

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

SAIMON SOARES BORGES

**PRÉ-DESPACHO DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA PARA
SISTEMAS HIDROTÉRMICOS UTILIZANDO MÉTODO DE PONTOS
INTERIORES E COORDENADAS RETANGULARES**

CURITIBA

2010

SAIMON SOARES BORGES

**PRÉ-DESPACHO DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA PARA
SISTEMAS HIDROTÉRMICOS UTILIZANDO MÉTODO DE
PONTOS INTERIORES E COORDENADAS RETANGULARES**

**Dissertação apresentada como
requisito parcial à obtenção do
grau de Mestre em Engenharia
Elétrica, Programa de Pós-
Graduação em Engenharia
Elétrica – PPGE,
Departamento de Engenharia
Elétrica, Setor de Tecnologia,
Universidade Federal do
Paraná.**

**Orientadora: Prof.^a Dr.^a Thelma
Solange Piazza Fernandes**

CURITIBA

2010

TERMO DE APROVAÇÃO

SAIMON SOARES BORGES

PRÉ-DESPACHO DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA PARA SISTEMAS HIDROTÉRMICOS UTILIZANDO MÉTODO DE PONTOS INTERIORES E COORDENADAS RETANGULARES

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

Orientadora:

Prof.^a Dr.^a Thelma S. Piazza Fernandes
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Prof. Evelio M. G. Fernandez.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica, UFPR

Prof.^a Dr.^a Katia Campos de Almeida
Departamento de Engenharia Elétrica, UFSC

Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Prof.^a Dr.^a Elizete Maria Lourenço
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Curitiba, 16 de abril de 2010.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por guiar meus passos a cada dia.

À Prof.^a Dr.^a Thelma Solange Piazza Fernandes não só pelo ensino acadêmico, mas pela paciência, apoio e amizade durante todo o curso do mestrado.

A minha família e amigos pelo enorme carinho e atenção.

Especialmente ao meu pai Olemar Borges Ferreira por seu esforço, dedicação carinho e paciência tanto em minha vida pessoal como profissional, qualidades pessoais que sem as quais esta dissertação não seria possível.

**Você vê coisas e diz: por quê?; mas eu sonho
coisas que nunca existiram e digo: porque não?**

George Bernard Shaw

RESUMO

Essa dissertação trata do planejamento da operação do sistema elétrico, mais especificamente no pré-despacho de geração hidrotérmica. Ela tem por objetivo propor uma metodologia que minimiza o custo de produção das usinas termelétricas e perdas elétricas na transmissão, considerando os seguintes limites operacionais: atendimento da demanda ativa e reativa, limites máximos e mínimos de geração de potência ativa e reativa das usinas hidrelétricas e usinas termelétricas, limites de magnitude de tensão nas barras, limites de meta energética, limites de reserva energética, e ainda limites de transmissão de potência ativa utilizando a formulação linearizada. O fasor tensão é representado na forma retangular, buscando-se com isso ganhos de estabilidade numérica. O problema de otimização é resolvido pelo Método de Pontos Interiores versão Primal-Dual e a eficiência da formulação é testada utilizando-se o sistema 5 barras e o sistema de 291 barras que representa o sistema elétrico reduzido do estado do Paraná.

Palavras-Chaves – Método de Pontos Interiores, Pré-Despacho de Geração Hidrotermelétrica, Coordenadas Cartesianas.

ABSTRACT

This monograph deals with the planning of electrical system operation, more specifically the pre-dispatching of hydrothermal generation, whose objective function includes the costs minimization of the thermal plants and minimization of electric losses of transmission. The operational limits considered are: power balance of active and reactive, maximum and minimum limits of active and reactive generation of the hydroelectric and thermal plants, limits of voltage magnitudes, limits of energy goal, limits of energy reserve, and still transmission limits of active power using the linearization form. The phasor of voltage is represented as rectangular form, searching profits of numerical stability. The optimization problem is resolved by the Interior Points Method version Primal-Dual. The efficiency of the formulation is tested using the system of 5 buses and the system of 291 buses that represents the reduced electrical system of Paraná

Keywords — Interior Points Method, Pre-Dispatch of Hydrothermal Generation, Cartesian Coordinates.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Cadeia de Planejamento (CEPEL, 2003)	15
Figura 3.1 Estratégia para Consideração do Limite de Transmissão	42
Figura 4.1 Sistema IEEEE5	46
Figura 4.2 Pré-Despacho Caso Base	47
Figura 4.3 Perfil de tensão do caso base	47
Figura 4.4 PD com restrição forçada fluxo de potência ativa	50
Figura 4.5 Perfil de tensão do caso 2	51
Figura 4.6 PD com diminuição da meta energética de uma usina hidrelétrica.....	53
Figura 4.7 Perfil de tensão do caso 3	54
Figura 4.8 Comparação entre o cenário 3 e cenário 1	55
Figura 4.9 Aumento da Reserva Girante	56
Figura 4.10 Perfil de tensão do caso 4	57
Figura 4.11 Comparação entre cenário 4 e cenário 1	58
Figura 4.12 Curva de Carga Típica do Estado do Paraná	59
Figura 4.13 PD Hidrotérmico sistema Copel 291 barras	60
Figura 4.14 Ampliação do gráfico do PD Hidrotérmico Copel de 291 barras.....	60
Figura 4.15 PD Hidrotérmico sistema Copel 291 barras, período seco	63
Figura 4.16 PD Hidrotérmico sistema Copel 291 barras	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 Fluxo de Potência Ótimo para o período de carga pesada	48
Tabela 4.2. Balanço de Potência Ativa para Pré-Despacho	48
Tabela 4.3. Dados de Convergência	49
Tabela 4.4 Fluxo de Potência Ótimo para o período 19	51
Tabela 4.5. Balanço de Potência Ativa para Pré-Despacho	51
Tabela 4.6. Dados de Convergência	51
Tabela 4.7. análise comparativa do cenário 2	52
Tabela 4.8. Fluxo de Potência Ótimo para o período 19	54
Tabela 4.9. Balanço de Potência Ativa para Pré-Despacho	54
Tabela 4.10. Dados de Convergência	54
Tabela 4.11. Redução da Meta energética	55
Tabela 4.12. Fluxo de Potência Ótimo para o período 19	57
Tabela 4.13. Balanço de Potência Ativa para Pré-Despacho	57
Tabela 4.14. Dados de Convergência	57
Tabela 4.15. Aumento da Reserva Energética	58
Tabela 4.16. Balanço de Potência Ativa para Pré-Despacho	61
Tabela 4.17. Dados de Convergência	61
Tabela 4.18. Balanço de Potência Ativa para Pré-Despacho	64
Tabela 4.19. Dados de Convergência	64

SUMÁRIO

1.INTRODUÇÃO.....	1
1.1 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO E OPERAÇÃO (FORTUNATO, 1990)	1
1.2 OBJETIVOS.....	3
1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	4
2.O PROBLEMA DE PRÉ-DESPACHO.....	4
2.1 PLANEJAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO.....	4
2.2 CARACTERIZAÇÃO DO PRÉ-DESPACHO	8
2.3 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	9
2.4 MODELO DO PRÉ-DESPACHO.....	10
2.4.1 Modelo Estático	10
2.5 MODELOS DE PROGRAMAÇÃO DE PRÉ-DESPACHO.....	11
2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	15
3.FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PRÉ-DESPACHO	
HIDROTÉRMICO	16
3.1 INTRODUÇÃO.....	16
3.2 MODELAGEM DO PRÉ-DESPACHO ATIVO E REATIVO.....	17
3.2.1 Variáveis de Entrada.....	17
3.2.2 Variáveis de Otimização e Controle	22
3.2.3 Balanço de Potência Ativa e Reativa	29
3.3 FORMULAÇÃO DO PRÉ-DESPACHO	32
3.3.1 Critério de Otimização.....	32
3.3.2 Restrições de Igualdade	33
3.3.3 Restrições de Desigualdade	34
3.3.4 Estratégia para Consideração do Limite de Transmissão	42
3.4 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA.....	43
3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	44
4.EXPERIMENTOS COMPUTACIONAIS	45
4.1 SISTEMA DE 5 BARRAS.....	46
4.2 SISTEMA DE 291 BARRAS.....	59
4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS	64
5.CONCLUSÃO E SUGESTÕES FUTURAS.....	65
ANEXO A: MÉTODO DOS PONTOS INTERIORES.....	70
ANEXO B - DADOS DO SISTEMA DE 5 BARRAS E 291 BARRAS	78

1. INTRODUÇÃO

1.1 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO E OPERAÇÃO (FORTUNATO, 1990)

Os sistemas hidrotérmicos de geração são compostos de usinas termelétricas convencionais ou nucleares e usinas hidrelétricas, ligadas aos centros de carga através de um sistema de transmissão.

O objetivo da operação do sistema hidrotérmico é determinar uma estratégia de geração em cada usina que minimize o valor esperado dos custos operativos no horizonte de planejamento.

A disponibilidade de energia hidráulica, na forma do volume de água armazenado nos reservatórios das usinas, faz com que o problema de gestão destas reservas torne-se complexo, pois há uma relação entre as decisões operativas tomadas num estágio qualquer e suas conseqüências futuras.

A impossibilidade de se ter um conhecimento perfeito das afluências futuras dos aproveitamentos hidroelétricos e da curva de carga do sistema torna sua operação um problema probabilístico. Essa incerteza afeta a capacidade de geração, visto que esta depende das alturas de queda dos reservatórios que por sua vez depende do nível de armazenamento de água. Uma complicação adicional vem da necessidade de atendimento às restrições decorrentes do uso múltiplo de água (navegação, irrigação, saneamento, etc.) além das regras de segurança para o controle de cheias nas bacias hidrográficas.

A existência de várias bacias interligadas e as necessidades de avaliação das conseqüências do uso das reservas de água nos anos futuros levam ao emprego de um período longo de estudo, caracterizando o planejamento da operação como um problema de grande porte. Além disso, há não linearidades devido às funções de custo térmico e de produção das usinas hidrelétricas (vazão versus altura de queda). Como os benefícios da geração de uma usina hidrelétrica não podem ser medidos diretamente como função da usina somente, mas sim em termos da economia de combustível no sistema, tem-se que as variáveis envolvidas são não separáveis.

Finalmente, o planejamento da operação de um sistema hidrotérmico tem que levar em conta um amplo espectro de atividades, abrangendo desde a otimização plurianual dos reservatórios até o despacho das usinas, levando em conta as restrições operativas.

Assim, requer-se a utilização de diferentes horizontes de estudo que correspondem a diferentes tipos de análises do desempenho do sistema, tais como: efeitos de longo prazo (possibilidade de déficits futuros, valor esperado de gerações termelétricas no futuro, etc), efeitos de médio prazo (contratos anuais para suprimento de energia e demanda entre empresas do sistema, programações de manutenções, etc) e efeitos de curto prazo (controle de cheias, restrições de segurança, etc). Ou seja, as complexidades do problema de operação não podem ser acomodadas por um modelo matemático único e torna-se necessária a utilização de cadeias de modelos com diferentes horizontes de planejamento e graus de detalhes na implementação do sistema.

A cadeia de planejamento do sistema hidrotérmico brasileiro, por exemplo, inclui: Planejamento da Operação de Médio Prazo (cinco anos à frente), Planejamento de Curto Prazo (um ano a frente), Programação Diária (até 14 dias), Pré-Despacho (um dia a frente) e Operação em Tempo Real (uma a meia hora a frente) (CEPEL, 1999).

O aprimoramento dessa cadeia de modelos é de grande relevância para o setor elétrico brasileiro, assim objetiva-se com essa monografia buscar uma nova abordagem que funde várias outras a fim de construir outros paradigmas que permitam aprimoramentos nos processos associados ao planejamento e à programação eletroenergética.

Essa abordagem se concentra na etapa de Pré-Despacho que tem como objetivo fornecer uma programação de geração e intercâmbio de energia elétrica em intervalos horários para o próximo dia, levando em conta os horizontes de planejamento anteriores e aspectos relativos à economia e segurança operacional do sistema elétrico.

Como essa etapa se aproxima da operação em tempo real em que o problema energético se integra ao problema elétrico, exige-se uma representação mais detalhada do sistema elétrico. Desse modo, as equações de balanço de potência ativa e reativa são inseridas ao problema de otimização

(CHIAVEGATO, OLIVEIRA e SOARES, 2001), caracterizando-se um Fluxo de Potência Ótimo inter-temporal, resolvido pelo Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual.

O problema assim formulado torna-se muito grande. Mas, levando em consideração que os volumes dos reservatórios variam muito pouco nesse horizonte de 24 horas, ignoram-se as restrições hidráulicas do problema a fim de se poder detalhar as restrições elétricas (NEPUMUCENO, 2000).

Assim, este trabalho se concentra na etapa de Pré-Despacho que tem como objetivo fornecer uma programação de geração em intervalos horários para o próximo dia, levando em conta os horizontes de planejamento anteriores e aspectos relativos à economia e segurança operacional do sistema elétrico.

Para tanto, pretende-se formular um modelo de pré-despacho de potência ativa e reativa para sistemas hidrotérmicos, que determina uma estratégia de geração que minimize o valor dos custos operativos e perdas elétricas no horizonte de 1 dia, com as seguintes considerações:

- Planejamento diário (24 horas) de geração de potência ativa e reativa;
- Utilização de metas energéticas obtidas por modelo de médio prazo;
- Restrições hidráulicas ignoradas, pois os reservatórios variam muito pouco de armazenamento nesse horizonte de 24 horas, Nepomuceno et al. (2000);
- Despacho das termelétricas realizado de forma constante ao longo do dia, Nepomuceno (2000).

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral é desenvolver uma formulação matemática que resolva o problema de Pré-Despacho com horizonte de um dia e que considere de maneira detalhada as equações de balanço de potência ativa e reativa, ignorando-se as restrições hidráulicas.

O desenvolvimento da monografia seguiu os seguintes objetivos específicos:

- Realizar uma revisão bibliográfica acerca do Planejamento da Operação e Pré-Despacho de sistemas hidrotérmicos;
- Estudar o Método de Pontos Interiores que é a técnica de otimização a ser utilizada neste trabalho;
- Formular o problema de Pré-Despacho de geração hidrotérmica;
- Testar e validar a formulação desenvolvida.

1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

No Capítulo 2, apresenta-se o problema de Pré-Despacho (PD) dentro da cadeia de planejamento do sistema elétrico, descreve-se em detalhes o problema de PD e faz-se um levantamento bibliográfico sobre o assunto.

Já no Capítulo 3, é apresentada a formulação matemática do problema abordado resolvido pelo Método de Pontos Interiores versão Primal-Dual que é descrito no anexo A.

Essa formulação matemática é testada em dois sistemas elétricos: Sistema-5 barras e Paraná-291 barras. Os resultados são analisados e apresentados no Capítulo 4, e a conclusão do trabalho é feita Capítulo 5.

2. O PROBLEMA DE PRÉ-DESPACHO

2.1 PLANEJAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO

O planejamento do setor elétrico pode ser dividido em dois grandes grupos de atividades, relacionados ao fim a que se destinam, quais sejam: o planejamento da operação e o planejamento da expansão do sistema.

O objetivo básico do planejamento da expansão do setor elétrico é determinar uma estratégia de implementação de projetos que atendam a previsão de consumo de energia elétrica, de tal forma que se minimize a soma do custo de investimento e dos valores esperados dos custos de operação,

atendendo ainda a restrições de confiabilidade no suprimento ao mercado consumidor.

Entre os projetos podem-se incluir unidades geradoras (hidrelétricas, termelétricas, fontes alternativas de energia, etc) linhas de transmissão e até mesmo projetos de efficientização de energia elétrica. E, nos estudos do planejamento da operação, o parque de produção é dado e, portanto invariante. Assim, o planejamento da operação do sistema elétrico objetiva determinar uma estratégia de geração de cada usina que minimize o valor dos custos operativos no período de planejamento, devendo neste sentido promover o aproveitamento racional dos recursos, garantir a qualidade e segurança no atendimento à demanda e respeito às restrições operativas do sistema.

O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é considerado um problema de grande porte por possuir intrinsecamente as seguintes características que merecem destaque:

- natureza dinâmica: pois decisões operativas adotadas no presente influenciam determinantemente a forma de operar no futuro;
- características estocásticas: devido a incertezas quanto às vazões afluentes e a carga a ser atendida;
- sistema com grande dimensão: pois possui grande número de geradores, reservatórios e cargas distribuídas.

As inter-relações entre as variáveis do problema levam a funções não lineares, não separáveis e não diferenciáveis o que dificulta o tratamento matemático, (FRANCO, 1993).

Tais dificuldades impossibilitam tratar um problema como um todo em um único modelo, por isso é aceito para o Planejamento da Operação a divisão do problema em vários horizontes conforme Figura 2.1.

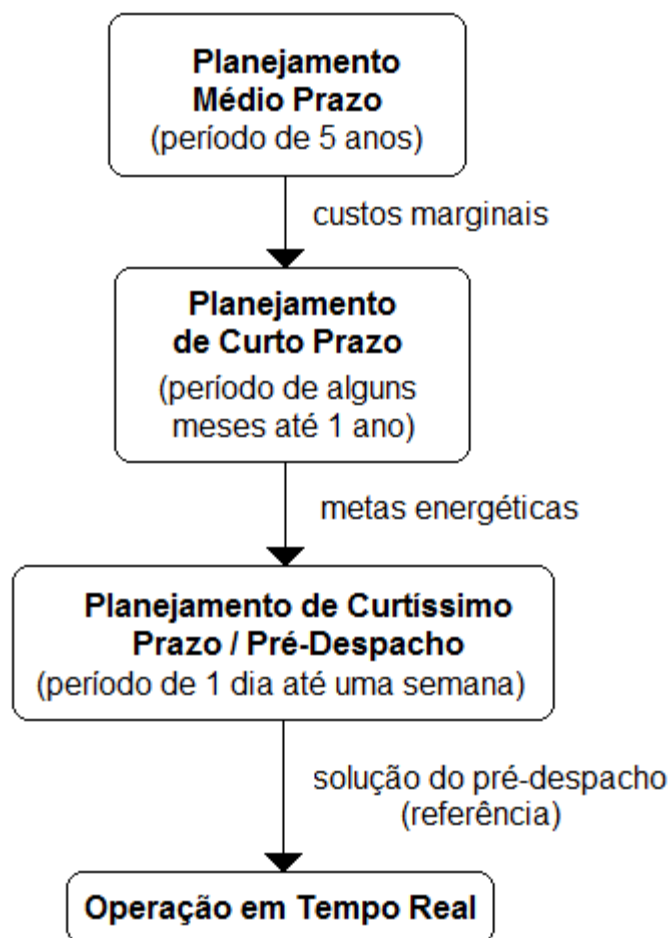


Figura 2.1 Cadeia de Planejamento (CEPEL, 2003)

Segundo a Figura 2.1, nota-se que o grau de detalhamento da rede cresce a medida que se reduz o horizonte de decisões. A informação de cada nível afeta além do seu horizonte, também o próximo, sendo que seus resultados são passados para o nível subsequente.

