusão dos limites de potências nas linhas de transmissão no algoritmo implementado.
- Na definição do custo de oportunidade, considerar que as receitas dos geradores quando fornecem potência reativa dependem dos custos marginais das barras definidos para a situação real de operação. Isso torna necessária a introdução de um segundo problema de nível inferior no problema de dois níveis. Tal problema é um FPO não linear cuja função objetivo é a soma das ofertas dos geradores.
- O programa desenvolvido apresenta bastante sensibilidade com relação à inicialização do parâmetro barreira μ e o fator de aceleração ω . Portanto, é aconselhável o desenvolvimento de estratégias que melhorem a robustez do método.
- Realizar estudos mais aprofundados sobre como remunerar os geradores pela potência reativa fornecida ao sistema através da metodologia aqui empregada.

APÊNDICE A

DADOS DO SISTEMA DE 30 BARRAS

Tabela A1 – Dados de linha do sistema de 30 barras.

Linha	De	Para	R	X	B
1	1	2	0.0192	0.0575	0.0528
2	1	3	0.0452	0.1852	0.0408
3	2	4	0.0570	0.1737	0.0368
4	2	5	0.0132	0.0379	0.0084
5	2	6	0.0472	0.1983	0.0418
6	3	4	0.0581	0.1763	0.0374
7	4	6	0.0119	0.0414	0.0090
8	4	12	0.0460	0.1160	0.0204
9	5	7	0.0267	0.0820	0.0170
10	6	7	0.0120	0.0420	0.0090
11	6	8	0	0.2080	0
12	6	9	0	0.5560	0
13	6	10	0	0.2080	0
14	6	28	0	0.1100	0
15	8	28	0	0.2560	0
16	9	10	0	0.1400	0
17	9	11	0.1231	0.2559	0
18	10	17	0.0662	0.1304	0
19	10	20	0.0945	0.1987	0
20	10	21	0.2210	0.1997	0
21	10	22	0.0824	0.1923	0
22	12	13	0.1070	0.2185	0

23	12	14	0.0639	0.1292	0
24	12	15	0.0340	0.0680	0
25	12	16	0.0936	0.2090	0
26	14	15	0.0324	0.0845	0
27	15	18	0.0348	0.0749	0
28	15	23	0.0727	0.1499	0
29	16	17	0.0116	0.0236	0
30	18	19	0.1000	0.2020	0
31	19	20	0.1150	0.1790	0
32	21	22	0.1320	0.2700	0
33	22	24	0.1885	0.3292	0
34	23	24	0.2544	0.3800	0
35	24	25	0.1093	0.2087	0
36	25	26	0	0.3960	0
37	25	27	0.2198	0.4153	0
38	28	27	0.3202	0.6027	0
39	27	29	0.2399	0.4533	0
40	27	30	0.0636	0.2000	0.0428
41	29	30	0.0169	0.0599	0.0130

Tabela A2 – Dados de barra do sistema de 30 barras.

Linha	Tipo	Pd	Qd	Pg ^{Max} /Sg	Pg ^{mi}	Qg ^{max}	Qg ^{min}
1	1	0	0	2.00	0	5.0000	-3.00
2	1	0.4123	0.2413	3.00	0	0.5000	-0.40
3	0	0.0456	0.0228	0	0	0	0
4	0	0.1444	0.0304	0	0	0	0
5	1	1.7898	0.3610	1.400	0	0.4000	-0.40
6	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0.4332	0.2071	0	0	0	0
8	1	0.5700	0.5700	1.40	0	0.4000	-0.10
9	0	0	0	0	0	0	0

10	0	0.1102	0.0380	0	0	0	0
11	1	0	0	1.40	0	0.2400	-0.060
12	0	0.2128	0.1425	0	0	0	0
13	1	0	0	1.40	0	0.2400	-0.060
14	0	0.1178	0.0304	0	0	0	0
15	0	0.1558	0.0475	0	0	0	0
16	0	0.0665	0.0342	0	0	0	0
17	0	0.1710	0.1102	0	0	0	0
18	0	0.0608	0.0171	0	0	0	0
19	0	0.1805	0.0646	0	0	0	0
20	0	0.0418	0.0133	0	0	0	0
21	0	0.3325	0.2128	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0.0608	0.0304	0	0	0	0
24	0	0.1653	0.1273	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0.0665	0.0437	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0.0456	0.0171	0	0	0	0
30	0	0.2014	0.0361	0	0	0	0