O Planejamento da Operação de Médio Prazo dá início à cadeia de planejamento tendo em vista um horizonte de alguns anos à frente (dois a cinco anos). Ele incorpora na modelagem a capacidade de regulação dos reservatórios e tem como objetivo estabelecer quais são as parcelas de participação das gerações termelétrica, hidrelétrica e o correspondente custo marginal, de forma a atender os requisitos de mercado com um nível mínimo de confiabilidade.

No Planejamento de Curto Prazo, cujo horizonte é de um ano a frente, os sistemas térmicos e hidráulicos são considerados de forma individual e em

concordância com a etapa anterior, obtêm-se políticas de geração para cada unidade geradora (respeitado seus limites técnicos), neste horizonte definem-se as metas energéticas para as usinas hidrelétricas.

No Planejamento de Curtíssimo Prazo (14 dias a frente), aproxima-se da operação em tempo real em que o problema energético se integra com o problema elétrico, exigindo uma representação mais detalhada do modelo do sistema eletro-energético. Já o pré-despacho tem como objetivo fornecer uma programação de geração e intercâmbio de energia elétrica em intervalos horários para o próximo dia, levando em conta os horizontes de planejamento anteriores e aspectos relativos à economia e segurança operacional do sistema elétrico.

A Operação em Tempo Real é o fim da cadeia de planejamento (onde o planejamento formulado em etapas anteriores é realizado) e tem como função básica atender o consumidor em tempo real de maneira econômica e confiável, sendo sua função realizada pelo despachante (profissional responsável pela operação em tempo real).

Para definir uma estratégia ótima para a operação do sistema elétrico brasileiro o planejamento, programação e despacho centralizados dos recursos de geração são realizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Para esse fim, o CEPEL desenvolveu uma cadeia de metodologias e programas computacionais, cujos principais modelos são o NEWAVE, DECOMP e DESSEM.

Em uma primeira etapa, realizada pelo NEWAVE (CEPEL, 1999), são feitos estudos para horizontes de até 5 anos à frente com o objetivo de definir quais serão as parcelas de geração hidráulica e térmica que minimizam o valor esperado do custo de operação, sendo o sistema é representado, para cada uma das 4 regiões do país, através de um modelo equivalente.

Na etapa de curto prazo, realizada pelo DECOMP (CEPEL, 2002), a partir das informações obtidas etapa de médio prazo, tais como a energia armazenada e as energias afluentes dos meses anteriores, determinam-se as metas individuais de geração das usinas hidráulicas e térmicas do sistema, bem como os intercâmbios de energia entre subsistemas, sujeito a afluências

estocásticas de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento.

Este custo de operação é composto de gastos com combustíveis nas unidades térmicas e eventuais penalizações pelo não atendimento da demanda (déficits no atendimento). O modelo representa as restrições físicas e operativas associadas ao problema (conservação da água, limites de turbinamento, defluência mínima, armazenamento, atendimento à demanda, etc.). A incerteza acerca das vazões afluentes aos diversos aproveitamentos do sistema é representada através de cenários hidrológicos.

As metas de geração calculadas pelo DECOMP são posteriormente refinadas na programação de operação diária, realizadas pelo DESSEM, levando-se em consideração: cronologia da curva de carga, restrições operativas ao nível de unidades geradoras e a modelagem linear da rede elétrica.

Finalmente, esse despacho encontrado serve como ponto inicial para outro modelo desenvolvido pelo CEPEL, chamado PREDESP, que possui horizonte de um dia e tem por objetivo fazer a adequação do despacho do DESSEM, segundo um modelo AC, obtendo as gerações finais das gerações hidráulicas, térmicas e contratos de importação do sistema, a serem estabelecidos pelo operador.

Como esse trabalho objetiva o desenvolvimento de uma metodologia para a determinação do Pré-Despacho, a próxima seção apresenta detalhes a respeito dessa fase do planejamento.

2.2 CARACTERIZAÇÃO DO PRÉ-DESPACHO

O Pré-Despacho (PD) de um sistema hidrotérmico é um modelo de planejamento cujo objetivo é o cálculo de uma política de geração geralmente para o próximo dia e em base horária, para as unidades geradoras de um sistema de energia. O cálculo desta política de geração é feito de modo que certos critérios operacionais (mínimas perdas, mínima complementação termelétrica, etc.) sejam otimizados e que determinadas restrições operativas

(atendimento da demanda, limites nas gerações, nos fluxos de potência nas linhas, etc.) sejam atendidas.

Em sistemas fortemente hidráulicos como o brasileiro, o problema de PD está inserido em uma cadeia de planejamento energético, envolvendo modelos de longo, médio e curto prazo. Nestes sistemas a solução fornecida pelo PD deve levar em conta ainda as metas energéticas estabelecidas por modelos de médio prazo. A inclusão das restrições de metas energéticas torna o PD um problema dinâmico, ou seja, decisões de geração em um determinado intervalo são dependentes das gerações calculadas para os demais intervalos do dia.

Logo devido à restrição de acoplamento (meta energética para usinas hidrelétricas) o PD de um sistema hidrotérmico consiste de um agrupamento de problemas de fluxo de potência ótimo (FPO), um para cada período de tempo, atendendo critérios e restrições operacionais, buscando otimização dos recursos hídricos e térmicos disponíveis, visando ganhos econômicos.

Antes de dar prosseguimento ao modelo de Pré-Despacho, apresentase a seguir, uma breve descrição do FPO, a fim de facilitar o desenvolvimento das etapas posteriores.

2.3 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

O FPO foi desenvolvido com o objetivo de definir um conjunto de ações de controle que eliminem as violações operativas do sistema de transmissão, tais como violações no perfil de tensão de barras do sistema, violações no carregamento dos circuitos, desbalanços entre carga e geração, dentre outras.

O problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO), formulado inicialmente por CARPENTIER (1962), determina o estado de uma rede elétrica que otimiza uma determinada função-objetivo, satisfazendo um conjunto de restrições físicas e operacionais.

Caracterizado como um problema de programação não-linear com restrições, o problema de FPO pode ser formulado genericamente como:

$$\min f(u) \quad (2.1)$$

Sujeito a:

$$g(u) = 0 \quad (2.2)$$

$$h^{\min} \leq h(u) \leq h^{\max} \quad (2.3)$$

onde

u : vetor de variáveis do sistema;

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

$g(u)$: vetor de restrições de igualdade;

$h(u)$: vetor de restrições de desigualdade.

2.4 MODELO DO PRÉ-DESPACHO

Chiavegato (2001) divide didaticamente o modelo de PD em Modelo Estático e Modelo Dinâmico, descritos a seguir:

2.4.1 Modelo Estático

Corresponde ao problema de FPO comum, resolvido para um único período de tempo. Tal problema é o mesmo que foi descrito nas equações (2.1) a (2.3).

2.4.2 Modelo Dinâmico

A representação do problema estático corresponde a um único intervalo de tempo da operação. Para estender esta formulação, é necessário considerar este problema para cada intervalo de tempo, acrescentando as restrições de acoplamento (Meta Energética).

A Meta Energética, correspondente ao volume de água que a usina hidrelétrica, localizada na barra i , pode utilizar para gerar energia desde o período 1 até o período np .

Portanto o modelo dinâmico corresponde a uma extensão do modelo estático, onde o FPO é repetido para vários períodos de tempo (np), sendo todos os problemas de FPO acoplados pela restrição de Meta Energética (Mi):

$$\min \sum_{k=1}^{np} f(u^k) \quad (2.4)$$

Sujeito a:

$$g(u^k) = 0 \quad k = 1, \dots, np \quad (2.5)$$

$$h_{min} \leq h(u^k) \leq h_{max} \quad k = 1, \dots, np \quad (2.6)$$

Agrupados por:

$$\sum_{i=1}^{ngh} (P_{ghi} \Delta t) = M_i \quad i = 1, \dots, ngh \quad (2.7)$$

onde

u^k : variável de otimização e controle no período k ;

ngh : número de geradores hidráulicos;

np : número de períodos;

P_{ghi} : geração de potência ativa da usina hidrelétrica na barra i ;

M_i : Meta Energética, volume de água que a usina hidrelétrica, localizada na barra i , pode utilizar para gerar energia desde o período i ;

Δt : duração de cada período.

É fácil perceber que para esta estrutura (denominada dinâmica), as mesmas restrições de igualdade e desigualdade se repetem para cada intervalo de tempo (equações 2.5 e 2.6), e que ao se desconsiderar as restrições de acoplamento (M_i), o problema seria resolvido aplicando FPO para cada subproblema separadamente.

2.5 MODELOS DE PROGRAMAÇÃO DE PRÉ-DESPACHO

Este problema de operação tomou grande impulso nas décadas de 1960, com modelos baseados em equações de coordenação. Na década de 1970, surgiram modelos mais sofisticados que consideravam inclusive restrições de transmissão AC. Na década de 1980, foram muito exploradas as técnicas onde os aspectos elétricos foram inseridos no planejamento de curtíssimo prazo, destacando-se os trabalhos de Habibollahzadeh e Bubenko

(1986), Luo, Habibollahzadeh e Semlyen (1989), Pereira et al. (1988), Pinto et al. (1988), Carvalho e Soares (1987), Carvalho, Soares e Ohishi (1988) que utilizaram programação baseada em fluxo em redes e Fluxo de Potência Ótimo modelo linear (FPOCC) para a resolução do despacho de geração.

Os problemas de operação hidrotérmica formulados como fluxo em redes aproveitam a estrutura particular da rede hidráulica, através da estratégia de partição de variáveis em conjunto de variáveis básicas e não básicas, identificadas por um único índice. Esta estratégia conserva a identidade de cada período de tempo, desde a usina mais a montante progredindo pela cascata até a usina mais a jusante.

Seguindo a linha temporal podem-se destacar ainda os seguintes trabalhos.

Ohishi (1990) propõe uma metodologia para o planejamento da operação de curto prazo para um sistema com predominância hidráulica, cuja solução é baseada em uma técnica híbrida de otimização e simulação, que trata detalhadamente a operação do sistema hidráulico e também considera as restrições do sistema de transmissão em termos de potência ativa.

Franco (1993) trata da programação hidrotérmica de curto prazo para sistemas de geração predominantemente hidráulicos. A formulação do problema inclui a representação de restrições operacionais do sistema como o acoplamento hidráulico entre usinas em cascata e os limites de transmissão na rede elétrica. Para permitir a decomposição do problema em subproblemas hidráulico e elétrico, uma abordagem com penalidade linear-quadrática é utilizada forçando o acoplamento entre as variáveis elétricas e hidráulicas.

Salmazo (1997) define a geração das unidades geradoras através da minimização das perdas no sistema de produção e transmissão, atendendo os requisitos de carga, metas de geração e intercâmbios das unidades geradoras e limites do sistema de transmissão de energia, analisando também o comportamento das perdas no sistema de geração e transmissão.

Nepomuceno (2000) propõe uma formulação que incorpora no problema de pré-despacho as restrições associadas à parte reativa do sistema de transmissão, onde o modelo de pré-despacho é subdividido nos submodelos de pré-despacho ativo (PDA) e reativo (PDR). No PDA procura-se

estabelecer uma geração ativa inicial através de um modelo de PD tradicional. No PDR, o pré-despacho proposto pelo PDA é avaliado do ponto de vista reativo e caso seja necessário, o PDR é capaz de propor redespachos na geração ativa, de modo a contornar problemas reativos nos intervalos críticos. Nesse trabalho, ignoram-se as restrições hidráulicas, pois os volumes dos reservatórios variam muito pouco ao longo do horizonte de 24 horas e se despacham as termelétricas de forma constante ao longo do dia, ou seja, não se considera as restrições de tomada de carga.

Em Chiavegato, Oliveira e Soares (2001), o problema de minimização das perdas de transmissão do pré-despacho de sistemas de energia elétrica é abordado através de um modelo linearizado da rede e resolvido via Relaxação Lagrangeana e método de pontos interiores, essa abordagem combina as vantagens da formulação por fluxo de redes com a eficiência da Relaxação Lagrangeana e a robustez dos métodos de pontos interiores.

Nepomuceno (2002) propõe um modelo de pré-despacho (PDAR) no qual as partes ativas e reativas do sistema de transmissão são modeladas em detalhes. O PDAR é formulado como um problema multi-objetivo que busca uma relação de compromisso entre a minimização das perdas na transmissão e otimização dos recursos de geração termelétrica e hidrelétrica e o mínimo desvio em relação a uma solução de pré-despacho puramente ativo previamente calculado. A técnica de solução consiste na Relaxação Lagrangeana, e seus resultados apontam para a importância da representação da parte reativa em modelos de pré-despacho.

Provençano (2003) estuda individualmente cada unidade geradora componente de uma usina hidrelétrica e propõe uma maneira de incorporar as informações referentes ao rendimento de cada turbina da usina. As propostas são testadas através de dois modelos matemáticos: um minimizando o consumo global d'água e o outro minimizando as perdas na operação.

Carvalho (2005) utiliza o Método de Pontos Interiores versão Primal-Dual (MPPD) e Preditor-Corretor ao problema do pré-despacho DC (modelo linear da rede) de um sistema de potência predominantemente hidráulico, apresentando também uma heurística para a escolha de um parâmetro de

perturbação, verificando que o método mostrou-se robusto e eficiente, principalmente em relação ao número de iterações.

Azevedo (2006) desenvolve um modelo de otimização a usinas individualizadas e um modelo de fluxo de potência ótimo DC visando contribuir para o planejamento e a programação da operação de sistemas hidrotérmicos. Para tanto, foi utilizado o Método de Pontos Interiores que exploram as particularidades dos problemas, em especial a estrutura de fluxo em redes, resultando em métodos robustos e eficientes.

Probst (2006) propõe um modelo de pré-despacho de um sistema hidrotérmico formulado através de modelo de fluxo em redes e resolvido pelo MPPD. Destacando a grande robustez do método, convergindo mesmo para problemas bastante carregados, sem apresentar instabilidade numérica, com precisão maior que a necessária em aplicações práticas.

Thomaz (2007) aplica o MPPD para o problema de FPO modelo AC. Adotando-se a representação das tensões através de coordenadas retangular, contudo usando o modelo estático.

Em síntese, historicamente, várias técnicas têm sido utilizadas para se resolver o problema de otimização do Pré-Despacho Hidrotérmico, tais como: Relaxação Lagrangeana (CONEJO; REDONDO, 1999) e (NEPOMUCENO et al., 2002), atrelada à técnica de Fluxo em Redes (SALMAZO, 1997), Decomposição de Benders (SIFUENTES; VARGAS, 2007a, 2007b) mais recentemente, Computação Evolucionária (LU, Y. et al., 2010), (LU, S.; SUN, C.; LU, Z., 2010), (RAHIMULLAH; RAHMAN, 2006) e (RAMOS et al., 2001) e Método de Pontos Interiores (RAMOS et al., 2001) e (CARVALHO; OLIVEIRA, 2009).

Apesar dos esforços para se contornar a complexidade da consideração das restrições elétricas não-lineares ao problema energético, como mais recentemente o uso de Inteligência Artificial, a solução desse problema ainda está em aberto.

Assim, levando em consideração as experiências de: Nepomuceno (2000 e 2002) que ignoram as restrições hidráulicas a fim de simplificar o problema de PD e viabilizar a modelagem tanto da parte de potência ativa quanto a potência reativa (apontando para a importância da representação da

parte reativa); de Thomaz (2007), que utiliza o MPPD para a solução do Modelo AC (salientado os bons resultados obtidos pelo método); ainda, de Thomaz (2007) que utiliza coordenadas retangulares, mas para modelo estático; propõe-se nessa dissertação a aplicação do MPPD ao modelo AC de Pré-Despacho, utilizando a forma retangular para representação do fasor tensão.

Deve-se destacar que a escolha da forma retangular apresenta as vantagens de contornar questões numéricas, pois as restrições do problema se tornam quadráticas e, conseqüentemente, mais fáceis de trabalhar. Outra vantagem é que a matriz Hessiana do problema é constante e a expansão em Taylor é exata para o termo de ordem dois, segundo Torres e Quintana (1998).

2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foi apresentado o problema de Pré-Despacho na cadeia de planejamento do sistema elétrico bem como a caracterização e modelagem da estrutura do pré-despacho, Fluxo de Potência Ótimo (FPO), Método de Pontos Interiores e por fim foi descrito o estado da arte do problema de PD.

A seguir, passa-se à formulação matemática proposta nesse trabalho.

3. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PRÉ-DESPACHO HIDROTÉRMICO

3.1 INTRODUÇÃO

O objetivo deste capítulo é formular matematicamente o problema do pré-despacho hidrotérmico, que consiste em encontrar uma estratégia de geração que minimize os custos operativos e as perdas no horizonte de planejamento.

No modelo brasileiro, pode-se considerar que as usinas hidráulicas têm potência suficiente para alimentar a carga, mas não dispõem de energia suficiente (água nos reservatórios) para atender a carga durante todo o horizonte de tempo. Segundo Wood e Wollenberg (1980), nessa situação de programação hidrotérmica com restrição de energia, a usina hidrelétrica pode alimentar toda a carga apenas em alguns intervalos do horizonte de operação, havendo necessidade de complementação térmica nos outros intervalos de tempo. A maneira de se gerar a potência térmica ao longo do horizonte de operação da térmica é de forma constante durante o período que se faça necessário.

Como a tomada de carga dos geradores não é instantânea, ou seja, ela se dá sob a forma de uma rampa cuja inclinação é ditada pelos limites físicos das unidades geradoras, há de se considerar restrições intertemporais que estabeleçam interrelação entre variáveis associadas a diversos intervalos de tempo do horizonte de operação considerado para as térmicas.

Como a inclusão dessas restrições na formulação do Pré-Despacho representa uma extensão não-trivial dos algoritmos existentes, resolveu-se evitar a consideração de tomada de carga das térmicas, conforme Nepomuceno (1999), realizando o despacho das térmicas de forma constante ao longo de todo o período de operação.

A partir das experiências relatadas, pretende-se formular um modelo de pré-despacho de potência ativa e reativa para sistemas hidrotérmicos, que determina uma estratégia de geração que minimize o valor dos custos operativos e perdas elétricas no horizonte de 1 dia, com as seguintes considerações:

- Planejamento diário (24 horas) de geração de potência ativa e reativa;
- Utilização de metas energéticas obtidas por modelo de médio prazo;
- Restrições hidráulicas ignoradas, pois os reservatórios variam muito pouco de armazenamento nesse horizonte de 24 horas, Nepomuceno et alii. (1999);
- monitoração de reserva girante obtida por modelo de curto prazo (PROVENÇANO, 2003);
- monitoração dos limites de fluxo de potência ativa adotando-se a formulação do fluxo de potência linearizado, simplificando a monitoração dessa grandeza (PROVENÇANO, 2003).
- Despacho das termelétricas realizado de forma constante ao longo do dia, Nepomuceno (1999).

Salienta-se que o diferencial deste trabalho consiste em utilizar o MPPD num modelo AC (parte ativa e reativa), dinâmico e que considera o fasor tensão na forma retangular.

Esse problema de otimização é resolvido pelo Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual (Anexo A).

3.2 MODELAGEM DO PRÉ-DESPACHO ATIVO E REATIVO

Primeiramente, serão descritos os dados de entrada para resolução do PD.

3.2.1 Variáveis de Entrada

O primeiro dado de entrada é referente à carga que deve ser atendida ao longo das 24 horas e representadas pelo vetor **Pd** (demanda de potência ativa) e o vetor **Qd** (demanda de potência reativa) ambos com dimensão $[nb \cdot np \times 1]$ onde nb é o número de barras e np é o número de períodos (se np é igual a 24, tem-se 24 períodos de 1 hora).

$$\mathbf{Pd} = \begin{bmatrix} Pd_1^1 \\ \vdots \\ Pd_{nb}^1 \\ \vdots \\ Pd_1^{np} \\ \vdots \\ Pd_{nb}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

onde

Pd_i^k : representa a demanda de potência ativa na barra i no período k ;

Pd: vetor de demanda de potência ativa de dimensão $[nb \cdot np \times 1]$;

nb : número de barras;

np : número de períodos.

$$\mathbf{Qd} = \begin{bmatrix} Qd_1^1 \\ \vdots \\ Qd_{nb}^1 \\ \vdots \\ Qd_1^{np} \\ \vdots \\ Qd_{nb}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

onde

Qd_i^k : representa a demanda de potência reativa na barra i no período k .

Qd: vetor de demanda de potência reativa de dimensão $[nb \cdot np \times 1]$.

Também é classificado como variável de entrada o vetor **M** de metas energéticas para as usinas hidrelétricas, fornecida pelo modelo de médio prazo dado como:

$$\mathbf{M} = \begin{bmatrix} M_1 \\ \vdots \\ M_{nb} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

onde

M_k : representa a meta energética para a usina hidrelétrica localizada na barra k , englobando todos os períodos;

M: representa o vetor de metas energéticas para as usinas hidrelétricas de dimensão $[nb \times 1]$.

Além das flutuações normais da carga, a diferença entre geração e carga pode aumentar muito em um curto intervalo de tempo devido à saída não prevista de um gerador ou equipamento de transmissão. Para que o sistema possa responder rapidamente a esta súbita variação, torna-se necessário manter uma significativa reserva de potência ativa alocada em unidades geradoras já sincronizadas com a frequência do sistema, e/ou em unidades disponíveis para rápida sincronização à rede (E. SILVA, 2001).

Esta capacidade excedente àquela necessária para atender às cargas do sistema é definida na programação como reserva de operação e consiste de reserva girante e reserva não-girante. A reserva girante corresponde à diferença entre a potência total efetiva das unidades geradoras que já se encontram sincronizadas ao sistema e a demanda total do sistema num dado momento (ANEEL, 2001). A reserva não-girante é a parcela da reserva de operação de unidades geradoras que não estão em funcionamento, mas podem ser sincronizadas à rede e ter sua potência despachada dentro de um período de tempo especificado.

A restrição reserva girante proposta neste trabalho determina que a diferença entre a produção máxima e a atual de um determinado subconjunto de usinas (que corresponde a reserva girante daquele subconjunto), deve ser maior ou igual a um valor pré-estabelecido, aqui representadas por **R**.

Esse trabalho assume que a reserva girante obtidas de estudos prévios, que dependem da política adotada pelo planejamento da operação, é variável de entrada, e modelado como:

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} R^k \\ \vdots \\ R^{np} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

onde

R^k : representa a reserva de geração ativa, para o conjunto de usinas selecionadas no período k;

R: representa o vetor reserva de geração ativa, de dimensão $[np \times 1]$.

Outras dados de entrada são os vetores que representam os limites máximos e limites mínimos de geração de potência ativa e potência reativa, das usinas termelétricas e das usinas hidrelétricas.

$$\mathbf{Pter}_{\max} = \begin{bmatrix} Pter_{\max_1} \\ \vdots \\ Pter_{\max_{nb}} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

onde

$Pter_{\max_i}$: Limite máximo de geração de potência ativa para uma usina termelétrica localizada na barra i .

\mathbf{Pter}_{\max} : Vetor limite máximo de geração de potência ativa, para as usinas termelétricas de dimensão $[nb \times 1]$.

$$\mathbf{Pter}_{\min} = \begin{bmatrix} Pter_{\min_1} \\ \vdots \\ Pter_{\min_{nb}} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

onde

$Pter_{\min_i}$: Limite mínimo de geração de potência ativa para uma usina termelétrica localizada na barra i .

\mathbf{Pter}_{\min} : Vetor limite mínimo de geração de potência ativa, para as usinas termelétricas de dimensão $[nb \times 1]$.

$$\mathbf{Phid}_{\max} = \begin{bmatrix} Phid_{\max_1}^{hi} \\ \vdots \\ Phid_{\max_{nb}} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

onde

$Phid_{\max_i}$: Limite máximo de geração de potência ativa para uma usina hidrelétrica localizada na barra i .

\mathbf{Phid}_{\max} : Vetor limite máximo de geração de potência ativa, para as usinas hidrelétricas de dimensão $[nb \times 1]$.

$$\mathbf{Phid}_{\min} = \begin{bmatrix} Phid_{\min_1^{hi}} \\ \vdots \\ Phid_{\min_{nb}} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

onde

$Phid_{\max_i}$: Limite mínimo de geração de potência ativa para uma usina hidrelétrica localizada na barra i .

\mathbf{Phid}_{\max} : Vetor limite mínimo de geração de potência ativa, para as usinas hidrelétricas de dimensão $[nb \times 1]$.

Semelhantemente, tem-se vetor limite máximo e limite mínimo de geração de potência reativa para as usinas termelétricas e usinas hidrelétricas:

$$\mathbf{Qter}_{\max} = \begin{bmatrix} Qter_{\max_1} \\ \vdots \\ Qter_{\max_{nb}} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

onde

$Qter_{\max_i}$: Limite máximo de geração de potência reativa para uma usina termelétrica localizada na barra i .

\mathbf{Qter}_{\max} : Vetor limite máximo de geração de potência reativa, para as usinas termelétricas de dimensão $[nb \times 1]$.

$$\mathbf{Qter}_{\min} = \begin{bmatrix} Qter_{\min_1} \\ \vdots \\ Qter_{\min_{nb}} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

onde

$Qter_{\min_i}$: Limite mínimo de geração de potência reativa para uma usina termelétrica localizada na barra i .

\mathbf{Qter}_{\min} : Vetor limite mínimo de geração de potência reativa, para as usinas termelétricas de dimensão $[nb \times 1]$.

$$\mathbf{Qhid}_{\max} = \begin{bmatrix} Qhid_max_1^{hi} \\ \vdots \\ Qhid_max_{nb} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

onde

$Qhid_max_i$: Limite máximo de geração de potência reativa para uma usina hidrelétrica localizada na barra i .

\mathbf{Qhid}_{\max} : Vetor limite máximo de geração de potência reativa, para as usinas hidrelétricas de dimensão $[nb \times 1]$.

$$\mathbf{Qhid}_{\min} = \begin{bmatrix} Qhid_min_1^{hi} \\ \vdots \\ Qhid_min_{nb} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

onde

$Qhid_min_i$: Limite mínimo de geração de potência reativa para uma usina hidrelétrica localizada na barra i .

\mathbf{Qhid}_{\min} : Vetor limite mínimo de geração de potência reativa, para as usinas hidrelétricas de dimensão $[nb \times 1]$.

Além desses dados, deve-se fornecer a configuração e parâmetros do sistema para a formação da matriz de impedância de barra, da barra de referência e custo das termelétricas.

A seguir, serão descritas as variáveis de otimização envolvidas no PD.

3.2.2 Variáveis de Otimização e Controle

A variável de controle e otimização relacionada à tensão fasorial é representada na forma retangular isto é:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_1^1 \\ \vdots \\ \dot{V}_{nb}^1 \\ \vdots \\ \dot{V}_1^{np} \\ \vdots \\ \dot{V}_{nb}^{np} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_1^1 \\ \vdots \\ e_{nb}^1 \\ \vdots \\ e_1^{np} \\ \vdots \\ e_{nb}^{np} \end{bmatrix} + j \cdot \begin{bmatrix} f_1^1 \\ \vdots \\ f_{nb}^1 \\ \vdots \\ f_1^{np} \\ \vdots \\ f_{nb}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Que também pode ser representada por:

$$\dot{V} = e + j.f \quad (3.14)$$

onde

\dot{V} : representa o vetor formado pelas tensões em todas as barras e todos os períodos, de dimensão $[nb.np \times 1]$;

e : parte real da tensão V , com dimensão $[nb.np \times 1]$;

f : parte imaginária da tensão V , também com dimensão $[nb.np \times 1]$.

A tensão pode ser expressa, de forma compacta, em função de um vetor x , cujos elementos são as componentes reais e imaginárias das tensões de barra:

$$x = \begin{bmatrix} e_1^1 \\ \vdots \\ e_{nb}^1 \\ \vdots \\ e_1^{np} \\ \vdots \\ e_{nb}^{np} \\ f_1^1 \\ \vdots \\ f_{nb}^1 \\ \vdots \\ f_1^{np} \\ \vdots \\ f_{nb}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

onde

x : vetor que armazena as variáveis reais e imaginárias de todas as tensões de barra, possui dimensão $[2.nb.np \times 1]$.

Para facilitar os cálculos e se obter os vetores e e f a partir do vetor x utilizam-se as seguintes matrizes:

$$\Gamma_e = \begin{bmatrix} \Gamma & \mathbf{N} \\ \mathbf{N} & \Gamma \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

e

$$\Gamma_f = \begin{bmatrix} \mathbf{N} & \Gamma \\ \Gamma & \mathbf{N} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

onde

Γ : matriz identidade de dimensão $[(nb.np) \times (nb.np)]$;

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

Γ_e : matriz composta pela justaposição da matriz Γ e da matriz \mathbf{N} , logo com dimensão $[(nb.np) \times (2.nb.np)]$, de modo que o vetor formado pelas partes reais das tensões das barras possa ser escrito por:

$$\mathbf{e} = \Gamma_e \cdot \mathbf{x} \quad (3.18)$$

Γ_f : matriz composta pela justaposição da matriz \mathbf{N} e da matriz de Γ , logo com dimensão $[(nb.np) \times (2.nb.np)]$, de modo que o vetor formado pelas partes imaginárias das tensões das barras, possa ser escrito por:

$$\mathbf{f} = \Gamma_f \cdot \mathbf{x} \quad (3.19)$$

A variável de otimização e controle relacionada à geração de potência ativa pelas usinas hidrelétricas é o vetor \mathbf{Pgh} e pelas usinas termelétricas é o vetor \mathbf{Pgt} (geração termelétrica), ambos com dimensão $[nb.np \times 1]$:

$$\mathbf{Pgh} = \begin{bmatrix} Ph_1^1 \\ \vdots \\ Ph_{nb}^1 \\ \vdots \\ Ph_1^{np} \\ \vdots \\ Ph_{nb}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

onde

Ph_i^k : representa a geração de potência ativa da usina hidrelétrica na barra i no período k ;

Pgh: vetor de geração de potência ativa das usinas hidrelétricas de dimensão $[(nb \cdot np) \times 1]$.

Segundo Nepomuceno (2002), no sistema brasileiro, a participação da geração termelétrica é muito pequena de modo que o acompanhamento da carga pode ser feito pelas usinas hidrelétricas. Isso significa que as usinas termelétricas podem (e devem) ser despachadas de forma constante ao longo do dia, não sendo importante considerar restrições de tomada de carga no modelo.

Esta forma de despacho é válida quando a soma da potência hidráulica instalada é suficiente para atender as demandas em cada período, que são as situações analisadas neste trabalho.

Além do mais, nestes casos, seria possível determinar a priori, o número total de períodos em que a térmica opera. No entanto, para um primeiro estudo decidiu-se por operar as térmicas ao longo de todo o período, em detrimento, da obtenção da solução ótima.

Neste sentido na modelagem deste trabalho, optou-se por considerar a potência ativa de cada usina termelétrica constante em todos os períodos. Desta forma, o vetor **Pt** é repetido np vezes formando o vetor **Pgt** como segue:

$$\mathbf{Pt} = \begin{bmatrix} Pt_1 \\ \vdots \\ Pt_i \\ \vdots \\ Pt_{nb} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

onde

Pt_i : representa a geração de potência ativa da usina termelétrica localizada na barra i ;

Pt: vetor que representa a geração de potência ativa das usinas termelétricas em todas as barras no período k , com dimensão $[nb \times 1]$;

$$\mathbf{Pgt} = \begin{bmatrix} P_t \\ \vdots \\ P_t \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

Pgt: vetor que representa a geração de potência ativa das usinas termelétricas para todos os períodos, de dimensão $[nb.np \times 1]$. Este vetor é a repetição do vetor P_t .

Assim, **Pt** é constante ao longo dos períodos para cada usina, sendo esse valor otimizado através do problema de otimização.

Para que se possa representar vetorialmente **Pgt** é necessária a introdução da matriz Γ_{Pt} :

$$\Gamma_{Pt} = \begin{bmatrix} 1 & & & 1 & & & \ddots & & & 1 & & & \\ & 1 & & & 1 & & & & & & 1 & & \\ & & \ddots & & & \ddots & & & & & & 1 & \\ & & & 1 & & & & & & & & & 1 \\ & & & & 1 & & & & & & & & \\ & & & & & \ddots & & & & & & & \\ & & & & & & 1 & & & & & & \\ & & & & & & & 1 & & & & & \\ & & & & & & & & \ddots & & & & \\ & & & & & & & & & 1 & & & \\ & & & & & & & & & & \ddots & & \\ & & & & & & & & & & & 1 & \\ & & & & & & & & & & & & 1 \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

onde

Γ_{Pt} : matriz de dimensão $[nb \times (nb.np)]$ composta por np diagonais de valores unitários.

Assim,

$$\mathbf{Pgt} = \Gamma_{Pt}^T \times \mathbf{Pt}. \quad (3.24)$$

A soma vetorial da geração ativa das usinas hidrelétrica e termelétrica fornece a potência ativa total gerada:

$$\mathbf{Pg} = \begin{bmatrix} Ph_1^1 \\ \vdots \\ Ph_{nb}^1 \\ \vdots \\ Ph_1^{np} \\ \vdots \\ Ph_{nb}^{np} \end{bmatrix} + \Gamma_{pt}^T \times \mathbf{Pt} \quad (3.25)$$

que também pode ser representada por:

$$\mathbf{Pg} = \mathbf{Pgh} + \mathbf{Pgt} \quad (3.26)$$

onde

Pg: Vetor potência ativa total gerada pelas usinas termelétricas e hidrelétricas, de dimensão $[nb.np \times 1]$.

A variável de controle e otimização relacionada à geração de potência reativa pelas usinas hidrelétricas é o vetor Qgh (geração reativa hidrelétrica), e pelas usinas termelétricas é o vetor Qgt (geração reativa termelétrica), ambos com dimensão $[nb.np \times 1]$:

$$\mathbf{Qgh} = \begin{bmatrix} Qh_1^1 \\ \vdots \\ Qh_{nb}^1 \\ \vdots \\ Qh_1^{np} \\ \vdots \\ Qh_{nb}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

onde

Qh_i^k : vetor que representa a geração de potência reativa das usinas hidrelétricas na barra i no período k.

Qgh: vetor que representa a geração de potência reativa das usinas hidrelétricas para todas as barras e todos os períodos, de dimensão $[nb.np \times 1]$;

$$\mathbf{Qgt} = \begin{bmatrix} Qt_1^1 \\ \vdots \\ Qt_{nb}^1 \\ \vdots \\ Qt_1^{np} \\ \vdots \\ Qt_{nb}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

onde

Qt_i^k : vetor que representa a geração de potência reativa das usinas termelétricas na barra i no período k .

\mathbf{Qgt} : vetor que representa a geração de potência reativa das usinas termelétricas para todas as barras e todos os períodos, de dimensão $[nb.np \times 1]$.

A soma vetorial da geração reativa das usinas hidrelétricas e das usinas termelétricas fornece a potência reativa total gerada:

$$\mathbf{Qg} = \begin{bmatrix} Qh_1^1 \\ \vdots \\ Qh_{nb}^1 \\ \vdots \\ Qh_1^{np} \\ \vdots \\ Qh_{nb}^{np} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Qt_1^1 \\ \vdots \\ Qt_{nb}^1 \\ \vdots \\ Qt_1^{np} \\ \vdots \\ Qt_{nb}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

que também pode ser representada por

$$\mathbf{Qg} = \mathbf{Qgt} + \mathbf{Qgh} \quad (3.30)$$

onde

\mathbf{Qg} : Vetor potência reativa total gerada pelas usinas hidrelétricas e termelétricas, de dimensão $[(nb.np) \times 1]$.

3.2.3 Balanço de Potência Ativa e Reativa

Como essa formulação matemática utiliza a forma retangular para a representação complexa das tensões nas barras, é preciso detalhar a modelagem das equações de balanço de potência ativa e reativa para np períodos.

O vetor de potências injetadas para todos os períodos e todas as barras é:

$$\dot{\mathbf{S}} = \mathbf{P} + j\mathbf{Q} = \begin{bmatrix} \dot{S}_1^1 \\ \vdots \\ \dot{S}_{nb}^1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \dot{S}_1^{np} \\ \vdots \\ \dot{S}_{nb}^{np} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P g_1^1 - P d_1^1 + jQ g_1^1 - jQ d_1^1 \\ \vdots \\ P g_{nb}^1 - P d_{nb}^1 + jQ g_{nb}^1 - jQ d_{nb}^1 \\ \vdots \\ \vdots \\ P g_1^{np} - P d_1^{np} + jQ g_1^{np} - jQ d_1^{np} \\ \vdots \\ P g_{nb}^{np} - P d_{nb}^{np} + jQ g_{nb}^{np} - jQ d_{nb}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

onde

$\dot{\mathbf{S}}$: vetor de injeção de potência aparente englobando todos os períodos, dimensão $[nb.np \times 1]$;

\mathbf{P} : vetor de injeção de potência ativa englobando todos os períodos, dimensão $[nb.np \times 1]$;

\mathbf{Q} : vetor de injeção de potência reativa englobando todos os períodos, dimensão $[nb.np \times 1]$.