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CAMARGO, C. C. B. *Transmissão de Energia Elétrica Aspectos Fundamentais*. 3. ed. Editora da UFSC, 2006.
- [2] TAYLOR, C. W. *Power System Voltage Stability*. McGraw-Hill, 1994.
- [3] GROSS, G.; TÃO E.; BOMPARD, E. et al. Unbundled Reactive Support Service: Key Characteristics and Dominant Cost Component. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(1): 283-289, May 2002.
- [4] FABRI, F. D.; CARVALHO, P. P.; FERREIRA, C. Características Operativas do Controle Automático de Geração em um Cenário Competitivo. *XV Congresso Brasileiro de Automática*. Gramado, Setembro de 2004.
- [5] SOUZA, A.; DECKER, I. C. Serviços Ancilares no Mercado de Energia Elétrica Brasileiro. *XIV Congresso Brasileiro de Automática*. Natal, Setembro de 2002.
- [6] KIDD D. A.; ROSSI, M. A. Forum on Ancillary Services. *EPRI Proceedings*. La Jolla, California, 1995.
- [7] COSTA, Andréa L. *Alocação Ótima Conjunta de Energia e Reservas Operativas Baseada em Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico*. Florianópolis, 2004. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, Brasil.
- [8] SHIRMOHAMMADI, D.; VOJDANI A. An Overview of Ancillary Services. *V SEPOPE* Recife, PE, Brasil, 1996.
- [9] ABREU, R. L.; VILELA, L. C. T. Serviços Ancilares – Uma Proposta de Classificação e Precificação para o Setor Elétrico Brasileiro. *XVI SNPTE*, Campinas, Brasil, 1999.
- [10] SILVA, E. L. O Provimento de Potência Reativa como um Serviço Ancilar. *XV SNPTEE*, Foz do Iguaçu, Brasil, 1999.
- [11] ALVARADO, F.L. Methods for the Quantification of Ancillary Services in Electric Power Systems. *V SEPOPE*, Recife, Brasil, 1996.

- [12] GOMES, P; SARDINHA, S. L. A.; SOARES, N. H. M. O Desafio da Definição dos Serviços Ancilares para o Sistema Interligado Nacional: Aspectos Técnicos que Levaram a sua Identificação pelo ONS. *XVII SNPTEE*, Uberlândia, Outubro de 2003.
- [13] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Nº 265, de 10 de Junho de 2003. Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares de geração e transmissão.
- [14] DE SOUZA, C. B. P. *Análise dos Serviços Ancilares no Horizonte de Plano de Ampliações e Reforços*. Florianópolis, Novembro 2004. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina.
- [15] ONS – Operador Nacional do Sistema; Conheça o Sistema. Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/ Janeiro de 2008.
- [16] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/> Fevereiro de 2008.
- [17] ONS – Operador Nacional do Sistema; 2003. *Procedimentos de Rede*, Módulo 14 Administração dos Serviços Ancilares. Disponível em: <http://www.ons.org.br> Junho. 08.
- [18] PricewaterhouseCoopers, Working Papers 98/2/2Serviços Ancilares. Novembro de 1998 (Eletrobrás).
- [19] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Nº 756, de 30 de Novembro de 2008. Estabelece o valor da Tarifa de Serviços Ancilares - TSA, com vigência à partir de janeiro de 2009, para pagamento do serviço de suporte de reativos, provido por unidade geradora, operando na situação de compensador síncrono. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2008756.pdf> Janeiro de 2009
- [20] SYED, A. E.; GORAN S. A Method for Simulation and Analysis of Reactive Power Market in England and Wales. *The Power Industry Computer Applications Conference*, EUA, May 1999.
- [21] BAUGHMAN, M. L., SIDDIQI S. N. Real-Time Pricing of Reactive Power: Theory and Case Study Results. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(1): 23-29, Feb. 1991.
- [22] DANDACHI, N. H.; RAWLINS M. J.; ALSAÇ O. et al. OPF for Reactive Pricing Studies on the NGC System. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(1):11-17, Feb. 1995.

- [23] LI, Y. Z.; DAVID, A. K.; Pricing Reactive Power Conveyance. *IEE Proceedings - C*, 140(3): 174-180, May 1993.
- [24] ILIĆ, M. D.; YU, C. N. A Possible Framework for Market-Based Voltage / Reactive Power Control. *Proceedings of IEEE PES Winter Meeting*, New York – NY, Jan. 1999.
- [25] LAMONT, J. W. E.; FU, J.; Cost Analysis of Reactive Power Support. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(3): 890-898, Aug. 1999.
- [26] DA SILVA, Ricardo H. *Metodologia da Análise para um Mercado Competitivo de Potência Reativa do Ponto de Vista de uma Concessionária de Distribuição*. Florianópolis, 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, Brasil.
- [27] RUEDA, Sérgio M. V. *Soluções do Fluxo de Potência Ótimo sob Carga Variável: Modelagem de Custo de Potência Reativa*. Florianópolis, 2000. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, Brasil.
- [28] HAO, S.; PAPALEXOPOULOS, A. Reactive Power Pricing and Management. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(1):95-104, Feb. 1997.
- [29] CARPENTIER, J. L. Towards a Secure and Optimal Automatic Operation of Power Systems. *Proceedings of the Power Systems Computer Conference*, Montreal, Canadá, págs. 2-37, 1987.
- [30] CARPENTIER J. L. Contribution à l'Étude du Dispatching Économique. *Bulletin de la Société Française des Electriciens* Vol.3, No.8, págs. 431-447, 1962.
- [31] ANDERSON, P. M.; FOUAD A. A. *Power System Control and Stability*. The Iowa State University, 1986.
- [32] GRAINGER, J. J.; STEVENSON W. D. *Power System Analysis*. McGraw-Hill, 1994.
- [33] SALGADO, R. S. *Otimização Estática Aplicada a Sistemas de Potência. Notas de Aula Curso do Pós Graduação em Engenharia Elétrica*, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, Brasil, 2005.
- [34] ALMEIDA, K. C., A General Parametric Optimal Power Flow. Ph. D. *Thesis*, Department of Electrical Engineering, McGill University, Canada, 1995.