Utilizando a matriz de injeção de potência tem-se:

$$\dot{\mathbf{S}} = \begin{bmatrix} \dot{V}_1^1 & & & & & \\ & \ddots & & & & \\ & & \dot{V}_{nb}^1 & & & \\ & & & \ddots & & \\ & & & & \dot{V}_1^{np} & \\ & & & & & \ddots \\ & & & & & & \dot{V}_{nb}^{np} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{Y}}^* \\ \vdots \\ \dot{\mathbf{Y}}^* \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{V}_1^1 \\ \vdots \\ \dot{V}_{nb}^1 \\ \vdots \\ \dot{V}_1^{np} \\ \vdots \\ \dot{V}_{nb}^{np} \end{bmatrix}^* \quad (3.32)$$

Separando-se a parte real e parte imaginária da equação (3.30) obtêm-se:

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} \text{diag}(\mathbf{e}^1) & & \\ & \ddots & \\ & & \text{diag}(\mathbf{e}^{np}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{G} \cdot \mathbf{e}^1 - \mathbf{B} \cdot \mathbf{f}^1 & & \\ & \ddots & \\ & & \mathbf{G} \cdot \mathbf{e}^{np} - \mathbf{B} \cdot \mathbf{f}^{np} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \text{diag}(\mathbf{f}^1) & & \\ & \ddots & \\ & & \text{diag}(\mathbf{f}^{np}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{B} \cdot \mathbf{e}^1 + \mathbf{G} \cdot \mathbf{f}^1 & & \\ & \ddots & \\ & & \mathbf{B} \cdot \mathbf{e}^{np} + \mathbf{G} \cdot \mathbf{f}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

$$\mathbf{Q} = \begin{bmatrix} \text{diag}(\mathbf{f}^1) & & \\ & \ddots & \\ & & \text{diag}(\mathbf{f}^{np}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{G} \cdot \mathbf{e}^1 - \mathbf{B} \cdot \mathbf{f}^1 & & \\ & \ddots & \\ & & \mathbf{G} \cdot \mathbf{e}^{np} - \mathbf{B} \cdot \mathbf{f}^{np} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \text{diag}(\mathbf{e}^1) & & \\ & \ddots & \\ & & \text{diag}(\mathbf{e}^{np}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{B} \cdot \mathbf{e}^1 + \mathbf{G} \cdot \mathbf{f}^1 & & \\ & \ddots & \\ & & \mathbf{B} \cdot \mathbf{e}^{np} + \mathbf{G} \cdot \mathbf{f}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

onde

$$\mathbf{e}^k = \begin{bmatrix} e_1^k \\ \vdots \\ e_{nb}^k \end{bmatrix} : \text{vetor referente à parte real da tensão no período } k, \text{ com}$$

dimensão $[nb \times 1]$;

$\mathbf{f}^k = \begin{bmatrix} f_1^k \\ \vdots \\ f_{nb}^k \end{bmatrix}$: vetor referente a parte imaginária da tensão no período k, com

dimensão $[nb \times 1]$;

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

B: parte imaginária de \dot{Y} , ou seja, matriz de susceptância de barra com dimensão $[nb \times nb]$.

Tem-se então que a potência injetada nas barras é dada por:

$$\mathbf{P} = \mathbf{P}_g - \mathbf{P}_d \quad (3.35)$$

$$\mathbf{Q} = \mathbf{Q}_g - \mathbf{Q}_d \quad (3.36)$$

sendo

P_g: vetor contendo a potência ativa total gerada pelas usinas hidrelétricas e usinas termelétricas, de dimensão $[nb.np \times 1]$;

P_d: vetor contendo a demanda de potência ativa, de dimensão $[nb.np \times 1]$;

Q_g: vetor contendo a potência reativa total gerada pelas usinas hidrelétricas e usinas termelétricas, de dimensão $[nb.np \times 1]$;

Q_d: vetor contendo a demanda de potência reativa, de dimensão $[nb.np \times 1]$.

Ainda para que se possam equacionar convenientemente as equações acima é preciso definir as seguintes matrizes:

$$\mathcal{G}\mathcal{G} = \begin{bmatrix} \mathbf{G} & & \\ & \ddots & \\ & & \mathbf{G} \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

$$\mathcal{B}\mathcal{B} = \begin{bmatrix} \mathbf{B} & & \\ & \ddots & \\ & & \mathbf{B} \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

onde

\mathcal{GG} : matriz de matrizes \mathbf{G} dispostas diagonalmente com dimensão $[nb.np \times nb.np]$;

\mathcal{BB} : matriz de matrizes \mathbf{B} dispostas diagonalmente com dimensão $[nb.np \times nb.np]$.

Utilizando-se as matrizes descritas anteriormente, pode-se representar as equações em função das variáveis \mathbf{Pg} , \mathbf{Qg} e \mathbf{x} .

Equações de balanço de potência ativa:

$$\mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} = \{diag(\Gamma_e \cdot \mathbf{x}) \cdot [\mathbf{GG} \quad -\mathbf{BB}] + diag(\Gamma_f \cdot \mathbf{x}) \cdot [\mathbf{BB} \quad \mathbf{GG}]\} \cdot \mathbf{x} \quad (3.39)$$

Equações de balanço de potência reativa:

$$\mathbf{Qg} - \mathbf{Qd} = \{diag(\Gamma_f \cdot \mathbf{x}) \cdot [\mathbf{GG} \quad -\mathbf{BB}] - diag(\Gamma_e \cdot \mathbf{x}) \cdot [\mathbf{BB} \quad \mathbf{GG}]\} \cdot \mathbf{x} \quad (3.40)$$

As equações (3.35) e (3.36) são equivalentes às equações (3.39) e (3.40), as quais podem ser representadas compactamente como:

$$\mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} = \mathbf{P}(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{x} \quad (3.41)$$

$$\mathbf{Qg} - \mathbf{Qd} = \mathbf{Q}(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{x} \quad (3.42)$$

3.3 FORMULAÇÃO DO PRÉ-DESPACHO

3.3.1 Critério de Otimização

A função objetivo (f.o.) pode incorporar custos de produção, partidas de unidades geradoras, perdas na transmissão e outros objetivos.

Como Nepomuceno (2000) afirma que em sistemas hidrotérmicos com predominância hidrelétrica, em geral, não faz sentido usar como função objetivo apenas a minimização de custos de produção das usinas termelétricas, e que a partida das unidades térmicas deixa de ser relevante pois, em geral, opera-se estas unidades na base, formulou-se o PD utilizando uma função

objetivo que ao mesmo tempo contempla a função custo de geração de usinas termelétricas e perdas elétricas na transmissão:

$$f.o. = w_c \cdot \mathbf{u}^t \cdot \mathbf{c}(\mathbf{Pgt}) + w_p \cdot \mathbf{u}^t \cdot (\mathbf{Pgt} + \mathbf{Pgh} - \mathbf{Pd}) \quad (3.43)$$

onde

\mathbf{u} : vetor unitário

w_c : Coeficiente ajustável relacionado aos custos de geração termelétrica;

w_p : Coeficiente ajustável relacionado às perdas elétricas;

$\mathbf{c}(\mathbf{Pgt})$: custo de geração termelétrica ($C_i(Pg_i) = a_i + b_i \cdot Pg_i + c_i \cdot Pg_i^2$);

\mathbf{Pgt} : Vetor de potências geradas pelas usinas termelétricas;

\mathbf{Pgh} : Vetor de potências geradas pelas usinas hidrelétricas.

\mathbf{Pd} : Vetor de potências demandadas por todas as barras.

Sendo que a função objetivo esta sujeita a restrições de igualdade (limites de geração ativa e reativa, e ângulo de referencia) e restrições de desigualdade (limites dos geradores e linhas de transmissão, limite de magnitude de tensão nas barras, reserva girante) que são descritas na seqüência.

3.3.2 Restrições de Igualdade

Duas restrições de igualdade básicas são as equações de balanço de potência ativa e reativas modeladas como (3.35) e (3.36) e compactamente representadas por:

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

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

Deve-se considerar uma referência angular (ângulo de fase igual a zero para cada período).

Como a representação escolhida para o fasor tensão é a retangular, esta referência implica que a parte imaginária do valor de tensão na forma retangular na barra de referência é igual a zero (FERNANDES, 2004):

$$f_{ref} = 0 \quad (3.46)$$

Como vários períodos são analisados, essa consideração deve ser estendida da seguinte forma:

$$\mathbf{d} = \begin{bmatrix} 0 & \dots & 00 & \dots & 00 & \dots & 01 & \dots & 00 & \dots & 00 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & 01 & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & 00 & \dots & 00 & \dots & 00 & \dots & 00 & \dots & 01 & \dots & 0 \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

onde

\mathbf{d} : matriz de dimensão $[(np) \times (2.nb.np)]$, sendo que as $nb \times np$ primeiras colunas são elementos nulos e as subseqüentes também, com exceção das posições correspondentes à barra de referência para cada período k representado por linhas, a qual assume valor unitário.

Deste modo:

$$\mathbf{d} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{0} \quad (3.48)$$

3.3.3 Restrições de Desigualdade

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

a) Limites de Geração de Potência Ativa e Reativa

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

$$\mathbf{Pgh}_{\min} \leq \mathbf{Pgh} \leq \mathbf{Pgh}_{\max} \quad (3.49)$$

$$\mathbf{Qgh}_{\min} \leq \mathbf{Qgh} \leq \mathbf{Qgh}_{\max} \quad (3.50)$$

$$\mathbf{Pgt}_{\min} \leq \mathbf{Pgt} \leq \mathbf{Pgt}_{\max} \quad (3.51)$$

$$\mathbf{Qgt}_{\min} \leq \mathbf{Qgt} \leq \mathbf{Qgt}_{\max} \quad (3.52)$$

onde

\mathbf{Pgh}_{\min} e \mathbf{Pgh}_{\max} : vetores contendo respectivamente os limites mínimos e máximos de geração de potência ativa dos geradores hidráulicos, de dimensão $[nb.np \times 1]$;

\mathbf{Qgt}_{\min} e \mathbf{Qgt}_{\max} : vetores contendo respectivamente os limites mínimos e máximos de geração de potência reativa dos geradores térmicos, de dimensão $[nb.np \times 1]$;

\mathbf{Pgt}_{\min} e \mathbf{Pgt}_{\max} : vetores contendo respectivamente os limites mínimos e máximos de geração de potência ativa dos geradores térmicos, de dimensão $[nb.np \times 1]$;

\mathbf{Qgh}_{\min} e \mathbf{Qgh}_{\max} : vetores contendo respectivamente os limites mínimos e máximos de geração de potência reativa dos geradores hidráulicos, de dimensão $[nb.np \times 1]$.

b) Limites das Magnitudes de Tensão:

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

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

$$|\dot{V}_i|^2 = e_i^2 + f_i^2 \quad (3.53)$$

Para que a equação (3.49) possa ser generalizada em função do vetor \mathbf{x} , realizam-se as seguintes operações:

$$e_i = \mathbf{ve}_i^T \cdot \mathbf{x} \quad (3.54)$$

onde

\mathbf{ve}_i^T : representa i -ésima linha da matriz Γ_e .

Portanto:

$$e_i^2 = (\mathbf{ve}_i^T \cdot \mathbf{x})^T \cdot (\mathbf{ve}_i^T \cdot \mathbf{x}) = (\mathbf{x}^T \cdot \mathbf{ve}_i) \cdot (\mathbf{ve}_i^T \cdot \mathbf{x}) \quad (3.55)$$

Para f_i tem-se

$$f_i = \mathbf{vf}_i^T \cdot \mathbf{x} \quad (3.56)$$

onde

\mathbf{vf}_i^T : representa a i -ésima linha da matriz Γ_f

Portanto:

$$(f_i)^2 = (\mathbf{v}f_i^T \cdot \mathbf{x})^T \cdot (\mathbf{v}f_i^T \cdot \mathbf{x}) = (\mathbf{x}^T \cdot \mathbf{v}f_i) \cdot (\mathbf{v}f_i^T \cdot \mathbf{x}) \quad (3.57)$$

Somando e_i com f_i tem-se:

$$\mathbf{x}^T \cdot \mathbf{N}_i \cdot \mathbf{x} = \mathbf{x}^T \cdot (\mathbf{v}e_i \cdot \mathbf{v}e_i^T + \mathbf{v}f_i \cdot \mathbf{v}f_i^T) \cdot \mathbf{x} \quad (3.58)$$

Sendo que

$$\mathbf{N}_i = \mathbf{v}e_i \cdot \mathbf{v}e_i^T + \mathbf{v}f_i \cdot \mathbf{v}f_i^T \quad (3.59)$$

\mathbf{N}_i : Matriz auxiliar de dimensão $[2.nb.np \times 2.nb.np]$ usada para obtenção da soma ao quadrado das partes reais e imaginárias de cada componente de tensão na barra i .

Para todas as nb barras e np períodos, tem-se, então:

$$\begin{bmatrix} |\dot{V}_1^1|^2 \\ \vdots \\ |\dot{V}_{nb}^1|^2 \\ \ddots \\ |\dot{V}_1^{np}|^2 \\ \vdots \\ |\dot{V}_{nb}^{np}|^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{x}^T \cdot \mathbf{N}_1^1 \\ \vdots \\ \mathbf{x}^T \cdot \mathbf{N}_{nb}^1 \\ \ddots \\ \mathbf{x}^T \cdot \mathbf{N}_{nb}^{np} \\ \vdots \\ \mathbf{x}^T \cdot \mathbf{N}_{nb}^{np} \end{bmatrix} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{V}(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{x} \quad (3.60)$$

onde

$\mathbf{V}(\mathbf{x})$: função matricial de dimensão $(nb.np) \times (2.nb.np)$.

Portanto, a restrição que indica o limite na magnitude de tensão na barra i pode ser escrita como:

$$V_i^k \min^2 \leq \mathbf{x}^T \cdot \mathbf{N}_i^k \cdot \mathbf{x} \leq V_i^k \max^2 \quad i = 1, \dots, nb, \quad e \quad k = 1, \dots, np \quad (3.61)$$

onde $V_i^k \min^2$ e $V_i^k \max^2$ correspondem aos valores mínimo e máximo do quadrado das magnitudes da tensão permitida na barra i e período k . São vetores de dimensão $[nb.np \times 1]$ contendo os limites de magnitudes de tensão.

Logo generalizando tem-se:

$$\mathbf{V}_{\min} \leq \mathbf{V}(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{x} \leq \mathbf{V}_{\max} \quad (3.62)$$

onde

\mathbf{V}_{\min} e \mathbf{V}_{\max} vetores que representam respectivamente os limites mínimos $V_i^k \min^2$ e máximos $V_i^k \max^2$ do quadrado das magnitudes da tensão para todas as nb barras e np períodos, de dimensão $[nb.np \times 1]$;

c) Limites de Fluxos nas Linhas:

Como o problema tem grandes proporções, a monitoração dos limites de fluxo de potência ativa completo requer muito esforço computacional. Assim, adotou-se a formulação do fluxo de potência linearizado, simplificando a monitoração dessa grandeza. Ou seja, os fluxos nas linhas de transmissão são modelados em função apenas das potências ativas injetadas nas barras (PROVENÇANO, 2003). Assim, para cada período tem-se:

$$\mathbf{P}^k = \mathbf{B} \cdot \boldsymbol{\theta}^k \quad (3.63)$$

onde

$\boldsymbol{\theta}^k$: vetor dos ângulos das tensões nodais θ_k ;

\mathbf{P}^k : vetor das injeções líquidas de potência ativa;

\mathbf{B} : matriz tipo admitância nodal e cujos elementos são:

$$B_{km} = -x_{km}^{-1} \quad (3.64)$$

$$B_{kk} = \sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1} \quad (3.65)$$

onde

Ω_k : conjunto das barras vizinhas a barra k .

A matriz B é singular, pois como as perdas de transmissão no modelo linearizado são desprezadas a soma das componentes de \mathbf{P}^k é nula. Ou seja, a injeção de potência em uma barra qualquer pode ser obtida a partir da soma algébrica das demais. Para resolver este problema de singularidade, adotou-se a estratégia de se retirar toda a linha e coluna referente à barra de referência, *ref*. Essa matriz passa a se chamar \mathbf{B}' . Já que o ângulo *ref* é especificado como zero, o vetor θ passa a ficar sem a posição referente a esse ângulo, se chamando θ' . Assim como o vetor \mathbf{P} , cuja posição referente a *ref* também é retirada, passando a se chamar \mathbf{P}' .

Logo para np períodos é necessário definir a matriz \mathbf{B}'_{grande} composta por np matrizes \mathbf{B}' dispostas diagonalmente, a fim de se viabilizar a monitoração dos limites de fluxo nas linhas.

$$\mathbf{B}'_{grande} = \begin{bmatrix} \mathbf{B}' & & \\ & \ddots & \\ & & \mathbf{B}' \end{bmatrix} \quad (3.66)$$

Logo tem-se:

$$\begin{bmatrix} P_1^1 \\ \vdots \\ P_{nb}^1 \\ \vdots \\ P_1^{np} \\ \vdots \\ P_{nb}^{np} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{B}' & 0 & \\ 0 & \mathbf{B}' & \\ & & \ddots & 0 \\ 0 & & & \mathbf{B}' \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \theta_1^1 \\ \vdots \\ \theta_{nb}^1 \\ \vdots \\ \theta_1^{np} \\ \vdots \\ \theta_{nb}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.67)$$

ou de outra forma:

$$\mathbf{P}' = \mathbf{B}'_{grande} \cdot \theta' \quad (3.68)$$

Isolando-se θ' temos:

$$\theta' = (\mathbf{B}'_{grande})^{-1} \cdot \mathbf{P}' \quad (3.69)$$

onde

\mathbf{P}' : Vetor de injeção de potência em todas as barras para todos os períodos, de dimensão $[(nb-1).np \times 1]$;

θ' : Vetor dos ângulos das tensões nodais para todas as barras e períodos, de dimensão $[(nb-1).np \times 1]$;

B'_{grande} : Matriz composta por np matrizes B' dispostas diagonalmente de dimensão $[(nb - 1).np \times (nb - 1).np]$.

Ainda do modelo linearizado sabe-se que fluxo linear para o período k é dado por:

$$FL_{cc}^k = \begin{bmatrix} \frac{1}{x_{L1}} \\ \frac{1}{x_{L2}} \\ \vdots \\ \frac{1}{x_{Ln}} \end{bmatrix} \cdot A_{inc}^k \cdot \theta'^k = \Gamma_{FL} \cdot A_{inc}^k \cdot \theta'^k \quad (3.70)$$

onde

FL_{cc}^k : Vetor de fluxo de potência em todas as “Ln” linhas para o período k , de dimensão $[Ln \times 1]$;

θ'^k : Vetor dos ângulos das tensões nodais para todas as barras no período k , de dimensão $[(nb-1) \times 1]$;

A_{inc} : Matriz de incidência para o período k , de dimensão $[Ln \times (nb-1)]$;

Γ_{FL} : Matriz composta pela reatância de todas as linhas, de dimensão $[Ln \times Ln]$.

Logo para np períodos é necessário definir as matrizes Γ_{FL_grande} e A_{inc_grande} composta como segue:

$$\Gamma_{FL_grande} = \begin{bmatrix} \Gamma_{FL} & 0 & & \\ 0 & \Gamma_{FL} & & \\ & & \ddots & 0 \\ 0 & & & \Gamma_{FL} \end{bmatrix} \quad (3.71)$$

$$A_{inc_grande} = \begin{bmatrix} A_{inc} & 0 & & \\ 0 & A_{inc} & & \\ & & \ddots & 0 \\ 0 & & & A_{inc} \end{bmatrix} \quad (3.72)$$

onde

Γ_{FL_grande} : Matriz composta de matrizes Γ_{FL} dispostas diagonalmente, de dimensão $[np.Ln \times np.Ln]$.

A_{inc_grande} : Matriz composta de matrizes A_{inc} dispostas diagonalmente, de dimensão $[np.nl \times np.(nb-1)]$.

Logo tem-se:

$$FL_{cc} = \Gamma_{FL_grande} \cdot A_{inc_grande} \cdot \theta' \quad (3.73)$$

onde

FL_{cc} : Vetor de fluxo de potência em todas as “Ln” linhas para todos os períodos, de dimensão $[np.nl \times 1]$;

θ' : Vetor dos ângulos das tensões nodais para todas as barras e períodos, de dimensão $[(nb-1).np \times 1]$.

Manipulando as equações 3.69 e 3.65 conclui-se que:

$$FL_{cc} = \Gamma_{FL} \cdot A_{inc} \cdot (B'_{grande})^{-1} \cdot P' = M_{FL} \cdot P' \quad (3.74)$$

Assim pode-se evidenciar através do modelo linearizado que os fluxos de potência ativa nas linhas são calculados diretamente através das potências injetadas nas barras.

Isto é:

$$FL_{cc}(P) = M_{FL} \cdot P' \quad (3.75)$$

onde

$M_{FL} = \Gamma_{FL} \cdot A_{inc} \cdot (B'_{grande})^{-1}$: matriz auxiliar para o cálculo do fluxo linearizado nas linhas em todos os períodos, de dimensão $[(np.nl) \times (np.(nb-1))]$.

Os limites de fluxos de potência ativos circulantes pelas linhas de transmissão são representados por

$$F_{max} = \begin{bmatrix} F_{max_1^1} \\ \vdots \\ F_{max_{nl}^1} \\ \vdots \\ F_{max_1^{np}} \\ \vdots \\ F_{max_{nl}^{np}} \end{bmatrix} \quad (3.76)$$

onde

$F_{max_i}^k$: representa o fluxo de potência ativa máximo na linha i no período k ;

F_{max} : vetor de fluxo de potência ativa máxima de dimensão $[nl.np \times 1]$;

nl : número de linhas.

Os limites de fluxo de potência ativa no sentido oposto F_{min} são tomados como o negativo de F_{max} .

$$F_{min} = -F_{max} \quad (3.77)$$

Logo a restrição operacional de limite de fluxo nas linhas é expressa como:

$$-F_{m\acute{a}x} \leq M_{FL} \cdot P' \leq F_{max} \quad (3.78)$$

d) Limites de Reserva Girante

A reserva de potência representa uma folga de capacidade de geração, necessária para permitir que se mantenha a qualidade de suprimento na ocorrência de manutenções programadas e falhas das unidades geradoras, erros de previsão de carga e necessidade de regulação de frequência do sistema.

Assim, a restrição de reserva girante é a seguinte:

$$\sum_{i \in I} (Pgh_{maxi} + Pgt_{maxi}) - (Pgh_i^k + Pgt_i^k) \geq Res^k \quad \text{para } k=1, \dots, np \quad (3.79)$$

onde

I : conjunto de usinas associadas à reserva girante.

Res^k : reserva girante para o subconjunto de usinas especificadas para o período k .

A restrição de reserva girante determina que em um determinado período k , a produção máxima e a atual de um determinado subconjunto de usinas (que corresponde á reserva girante daquele subconjunto de usinas), deve ser maior ou igual a um valor pré-estabelecido, aqui denominado de Res^k .

Como o Método de Pontos Interiores versão Primal-Dual vem obtendo excelente desempenho em problemas de FPO inseridos em PD, tanto em termos de eficiência como de robustez, conforme Chiavegato (2001), o mesmo

foi selecionado nesse trabalho. O algoritmo do mesmo encontra-se descrito no Anexo A.

3.3.4 Estratégia para Consideração do Limite de Transmissão

A consideração de restrição de fluxo de potência ativa consiste na incorporação de duas restrições (limite máximo de fluxo e limite mínimo de fluxo) para cada linha, tal abordagem devido à grande quantidade de linhas e grande número de períodos considerados no PD, torna a restrição de fluxo muito custosa computacionalmente.

A fim de contornar essa questão, ou seja, para um melhor desempenho computacional, propõe-se uma estratégia semelhante à apresentada em CEPEL (2003), que é baseada em dois Pré-despachos complementares, conforme a Figura 3.1.

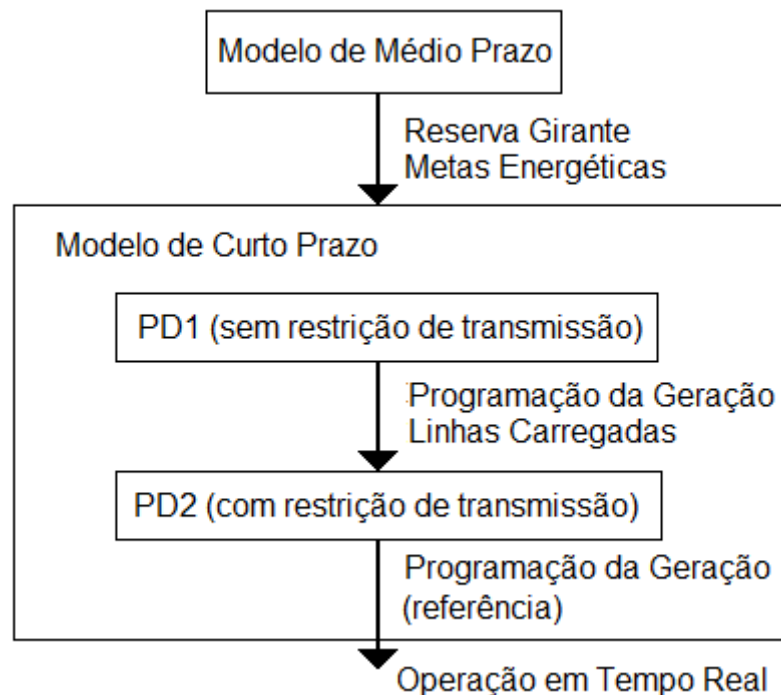


Figura 3.1: Estratégia para Consideração do Limite de Transmissão

Primeiramente, executa-se o Pré Despacho denominado “PD1”, onde se desconsidera os limites de fluxos ativos nas linhas de transmissão. Após a convergência, é realizado o cálculo dos fluxos de potência ativa entre as barras (linhas de transmissão) em todos os períodos, encontrando assim a magnitude

e sentido do fluxo de potência ativa em todas as linhas de transmissão em todos os períodos. Em seguida, é realizada uma varredura de quais linhas se encontram sobrecarregadas.

A partir da solução do PD1 e do conhecimento de quais linhas se encontram carregadas, um novo Pré Despacho denominado, “PD2”, é realizado, considerando agora os limites de fluxo somente nas linhas de transmissão que se encontram sobrecarregadas.

3.4 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Finalizando, o modelo de pré-despacho pode ser expresso da seguinte forma:

$$f.o. = w_c \cdot \mathbf{u}' \cdot \mathbf{c}(\mathbf{Pgt}) + w_p \cdot \mathbf{u}' \cdot (\mathbf{Pgt} + \mathbf{Pgh} - \mathbf{Pd})$$

s.a

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

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

$$\mathbf{d} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{0}$$

$$\mathbf{Pgh}_{\min} \leq \mathbf{Pgh} \leq \mathbf{Pgh}_{\max}$$

$$\mathbf{Qgh}_{\min} \leq \mathbf{Qgh} \leq \mathbf{Qgh}_{\max}$$

$$\mathbf{Pgt}_{\min} \leq \mathbf{Pgt} \leq \mathbf{Pgt}_{\max}$$

$$\mathbf{Qgt}_{\min} \leq \mathbf{Qgt} \leq \mathbf{Qgt}_{\max}$$

$$\mathbf{V}_{\min} \leq \mathbf{V}(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{x} \leq \mathbf{V}_{\max}$$

$$-\mathbf{F}_{\max} \leq \mathbf{M}_{FL} \cdot \mathbf{P} \leq \mathbf{F}_{\max}$$

$$\sum_{k=1}^{np} \mathbf{Pghi}^k \leq \mathbf{M}_i \quad \text{para } i = 1, \dots, ngh$$

$$\sum_{i \in I} (\mathbf{Phid}_{\max_i} + \mathbf{Pter}_{\max_i} - \mathbf{Ph}_i - \mathbf{Pt}_i)^k \geq \mathbf{Res}^k \quad \text{para } k = 1, \dots, np$$

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi apresentada a formulação matemática do PD proposto incluindo considerações gerais, dados de entrada e de controle, variáveis de otimização, restrições de igualdade e de desigualdade.

A resolução do PD proposto fornece uma programação de geração de potência ativa e reativa de cada usina termelétrica e hidrelétrica para cada intervalo de tempo do próximo dia, considerando os gargalos do sistema de transmissão e magnitudes de tensão nas barras.

No próximo capítulo estão apresentados os resultados numéricos pertinentes ao PD proposto.

4. EXPERIMENTOS COMPUTACIONAIS

Este capítulo apresenta os resultados dos experimentos computacionais obtidos pela metodologia proposta nesta dissertação, a qual foi implementada na plataforma Matlab.

Os testes foram realizados utilizando um computador com processador Intel CORE2 DUO modelo E6320, com 2 Gb de memória RAM e sistema operacional Microsoft Windows XP.

Os resultados são apresentados para dois sistemas: Sistema-5 barras (STEVENSON, 1982) e Paraná-291 barras, considerados respectivamente de pequeno e médio porte.

Para a abordagem dos resultados foram escolhidos quatro cenários diferentes para o Sistema-5 e dois para o sistema Paraná-291.

- Sistema-5:
 - Primeiro cenário: caso base referência para análise do segundo terceiro e quarto cenário;
 - Segundo cenário: redução no limite de transmissão de potência ativa;
 - Terceiro cenário: redução da meta energética;
 - Quarto cenário: aumento da reserva girante.
- Paraná-291:
 - Cenário Úmido: período úmido (metas energéticas grandes para as usinas hidrelétricas);
 - Cenário Seco: período seco (metas energéticas pequenas para as usinas hidrelétricas).

Nos experimentos computacionais foram introduzidas algumas modificações (limites de transmissão de potência ativa, redução da meta energética e aumento da reserva girante), permitindo a observação e análise do comportamento da solução sob diferentes configurações (cenários) do sistema.

A função multi-objetivo (3.43) contém dois parâmetros w_c e w_p que ponderam duas funções objetivo: minimização da função custo das

termelétricas e perdas elétricas, respectivamente.

Nos experimentos computacionais apresentados neste capítulo, foi atribuído valor 1, para os dois parâmetros w_c (custo das termelétricas) e w_p (perdas elétricas), pois os valores dessas funções objetivos estão na mesma ordem de grandeza (valores a serem apresentados no próximo item de resultados). Desta maneira não são priorizados nenhum dos critérios da função objetivo.

4.1 SISTEMA DE 5 BARRAS

Os dados do sistema de 5 barras encontram-se no Anexo B e o diagrama unifilar na Figura 4.1.

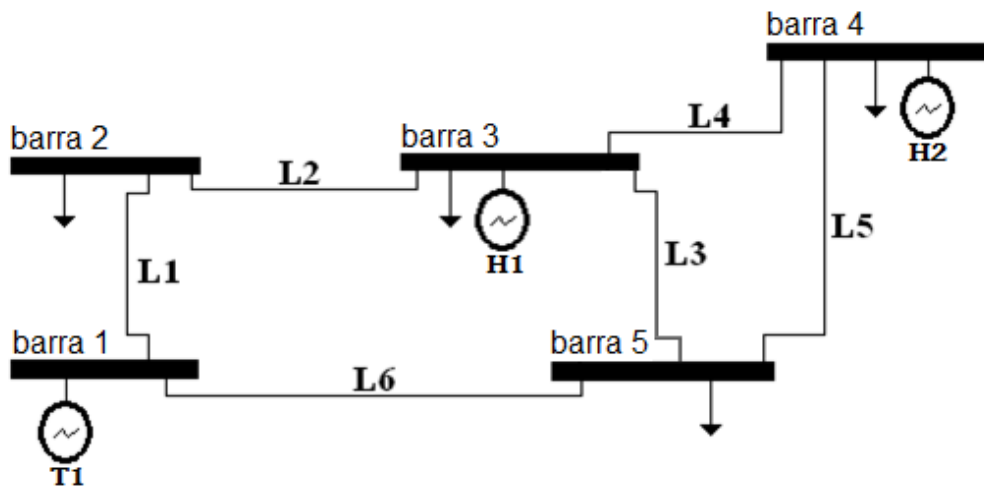


Figura 4.1 Sistema- 5 barras

Cenário 1: Este primeiro cenário serve de referência para a análise dos experimentos computacionais utilizando o Sistema-5. O primeiro cenário apresenta como diferencial limites relaxados de transmissão e uma pequena restrição de reserva girante.

Os principais dados referentes ao cenário 1, estão agrupados na Figura 4.2 (Pré-Despacho Hidrotérmico para o caso base), Figura 4.3 (perfil de tensão), Tabela 4.1 (fluxo de potência ótimo no período de carga pesada), Tabela 4.2 (balanço de potência ativa para o conjunto de todos os períodos) e Tabela 4.3 (dados de convergência).

O pré-despacho obtido com a metodologia proposta é apresentado na Figura 4.2, cujo eixo da abscissa representa cada um dos 24 períodos, e o eixo da ordenada os valores de geração de potência ativa obtida com o modelo de pré-despacho bem como o valor total da carga ativa (demanda).

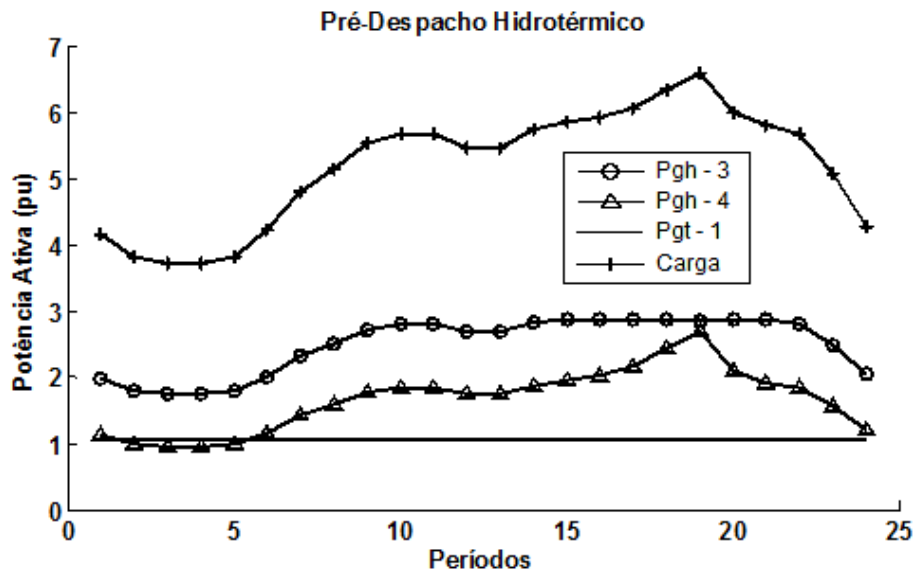


Figura 4.2: Pré-Despacho do Caso Base

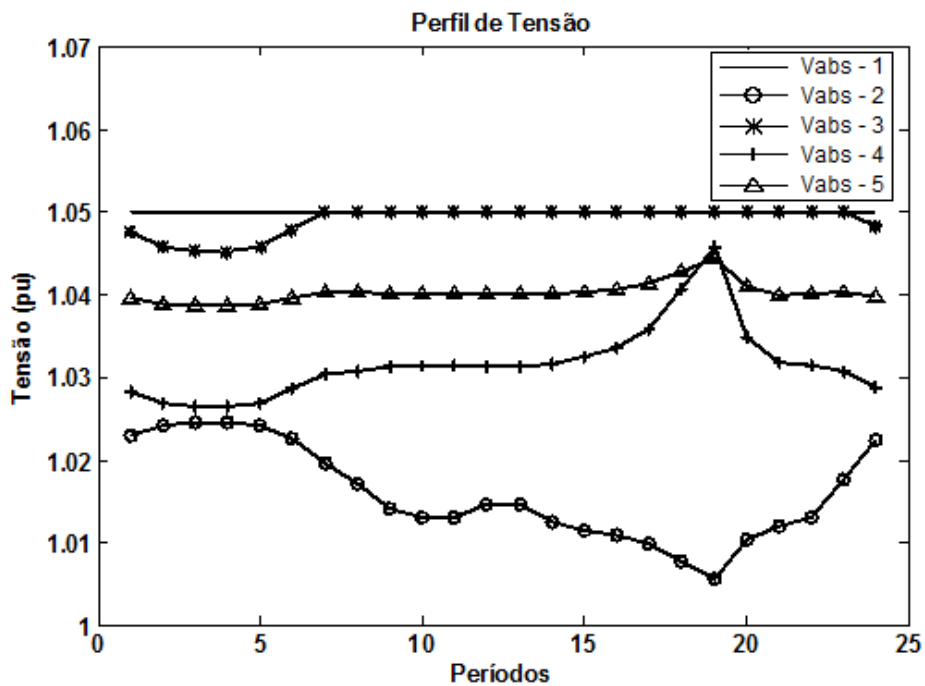


Figura 4.3: Perfil de tensão do caso base

Como apresentado no Capítulo 2, devido à restrição de acoplamento (meta energética para usinas hidrelétricas) o PD de um sistema hidrotérmico consiste de um agrupamento de problemas de fluxo de potência ótimo (FPO), um para cada período de tempo. Assim a apresentação de todos os resultados do fluxo de potência ótimo (tensões e respectivos ângulos e demanda ativa e reativa em todas as barras, gerações de potência ativa e gerações de potência reativa para todas as usinas hidrelétricas e usinas termelétricas) tornar-se-ia didaticamente maçante para os 24 períodos considerados, por isso a Tabela 4.1 apresenta apenas o resultado do FPO para a décima nona hora, inserida no intervalo de carga pesada.

Tabela 4.1 Fluxo de Potência Ótimo para o período de carga pesada (período 19)

Barra	Tensão [pu]	Ângulo [graus]	Pg Térmica [pu]	Qg Térmica [pu]	Pg Hidráulica [pu]	Qg Hidráulica [pu]	Pd Demanda [pu]	Qd Demanda [pu]
1	1.0500	0	1.0700	0.0840	0	0	0	0
2	1.0056	-6.5888	0	0	0	0	1.5	0.2
3	1.0500	-1.5519	0	0	2.8680	0.2044	2	0
4	1.0458	-1.9642	0	0	2.7060	0.0835	2.7	0.1
5	1.0443	-2.1221	0	0	0	0	0.4	0

A Tabela 4.2 apresenta o balanço de potência ativa e potência reativa total (soma para todos os períodos) e os valores das funções objetivos: minimização de perdas e de custo. Observa-se que o valor das perdas totais é de 0,9402 pu e a de custo é de \$ 3,2849, não justificando utilização de pesos w_c e w_p diferentes de 1.

Tabela 4.2. Balanço de Potência Ativa para Pré-Despacho (Todos os Períodos) – Caso 1

\sum Pgh Hidrelétrica [pu]	\sum Pgt Térmica [pu]	\sum Pgh + \sum Pgt [pu]	\sum Pd Demanda [pu]	\sum Perdas Transmissão [pu]	Custo Total Térmicas
100	25,6802	125,6802	124,7400	0,9402	3,2849

Há algumas peculiaridades do Método de Pontos Interiores utilizado que são:

- o número de iterações para convergência do problema depende do valor inicial dado ao parâmetro barreira, sendo que o valor ideal para μ inicial depende do sistema;

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

A Tabela 4.3 apresenta a influência dos parâmetros μ^o e β no número de iterações. Foram feitas simulações para várias combinações de valores para μ^o e β .