- [35] AMOUZEGAR, M. A., A Global Optimization Method for Nonlinear Bilevel Programming Problems, *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics*, vol 29, n° 6, 1999.
- [36] FORTUNITY-AMAT, J.; McCARL, B. A Representation an Economic Interpretation of a Two-Level Programming Problem. *Journal of the Operational Research Society*, 32(9): 783-792, 1981.
- [37] BARD, J. F. Practical Bilevel Optimization: Applications and Algorithms. *Kluwer Academic Press, Reading, 1ª edição*, 1998.
- [38] COLSON, B.; MARCOTTE, P.; SAVARD, G.; Bilevel Programming: A survey. *4OR: A Quarterly Journal of Operations Research*, 3(2):87-107, 2005.
- [39] FALK, J. E.; LIU, J. On Bilevel Programming, part i: General Nonlinear Cases.. *Mathematical Programming, Séries A and B*, 70(1): 47-72, 1995.
- [40] SALGADO, R. S. Otimização Estática Aplicada a Sistemas de Potência. *Notas de Aula Curso do Pós Graduação em Engenharia Elétrica*, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, Brasil, 2005.
- [41] BARD, J. F. Some Properties of the Bilevel Programming Problem. *Journal of Optimization Theory and Applications*, 68(2):371-378, 1991.
- [42] VON STACKELBERG, H. The Theory of the Market Economy. London, UK, William Hodge, 1952.
- [43] ARROIO, J. M.; GALIANA, F. D. On the Solution of the Bilevel Programming Formulation oh the Terrorist Problem. *IEEE Transaction on Power Systems*, 20(2):789-797.
- [44] TAKEMURA, David G. *Determinação de Estratégias de Oferta no Mercado de Energia Através de Otimização em Dois Níveis*. Florianópolis, 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, Brasil.
- [45] HERSKOVITS, J.; LEONTIEV, A.; An Interior Point Technique for Solving Bilevel Programming Problems. *Operations Research Letters*, 1(1):1-7, 2003.
- [46] RAGHUNATHAN, A. U.; BIEGLER, L. T.; Mathematical Programs with Equilibrium Constraints (MPECS) in Process Engineering. *Internal Report, Department of Chemical Engineering*, Carnegie Mellon University, USA, 2002.

- [47] JIANG, H.; RALPH, D.; "Smooth SQP Methods for Mathematical Programs with Nonlinear Complementarity Constraints." *SIAM Journal on Optimization*, 10(3):779-808.
- [48] TORRES, G. L.; Smooth, Non Smooth and Jacobian Smoothing Nonlinear Complementarity Methods for Solving Optimal Power Flows. *Em Anais CBA 2004 - Congresso Brasileiro de Automática*, volume 1, páginas 1-6, Gramado, RS, Brasil, 2004.
- [49] TORRES, G. L.; QUINTANA, V. H.; Optimal Power Flow by a Nonlinear Complementarity Method, *Proc. Of IEEE 21st Power Industry Computation Conference*, Santa Clara, CA, USA, pp. 221-23, 1999. Also in *IEEE Trans. On Power Systems*, vol 15, no. 3, pp. 1028-1033, Aug. 2000.
- [50] FISCHER, A. A Especial Newton-type Optimization Method, *Optimization*, 24:269-284, 1992.
- [51] KAZOW, C. Some Noninterior Continuation Methods for General Nonlinear Complementarity Problems, *SIAM J. on Matrix Analysis and Applications* 14(4): 851-868, 1996.
- [52] BHATTACHARYA, K.; ZHONG J. Reactive as an Ancillary Service, *IEEE Trans. On Power Systems* 16(2): 294-300, 2001.
- [53] MILLER, T. J. E. Reactive Power Control in Electrical Systems. *Wiley-Interscience Publication*, 1982.
- [54] FERC - Federal Energy Regulatory Commission. Principles for Efficient and Reliable - Reactive Power Supply and Consumption. STAFF REPORT docket N. AD05-1-000. February 4, 2005.
- [55] BANALES, S.; ILIĆ M. D. On the Role and Value of Voltage Support in a Deregulated Power Industry, *North American Power Symposium*, 1997.
- [56] KANSOW, C.; PIEPER, H. *Jacobian Smoothing Methods for General Nonlinear Complementarity Problems*, Technical Report, Institute of Applied Mathematics, University of Hamburg, Hamburg, Germany, 1997.