Tabela 4.3. Dados de Convergência:

Número de Iterações	Tempo até Convergência [s]	mi inicial	beta
14	1,25	0,01	12,5
14	1,23	0,01	5
12	1,11	0,01	1
14	1,12	0,1	12,5
14	1,22	0,1	5
13	1,19	0,1	1

Para este sistema de 5 barras, recomenda-se o valor de $\mu^o = 0,01$ e β igual a 1.

Análise das restrições e desempenho do PD no Cenário 1:

- a) Figura 4.2 - Pré-Despacho do Caso Base
 - a. Para cada período individual de tempo, a soma das gerações das usinas é igual a demanda do sistema;
 - b. Como esperado, a usina termelétrica gera na base e as usinas hidrelétricas acompanham a evolução da demanda no tempo;
- b) Figura 4.3 - Perfil de tensão do caso base
 - a. A tensão em todos os períodos se mantém dentro dos limites estabelecidos expressos no Anexo B (limite máximo de tensão 1.05 pu e limite mínimo 0,95 pu).
- c) Tabela 4.4 – Fluxo de potência ótimo para o período de carga pesada
 - a. Os limites mínimos e limites máximos das variáveis elétricas (Anexo B) são respeitados.
- d) Tabela 4.2 – Balanço de potencia ativa para o Pré-Despacho

a. Esta tabela ilustra que, a soma das gerações de todas as usinas em todos os períodos é igual à soma da demanda de potência de todas as barras em todos os períodos mais as perdas.

e) Tabela 4.3 – Dados de Convergência

a. Os dados de convergência expressam que com pouco esforço computacional o algoritmo convergiu, tal fato é ilustrado através do número de iterações e tempo computacional baixos, segundo Tabela 4.3.

Cenário 2: Partindo da mesma configuração do cenário 1, mas agora restringindo o fluxo nas linhas de transmissão L5 e L6 da Figura 4.1, de 10 para 0,5 pu na linha L5, e de 7,93 pu para 0,5 pu na linha L6.

O PD do cenário 2 é apresentado na Figura 4.4, o perfil de tensão resultante é apresentado na Figura 4.5, fluxo de potência ótimo no período de carga pesada na Tabela 4.4, o balanço de potência na Tabela 4.5 e os dados de convergência na Tabela 4.6.

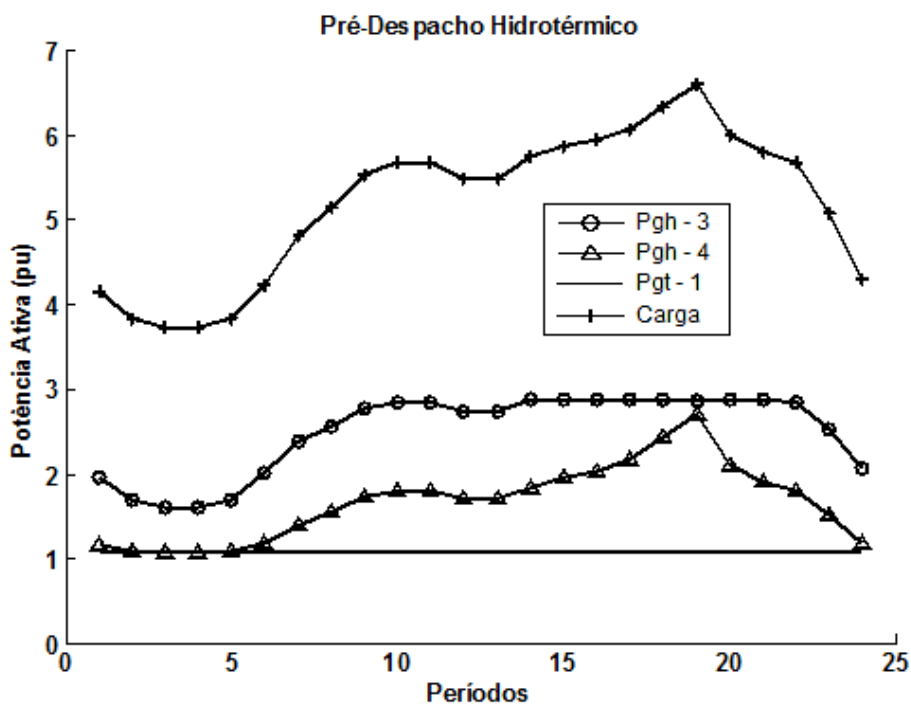


Figura 4.4: PD com restrição forçada fluxo de potência ativa

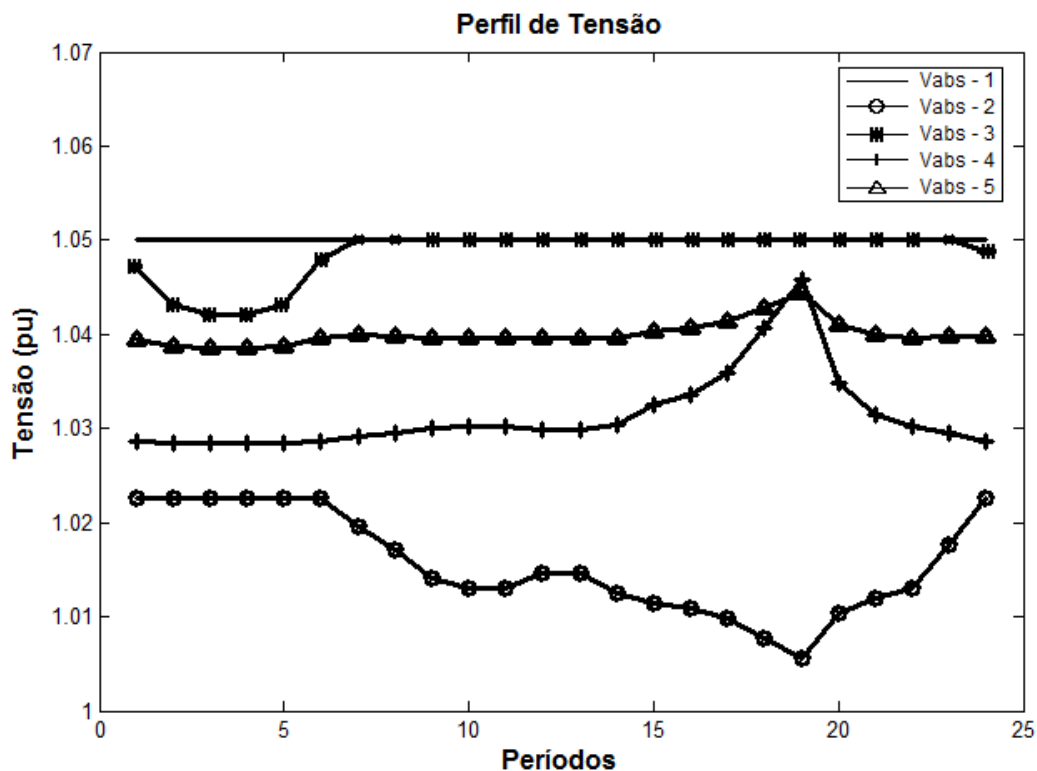


Figura 4.5: Perfil de tensão do caso 2

Tabela 4.4 Fluxo de Potência Ótimo para o período 19 (Carga pesada) – Caso 2

Barra	Tensão [pu]	Ângulo [graus]	Pg Térmica [pu]	Qg Térmica [pu]	Pg Hidráulica [pu]	Qg Hidráulica [pu]	Pd Demanda [pu]	Qd Demanda [pu]
1	1,0500	0	1,0701	0,0840	0	0	0	0
2	1,0056	-6,5891	0	0	0	0	1,5	0,2
3	1,0500	-1,5525	0	0	2,8680	0,2045	2	0
4	1,0458	-1,9655	0	0	2,7059	0,0835	2,7	0,1
5	1,0443	-2,1228	0	0	0	0	0,4	0

Tabela 4.5. Balanço de Potência Ativa para Pré-Despacho (Todos os Períodos) – Caso 2

\sum Pgh Hidrelétrica [pu]	\sum Pgt Térmica [pu]	\sum Pgh + \sum Pgt [pu]	\sum Pd Demanda [pu]	\sum Perdas Transmissão [pu]	Custo Total Térmicas
100	25,6836	125,6836	124,7400	0,9436	3,2855

Tabela 4.6. Dados de Convergência – Caso 2

Número de Iterações	Tempo até Convergência [s]	mi inicial	beta
20	1,64	0,01	1

Análise das restrições e desempenho do PD no cenário 2:

Através dos dados agrupados na Figura 4.4, Figura 4.5 e Tabela 4.4 a Tabela 4.6, conclui-se que a análise das restrições e do desempenho do cenário 1, também se aplica ao cenário 2.

Comparação entre cenário 2 e cenário 1:

Para a análise dos resultados do cenário 2, foram utilizados os dados do cenário 1, pois o cenário 1 é utilizado como referência para o sistema IEEE5.

Através da comparação entre os dois cenários observa-se que os pré-despachos são muito parecidos e que a restrição forçada de transmissão obriga o PD a se adequar à restrição de fluxo, e devido ao aumento do grau de restrição, conforme dados da Tabela 4.7, há aumento das perdas elétricas (+0,4%) do número de iterações (+66%) e tempo computacional (+60%).

Tabela 4.7 Análise comparativa do cenário 2

	Perdas (pu)	Iterações	Tempo (s)
Cenário 1	0,9402	12	1,11
Cenário 2	0,9436	20	1,64
Diferença Percentual	0,4%	66%	48%

Cenário 3: Partindo da mesma configuração do cenário 1, mas agora diminuindo a meta energética da usina hidrelétrica 3, de 60 pu para 40 pu, chega-se ao pré-despacho representado apresentado na Figura 4.6, cujo perfil de tensão resultante é apresentado na Figura 4.7, o fluxo de potência ótimo no período de carga pesada na Tabela 4.8, o balanço de potência na tabela 4.9 e os dados de convergência na Tabela 4.10.

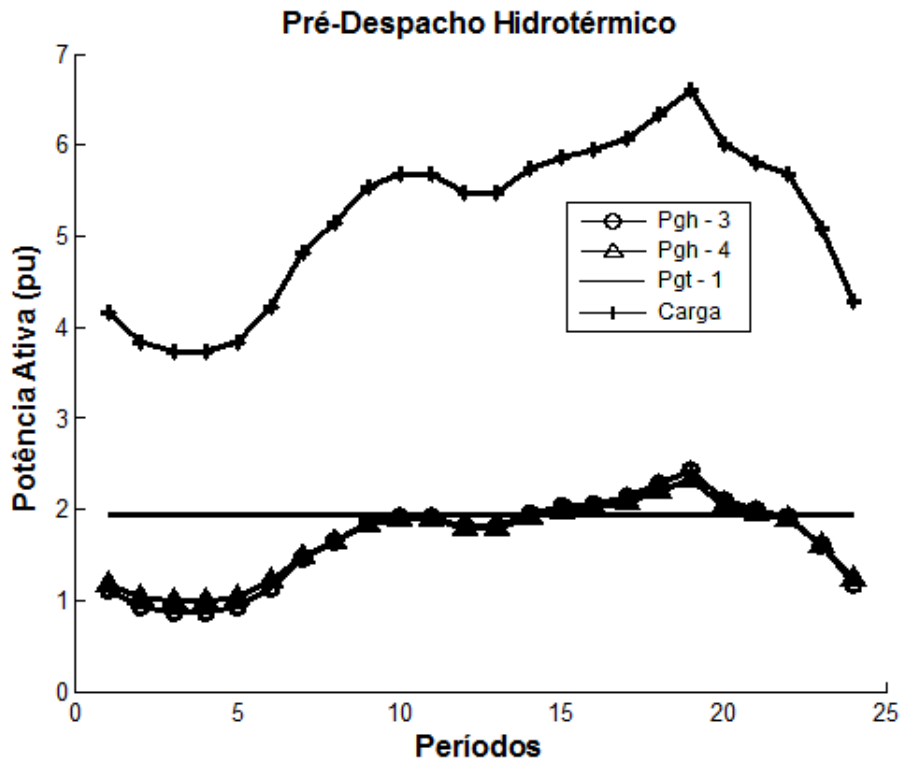


Figura 4.6: PD com diminuição da meta energética de uma usina hidrelétrica

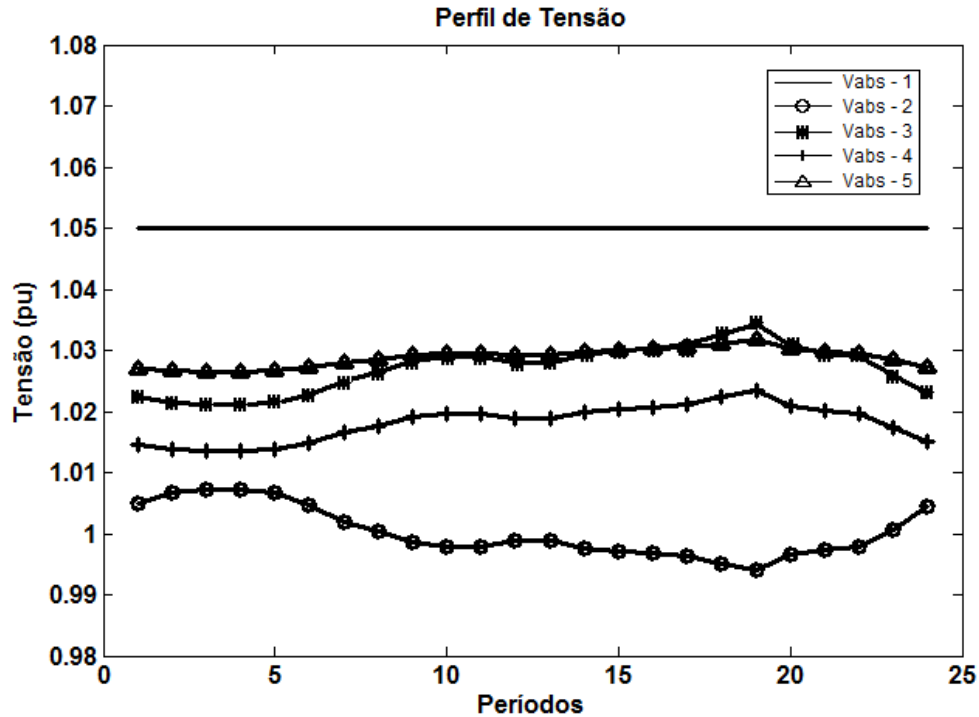


Figura 4.7: Perfil de tensão do caso 3

Tabela 4.8. Fluxo de Potência Ótimo para o período 19 (Carga pesada) - Caso 3

Barra	Tensão [pu]	Ângulo [graus]	Pg Térmica [pu]	Qg Térmica [pu]	Pg Hidráulica [pu]	Qg Hidráulica [pu]	Pd Demanda [pu]	Qd Demanda [pu]
1	1,0500	0	1,9399	0,1288	0	0	0	0
2	0,9941	-9,7033	0	0	0	0	1,5	0,2
3	1,0343	-6,6851	0	0	2,4255	0,2572	2	0
4	1,0235	-7,6486	0	0	2,3141	0,1238	2,7	0,1
5	1,0318	-5,7060	0	0	0	0	0,4	0

Tabela 4.9.. Balanço de Potência Ativa para Pré-Despacho (Todos os Períodos) - Caso 3

\sum Pgh Hidrelétrica [pu]	\sum Pgt Térmica [pu]	\sum Pgh + \sum Pgt [pu]	\sum Pd Demanda [pu]	\sum Perdas Transmissão [pu]	Custo Total Térmicas
80	46,5567	126,5567	124,7400	1,8167	7,6428

Tabela 4.10. Dados de Convergência – Caso 3

Número de Iterações	Tempo até Convergência [s]	mi inicial	beta
9	0,91	0,01	1

Analise das restrições e desempenho do PD no cenário 3:

Através dos dados agrupados na Figura 4.6, Figura 4.7 e Tabela 4.8 a Tabela 4.10, conclui-se que a análise das restrições e desempenho do cenário 1, também aplica-se ao cenário 3.

Comparação do cenário 3 com o cenário 1:

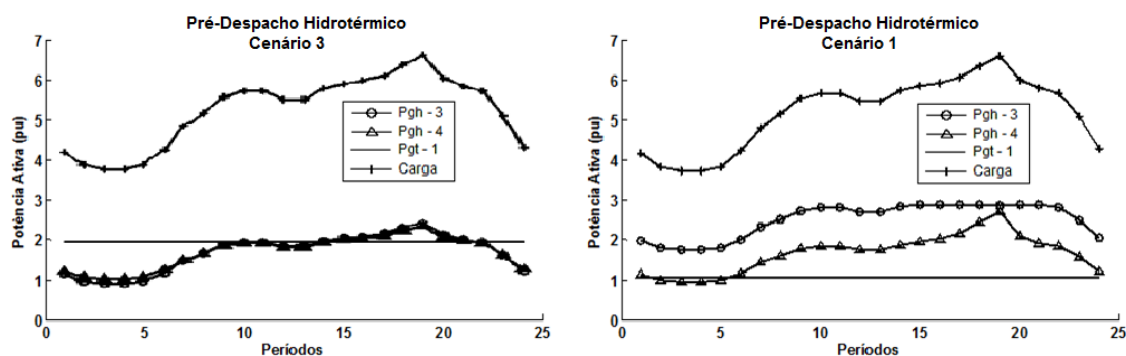


Figura 4.8: Comparação entre o cenário 3 e cenário 1.

Tabela 4.11. Redução da Meta energética

Meta Energética	Cenário 1	Cenário 2	Diferença Percentual
Hidrelétrica 3 (pu)	60	40	- 33%
Hidrelétrica 4 (pu)	40	40	0%

A comparação entre o PD dos cenários 3 e o PD do cenário 1 é exposta na Figura 4.8, onde é possível observar que a diminuição da meta energética, Tabela 4.11, da usina hidrelétrica 3, de 60 pu para 40 pu, resulta em um pré-despacho do cenário 3 muito diferente do cenário 1.

No cenário 3, a geração horária da usina hidrelétricas 3 e a geração horária da usina hidrelétrica 4 são muito parecidos, isto se deve ao fato da meta energética da usina hidrelétrica 3 e a meta energética da usina hidrelétrica 4, serem exatamente iguais (40 pu).

Devido a diminuição da meta energética da usina hidrelétrica 3, a usina termelétrica obriga-se a despachar maior potência de maneira atender a demanda de energia da carga, aumentando o gasto com combustível.

Para o sistema de teste IEEE5 o aumento da geração termelétrica resultou em aumenta das perdas elétricas, pois neste sistema elétrico a usina

termelétrica se encontra mais longe eletricamente da carga do que as usinas hidrelétricas.

Cenário 4: Partindo da mesma configuração do cenário 1, mas agora incrementando o valor da reserva girante de 2% para 6%, chega-se ao pré-despacho apresentado na Figura 4.9, cujo perfil de tensão resultante é apresentado na Figura 4.10, o fluxo de potência ótimo no período de carga pesada na Tabela 4.12, o balanço de potência na Tabela 4.13 e os dados de convergência na Tabela 4.14.

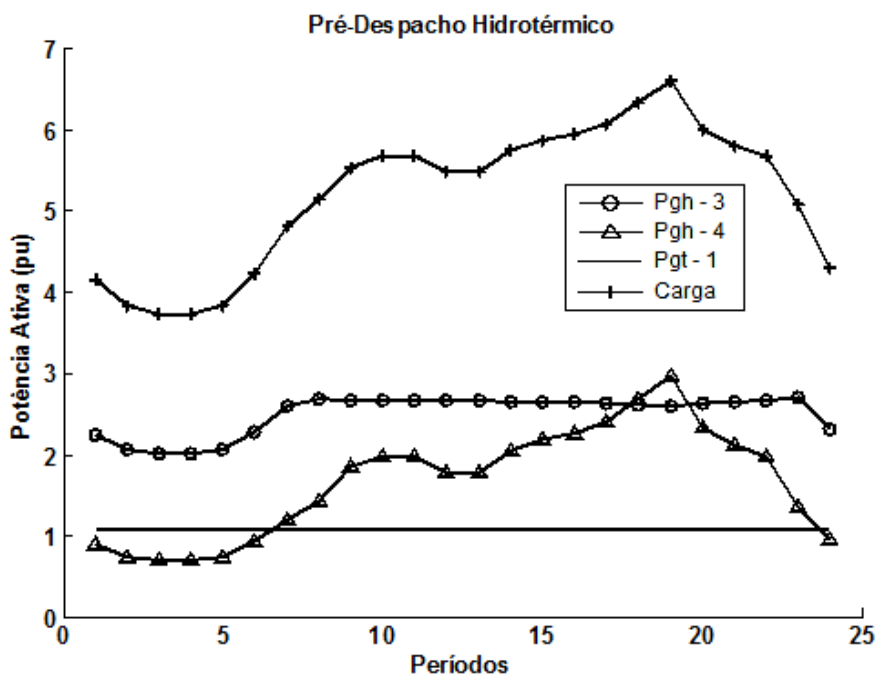


Figura 4.9: Aumento da Reserva Girante

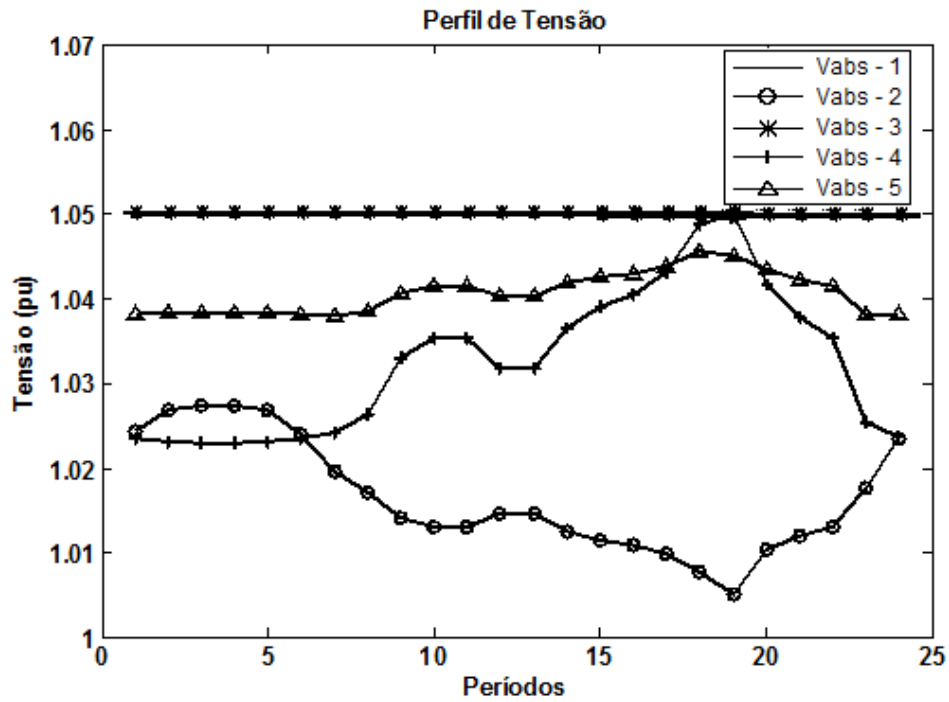


Figura 4.10: Perfil de tensão do caso 4

Tabela 4.12 Fluxo de Potência Ótimo para o período 19 (Carga pesada) – Caso 4

Barra	Tensão [pu]	Ângulo [graus]	Pg Térmica [pu]	Qg Térmica [pu]	Pg Hidráulica [pu]	Qg Hidráulica [pu]	Pd Demanda [pu]	Qd Demanda [pu]
1	1,0500	0	1,0726	0,0847	0	0	0	0
2	1,0050	-7,0742	0	0	0	0	1,5	0,2
3	1,0494	-2,3915	0	0	2,6040	0,2440	2	0
4	1,0500	-0,7960	0	0	2,9693	0,0488	2,7	0,1
5	1,0451	-1,7914	0	0	0	0	0,4	0

Tabela 4.13. Balanço de Potência Ativa para Pré-Despacho (Todos os Períodos) – Caso 4

\sum Pgh Hidrelétrica [pu]	\sum Pgt Térmica [pu]	\sum Pgh + \sum Pgt [pu]	\sum Pd Demanda [pu]	\sum Perdas Transmissão [pu]	Custo Total Térmicas
100	25,7428	125,7428	124,7400	1,0028	3,2957

Tabela 4.14. Dados de Convergência – Caso 4

Número de Iterações	Tempo até Convergência [s]	mi inicial	beta
13	1,14	0,01	1

Análise das restrições e desempenho do PD no cenário 4:

Através dos dados agrupados na Figura 4.9, Figura 4.10 e Tabela 4.12 a Tabela 4.14, conclui-se que a análise das restrições e desempenho do cenário 1, também aplica-se ao cenário 3.

Comparação do cenário 4 com o cenário 1:

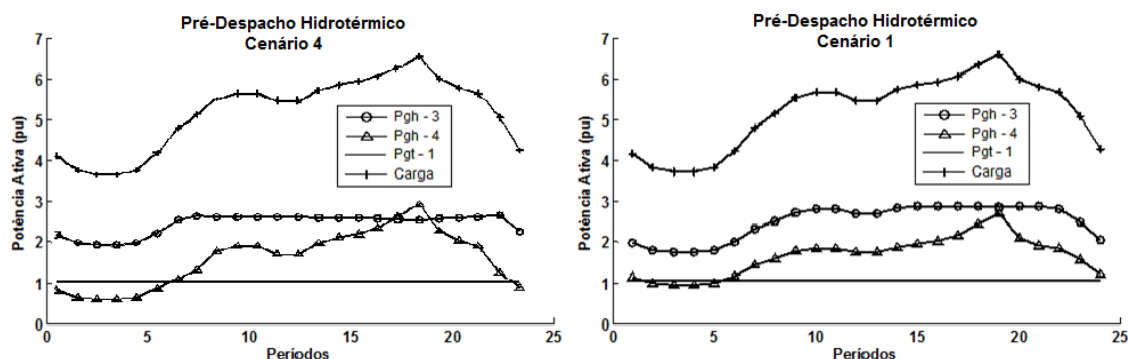


Figura 4.11: Comparação entre cenário 4 e cenário 1

Tabela 4.15. Aumento da Reserva Energética

	Cenário 1	Cenário 4	Aumento Percentual
Reserva Energética	2%	6%	200%

A comparação entre o PD do cenário 4 e PD do cenário 1 exposta na Figura 4.11, com aumento da reserva energética alocada na usina hidrelétrica 3 (Tabela 4.15), de 2 para 6%, resulta em um pré-despacho do cenário 4 muito próximo cenário 1.

Comparando a geração horária da usina hidrelétricas 3, no cenário 4 e no cenário 1, observa-se que a potência da usina hidrelétrica 3 no período de carga pesada é reduzida e no período de carga leve a potência é aumentada, desta forma o PD respeita restrição de reserva energética e ao mesmo tempo utiliza de forma ótima a meta energética disponível para a usina hidrelétrica 3.

Devido ao aumento da restrição de reserva girante ocorre o aumento da perda elétrica e também do custo operacional.

4.2 SISTEMA DE 291 BARRAS

O sistema Paraná-291 é um sistema reduzido proveniente do sistema elétrico do estado do Paraná situado na região sul do sistema elétrico brasileiro, sendo que os seus dados encontram-se no Anexo B.

A curva de carga típica utilizada foi retirada do relatório de consolidação da previsão de carga – Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo – PEL 2009-2010, carga típica para o sistema sul área Paraná (**curva maio** de 2009), que se encontra disponível no site do Operador Nacional do Sistema elétrico (ONS), que é reproduzida na Figura 4.12.

Faz-se necessário evidenciar que através da Figura 4.12 foi retirado um fator de multiplicação que associado a um vetor de carga, compõem a carga de todas as barras em todos os períodos do sistema Paraná-291.

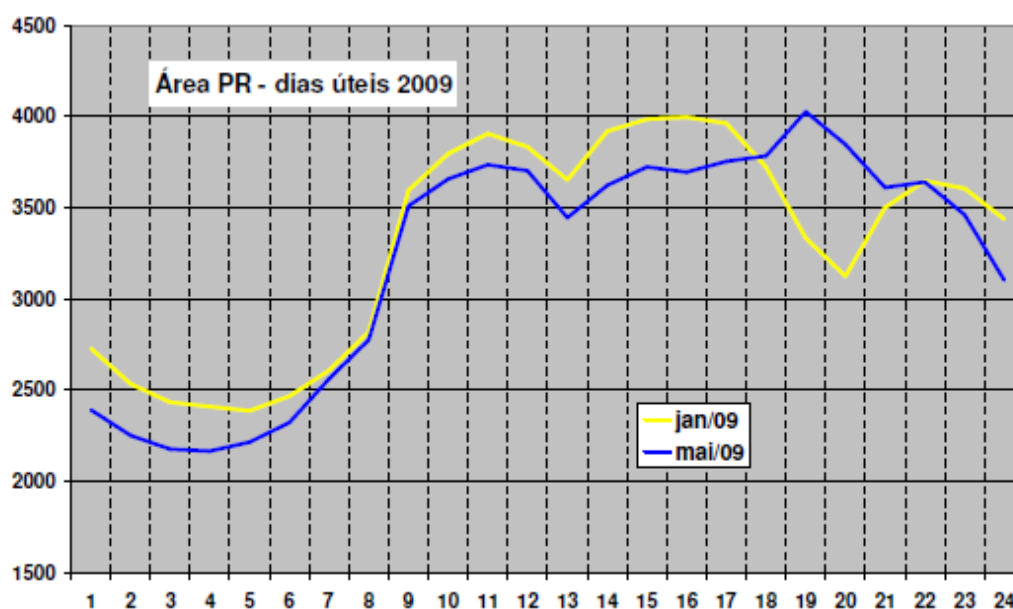


Figura 4.12: Curva de Carga Típica do Estado do Paraná

Neste trabalho optou-se por apresentar apenas dois cenários para o sistema de 291 barras, um cenário representando o período chuvoso (meta energética alta), e outro representando o período seco (meta energética baixa):

Nas simulações do sistema Paraná- 291 a reserva girante foi definida em 1% da demanda total por período, para todos os 24 períodos ($Res^k = 1\%$, para $k=1, \dots, 24$), e foi alocada em todas as usinas do sistema.

Cenário Úmido: Dos dados do Anexo B, chega-se ao pré-despacho apresentado na Figura 4.13, que para fins de representação na Figura 4.14 apenas as três maiores usinas hidrelétricas e termelétricas são representadas.

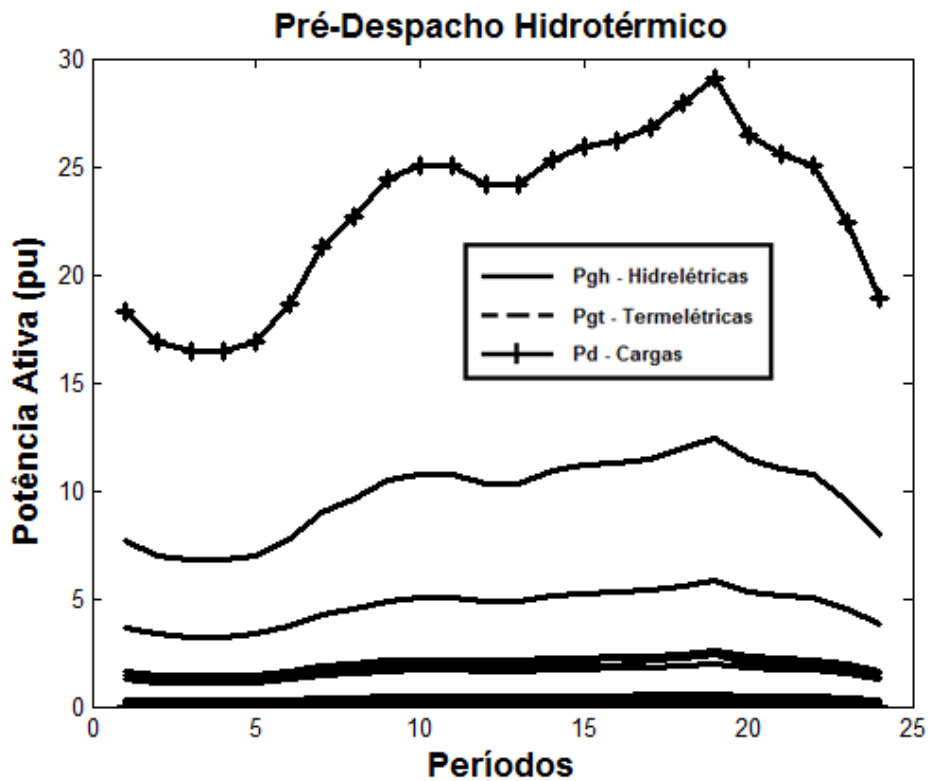


Figura 4.13: PD Hidrotérmico Sistema Paraná-291 barras

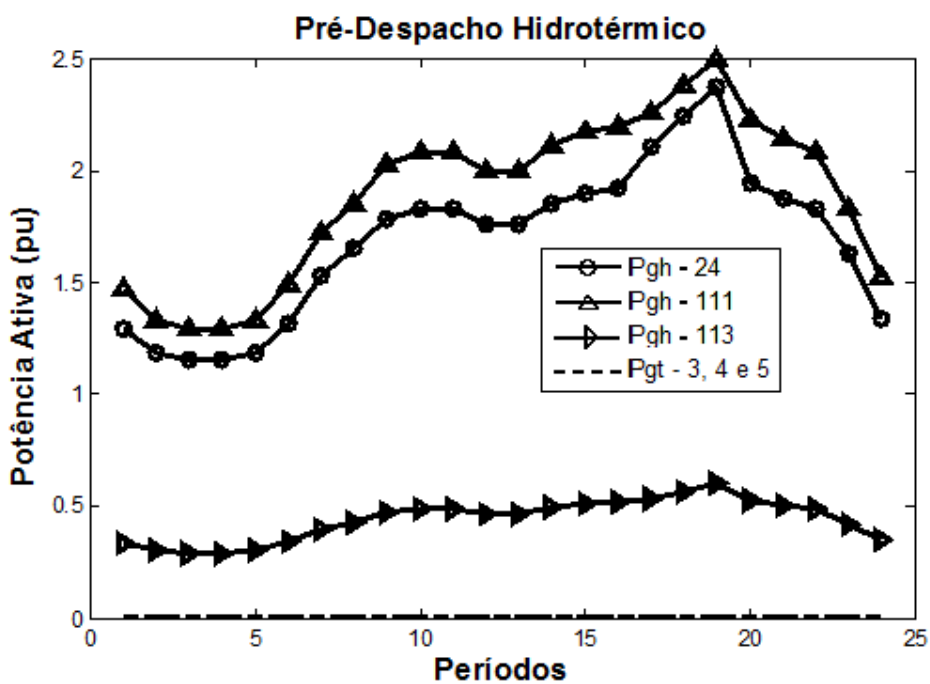


Figura 4.14: Ampliação do gráfico do PD Hidrotérmico Paraná-291 barras

As usinas hidráulicas: Pgh 24 corresponde ao despacho de 3 geradoras da Usina Ney Braga, Pgh 111 e 113 correspondem ao despacho de 2 e 3 unidades geradoras da Usina Salto Osório, respectivamente.

Já as usinas térmicas: Pgt 3 corresponde ao despacho da usina Capivara, Pgt 4 corresponde ao despacho da usina Rosana e Pgt 5 corresponde ao despacho da usina Salto Grande. Salienta-se que essas usinas na realidade são hidráulicas e no estudo foram alocadas como térmicas, a fim de dar diversidade na análise.

Tabela 4.16. Balanço de Potência Ativa para Pré-Despacho (Todos os Períodos) - Úmido

\sum Pgh Hidrelétrica [pu]	\sum Pgt Térmica [pu]	\sum Pgh + \sum Pgt [pu]	\sum Pd Demanda [pu]	\sum Perdas Transmissão [pu]	Custo Total Térmicas
559,8129	0	559,8129	549,8587	9,9542	0

A Tabela 4.17 apresenta a influência dos parâmetros μ^0 e β no número de iterações. Foram feitas simulações para várias combinações de valores para μ^0 e β .

Tabela 4.17. Dados de Convergência - Úmido

Número de Iterações	Tempo até Convergência [s]	mi inicial	beta
28	700,69	0,01	12,5
26	662,94	0,01	5
21	560,64	0,01	1
27	658,79	0,1	12,5
25	641,86	0,1	5
23	596,20	0,1	1

Também para o caso de 291 barras, recomenda-se o valor de $\mu^0 = 0,01$ e β igual a 1.

Análise do PD no Cenário Chuvoso:

Segundo a Tabela 4.13, observa-se que a geração das usinas termelétricas é zero. Tal fato ocorre porque as metas energéticas das usinas hidrelétricas são suficientes para suprir a demanda sem necessidade de complementação de energia por parte das usinas termelétricas.

Cenário Seco: Dos dados do Anexo B, chega-se ao pré-despacho apresentado na Figura 4.15. A fim de facilitar a visualização, apenas as três maiores usinas hidrelétricas e termelétricas são representadas (Figura 4.16).

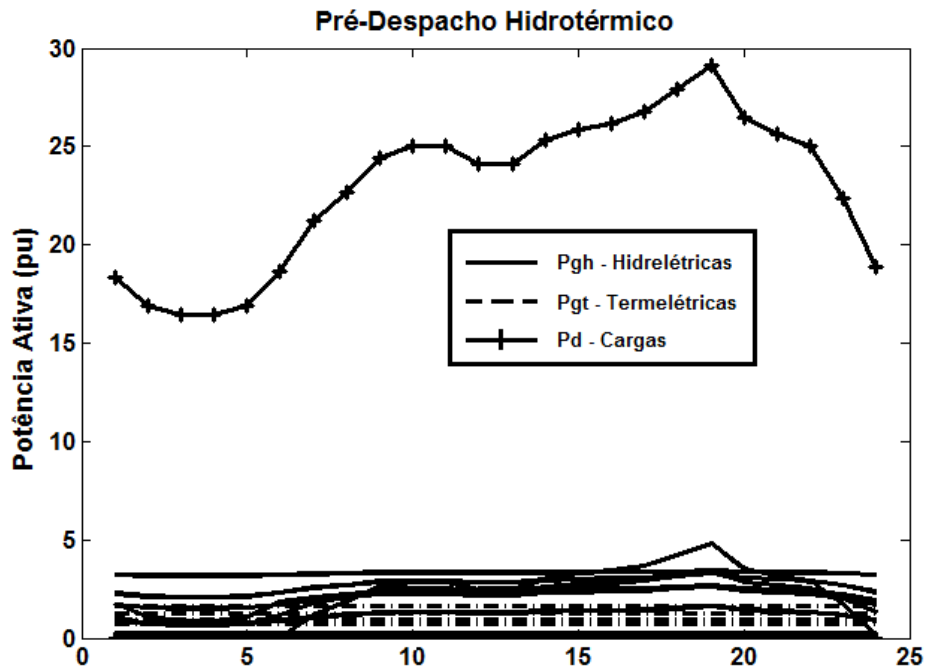


Figura 4.15: PD Hidrotérmico sistema Copel de 291 barras, Período seco

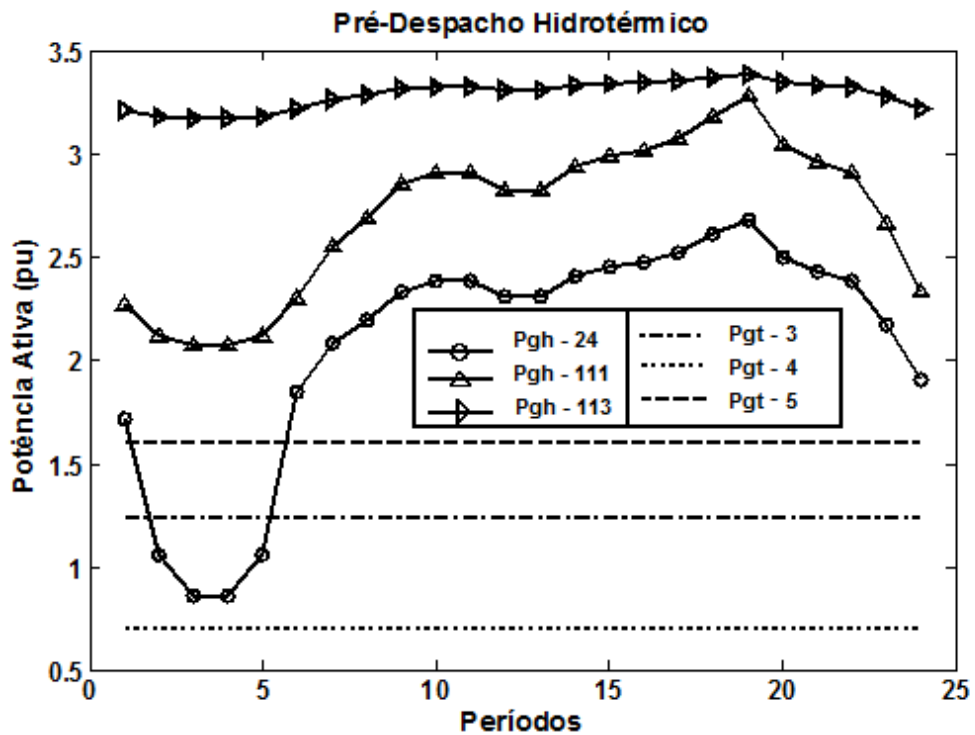


Figura 4.16: PD Hidrotérmico Sistema Paraná-291 barras

Tabela 4.18. Balanço de Potência Ativa para Pré-Despacho (Todos os Períodos)- Seco

\sum Pgh Hidrelétrica [pu]	\sum Pgt Térmica [pu]	\sum Pgh + \sum Pgt [pu]	\sum Pd Demanda [pu]	\sum Perdas Transmissão [pu]	Custo Total Térmicas
411,2736	146,5533	557,8269	549.8587	7,9682	45,4352

Tabela 4.19. Dados de Convergência -Seco

Número de Iterações	Tempo até Convergência [s]	mi inicial	beta
32	803,19	0,01	1

Análise do PD no Cenário Seco:

Segundo a Tabela 4.18 a geração das usinas termelétricas é diferente de zero no período seco. Tal fato ocorre porque as metas energéticas das usinas hidrelétricas não são suficientes para suprir a necessidade energética das cargas, havendo necessidade de complementação energética que é realizada através das usinas termelétricas.

Para análise do resultado do cenário seco, foi realizada uma simulação na qual as usinas termelétricas foram retiradas do sistema Paraná 291 barras, em tal simulação o algoritmo não atingiu convergência, evidenciando assim a necessidade de complementação térmica, que é requerida nesse cenário.

4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentados os experimentos computacionais obtidos com a metodologia proposta nesta dissertação.

Os dados dos experimentos expressos em figuras e tabelas ilustram através de comparações de cenários, que a metodologia convergiu de maneira adequada respeitando as restrições impostas (limites de tensão e transmissão) e dados de entrada (meta energética e reserva de potência).

5. CONCLUSÃO E SUGESTÕES FUTURAS

Este trabalho propõe uma metodologia que minimiza o custo de produção das usinas térmicas e perdas elétricas na transmissão. Tal problema está sujeito às restrições de meta energética e reserva girante fornecida pelo modelo de médio prazo, bem como restrições de balanço de potência ativa e reativa, limites de fluxo nas linhas (modelo DC), limite de tensão nas barras, limite de geração ativa e reativa para usinas térmicas e hidráulicas.

O problema de pré-despacho de sistema hidrotérmico foi modelado de modo a obter a geração de potência ativa e reativa de cada usina do sistema, minimizando as perdas elétricas e o custo operacional (combustível elétrica, com as seguintes considerações:

- Planejamento diário (24 horas) de geração de potência ativa e reativa;
- Utilização de metas energéticas obtidas por modelo de médio prazo;
- Restrições hidráulicas ignoradas;
- Despacho das usinas termelétricas realizado de forma constante ao longo do dia.
- Limites de fluxo nas linhas de transmissão;
- Reserva Girante.

Uma das principais vantagens dessa modelagem é a consideração da parte reativa, que permite um controle efetivo do perfil de tensão nas barras, que é um dos grandes gargalos da rede de transmissão.

Visando a minimização do esforço computacional, num primeiro momento, abriu-se mão da consideração de restrição de rampa das usinas hidrelétricas bem como das restrições hidráulicas.

Com a presença cada vez maior no sistema elétrico brasileiro das pequenas centrais hidrelétricas (PCH), para trabalhos futuros, sugerem-se a incorporação das restrições hidráulicas. bem como de controles, tais como ajustes dos taps dos transformadores, banco de capacitores e reatores.

Devido à alta sensibilidade do método de pontos interiores ao ponto inicial, que pode reduzir ou não o número de iterações até a convergência, sugere-se a implementação de um algoritmo simplificado que possa apresentar um melhor ponto de inicialização.

A metodologia proposta neste trabalho foi testada em um mercado centralizado (*pool*), que é o adotado no Brasil. No entanto, ela pode se estendida ao modelo tipo *pool*-bilateral, ou seja, a um modelo competitivo, onde transações de potência possam ser incluídas, e assim se analisar um grande paradigma relacionado à operação de sistema hidrotérmico.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AZEVEDO, A. T. **Método de pontos interiores aplicados em sistemas de potência modelados por fluxo em redes.** 303f. Tese (Doutorado), Unicamp, Campinas, 2006.

CARPENTIER, J. **Contribution à l'Étude du Dispatching Économique.** Bulletin de la Societé Francaise des Electriciens, vol. 3 (Aug), p. 431-447, 1962

CARVALHO, L. M. R. **Método de pontos interiores aplicados ao pré-despacho de sistemas hidrotérmicos usando o princípio de mínimo esforço – comparação com o modelo de fluxo em redes.** 119f. Tese (Doutorado), Universidade de São Paulo, São Carlos, 2005.

CARVALHO, L. M. R.; OLIVEIRA, A. R. L. **Primal-dual interior point method applied to the short term hydroelectric scheduling including a perturbing parameter.** IEEE Latin America Transactions, v. 7, p.533-538, 2009.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA (CEPEL), **Especificação Funcional do modelo NEWAVE,** - Relatório Técnico, 1999.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA (CEPEL), **Manual de Referência – Modelo DECOMP, versão 10.0** - Relatório Técnico, 2002.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA (CEPEL), **Modelo DESSEM, versão 8.2a** - Relatório Técnico, 2003.

CHIAVEGATO, F. G.; OLIVEIRA, A. R. L.; SOARES, S. **Pré-despacho de sistemas de energia elétrica via relaxação lagrangeana e método de pontos interiores.** XXII CILANCE, p.1-6, novembro, 2001.

CONEJO, A. J.; REDONDO, N. J.; **Short-Term Hydro-Thermal Coordination by Lagrangian Relaxation: Solution of the Dual Problem,** IEEE Transactions on Power Systems, Málaga -Spain v. 14, n. 1, p.89-95, February 1999.

FERNANDES, T. S. P., **Um Modelo de Despacho Ótimo de Potência para Sistemas Multi-Usuários,** Tese (Doutorado), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2004.

FORTUNATO, L. A. M. et al. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica.** Niterói: EDUFF, 232 p., 1990.

FRANCO, P. E. C. **Planejamento da operação de curto prazo em sistemas hidrelétricos de potência por modelo de fluxo em redes.** 122f. Tese (Doutorado), Unicamp, Campinas, 1993.

FARHAT, I. A.; EL-HAWARY M. E. **Optimization methods applied for solving the short-term hydrothermal coordination problem**, Electric Power Systems Research 79, p. 1308 - 1320, 2009.

HABIBOLLAHZADEH, H.; BUBENKO, A. **Application of decomposition techniques to short term operation planning of hydrothermal power systems**. IEEE Transactions on Power Systems, p. 41-47, 1986.

LUO, G. X., H.; HABIBOLLAHZADEH, H.; SEMLYEN, A. **Short Term Hydrothermal Dispatch Details Model and Solutions**. IEEE Transactions on Power Systems, v.4, p. 1452-1460, 1989.

LU, S.; SUN, C.; Lu, Z. **An improved quantum-behaved particle swarm optimization method for short-term combined economic emission hydrothermal scheduling**. Energy Conversion and Management, v. 51, p. 561–571, 2010.

LU, Y.; ZHOU, J.; QIN, H.; WANG, Y.; ZHANG, Y. **An adaptive chaotic differential evolution for the short-term hydrothermal generation scheduling problem**. Energy Conversion and Management, v. 51, p. 1481–1490, 2010.

NEPOMUCENO, L.; OHISHI, T.; SOARES, S. **Uma metodologia de pré-despacho AC com base em um modelo de FPO Newton**. CBA Controle e Automação vol. 11 no. 03, p.169-175, dezembro, 2000.

NEPOMUCENO, L.; SOARES, S.; OHISHI, T.; OLIVEIRA, A. L.; **Um modelo de pré-despacho ativo/reactivo para sistemas hidrotérmicos utilizando relaxação lagrangeana**. XIV CBA, p.1-6, setembro, 2002.

OHISHI, T. **Planejamento da operação de curto prazo de sistemas hidrotérmicos predominantemente hidráulicos**. 132f. Tese (Doutorado), Unicamp, Campinas, 1990.

OLIVEIRA, A. L.; SOARES, S.; NEPOMUCENO, L. **Short term hydroelectric scheduling combining network flow and interior point approaches**. Electrical Power and Energy Systems, p. 91-99, 2005.

PROBST, R. W. **Método de pontos interiores aplicado ao problema de pré-despacho de um sistema hidrotérmico**. 65f. Dissertação (Mestrado), Unicamp, Campinas, 2006.

PROVENÇANO, F. **Despacho econômico em usinas hidrelétricas**. 80f. Dissertação (Mestrado), Unicamp, Campinas, 2003.

RAHIMULLAH, B. N. S.; RAHMAN T. K. A. **Short-term hydrothermal generation scheduling using evolutionary computing technique**. 4th Student Conference on Research and Development, p. 220-223, 2006.

RAMOS, J. L. M.; LORA, A. T.; SANTOS, J. R.; EXPÓSITO, A. G. **Short-term hydro-thermal coordination based on interior point nonlinear programming and genetic algorithms.** Porto Power Tech Conference, 6 f., 2001.

SALMAZO, C. T. **Modelo de otimização eletro-energético de curto prazo (pré-despacho) aplicado ao sistema Copel.** 68f. Dissertação (Mestrado), Unicamp, Campinas, 1997.

SIFUENTES, W. S.; VARGAS, A. **Hydrothermal scheduling using benders decomposition: accelerating techniques.** IEEE Transactions on Power Systems, v.22, p. 1351-1359, 2007.

SIFUENTES, W. S.; VARGAS, A. **Short-term hydrothermal coordination considering an AC network modeling.** Electrical Power and Energy Systems v. 29, p. 488-496, 2007.

SOARES, S.; SALMAZO, C. T. **Minimum loss predispach model for hydroelectric systems.** IEEE Transactions on Power Systems, p. 1220–1228, 1997.

STEVENSON, W. D. **Elements of Power System Analysis.** McGraw-Hill Kogakusha. Ltd, first printing, 1982.

THOMAZ, A. **Método de pontos interiores aplicado ao fluxo de potência ótimo utilizando coordenadas cartesianas.** 139f. Tese (Doutorado) Unicamp, Campinas, 2007.

LAMBERT-TORRES, G.; QUINTANA, V. H. **An Interior-Point Method for Nonlinear Optimal Power Flow using Voltage Rectangular Coordinates.** IEEE Transactions on Power Systems, v.13, p. 1211-1218, 1998.

ZIMMERMANN, M. P. **Aspectos técnicos e legais associados ao planejamento da expansão de energia elétrica no novo contexto regulatório brasileiro.** 278f. Dissertação (Mestrado), Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2007.

ANEXO A: MÉTODO DOS PONTOS INTERIORES

A.1 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

O MPDPI pertence a uma classe de algoritmos de otimização originalmente designados para problemas de programação linear. Entretanto, devido ao seu alto grau de desempenho, tal método foi estendido para problemas de programação quadrática, convexa e problemas gerais de otimização diferenciáveis.

Para utilizar o MPDPI no problema formulado anteriormente, faz-se a transformação das restrições de desigualdade para restrições de igualdade pela introdução de variáveis de folga estritamente positivas.

No MPDPI as variáveis de folga são incorporadas à função-objetivo por meio de uma função de penalização, denominada barreira logarítmica. Assim, o problema original é transformado em uma seqüência de problemas parametrizados pelo parâmetro barreira.

Ao incorporar a barreira logarítmica, o MPDPI busca resolver o problema de otimização para cada valor do parâmetro barreira, fazendo com que o parâmetro barreira tenda a zero. Assim, para cada valor do parâmetro barreira executa-se uma iteração do Método de Newton-Raphson no sistema de equações não-lineares definidos pelas condições de otimalidade de primeira ordem.

Uma vez obtido os pontos estacionários da função Lagrangeana estabelece-se critérios para atualização do parâmetro barreira, para inicialização das variáveis e teste de convergência completando assim uma iteração do FPO via MPDPI.

A formulação matemática do FPO via MPDPI está apresentada a seguir.

O problema de FPO pode ser representado de forma genérica como:

$$\min f(u) \tag{A.1}$$

Sujeito a:

$$g(u) = 0 \tag{A.2}$$

$$h^{\min} \leq h(u) \leq h^{\max} \tag{A.3}$$

onde

u : vetor de variáveis do sistema;

$f(u)$:– função objetivo a ser otimizada;

$g(u)$: vetor de restrições de igualdade;

$h(u)$: vetor de restrições de desigualdade.

Para utilizar os métodos de Pontos Interiores aplicam-se ao problema (A.1) à (A.3) os seguintes procedimentos:

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

Desta forma, as restrições passam a ser representadas da seguinte maneira:

$$h(u) - h^{\min} - s^{\min} = 0 \quad (\text{A.4})$$

$$h(u) - h^{\max} + s^{\max} = 0 \quad (\text{A.5})$$

onde

s^{\min} :– vetor de variáveis de folga mínimas estritamente positivas;

s^{\max} : vetor de variáveis de folga máximas estritamente positivas.

- b. Introdução da função barreira logarítmica na sua função objetivo.

A fim de se representar as restrições de não negatividade das variáveis de folga, o problema é modificado com a introdução da função barreira logarítmica na sua função objetivo. A função barreira penaliza as estimativas de solução que se encontram próximas aos limites das desigualdades, ou ainda, associadas às variáveis de folga próximas de zero.

O problema modificado passa a ser assim representado:

$$\min f(u) - \mu \sum_i^{ndes} \left[\ln(s_i^{\min}) + \ln(s_i^{\max}) \right] \quad (\text{A.6})$$

Sujeito a:

$$g(u) = 0 \quad (\text{A.7})$$

$$h(u) - h^{\min} - s^{\min} = 0 \quad (\text{A.8})$$

$$h(u) - h^{\max} + s^{\max} = 0 \quad (\text{A.9})$$

onde

$ndes$:– número de restrições de desigualdade;

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

Logo, a função Lagrangeana associada a este problema é:

$$L(u, \lambda, \pi^{\min}, \pi^{\max}, s^{\min}, s^{\max}) = f(u) - \mu \sum_i^{ndes} \left[h(s_i^{\min}) + \ln(s_i^{\max}) \right] + \lambda^T \cdot g(u) + \quad (A.10)$$

$$+ (\pi^{\min})^T \cdot \left[h(u) + h^{\min} - s^{\min} \right] + (\pi^{\max})^T \cdot \left[h(u) - h^{\max} + s^{\max} \right]$$

onde

λ :- vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade com dimensão ($nig \times 1$);

π^{\min} : vetor dos multiplicadores de Lagrange associados aos limites mínimos com dimensão ($ndes \times 1$);

π^{\max} : vetor dos multiplicadores de Lagrange associados aos limites máximos com dimensão ($ndes \times 1$);

nig : número de restrições de igualdade.

Portanto, o novo problema de otimização passa a ser:

$$\min L(u, \lambda, \pi^{\min}, \pi^{\max}, s^{\min}, s^{\max}) \quad (A.11)$$

Sujeito a:

$$s^{\min} \geq 0, \quad s^{\max} \geq 0, \quad \pi^{\min} \geq 0, \quad \pi^{\max} \geq 0 \quad (A.12)$$

Sendo as restrições (A.12) impostas para que a equivalência com o problema (A.1) a (A.3) seja mantida.

A.2 CONDIÇÕES DE OTIMALIDADE

Um ponto $z = [u^T \quad \lambda^T \quad (\pi^{\min})^T \quad (\pi^{\max})^T \quad (s^{\min})^T \quad (s^{\max})^T]$ é solução do problema (A.11) e (A.12) somente se (LUENBERGER, 1989):

- Satisfaz as condições necessárias de otimalidade de primeira ordem, ou condições de Karush-Kuhn-Tucker – KKT.

Para que as expressões matemáticas presentes nas condições de KKT e nos algoritmos descritos sejam compactas foi usado o operador ∇ para representar derivadas parciais de funções, desta forma tem-se:

$$\nabla_u z = 0 \Rightarrow \nabla_u f(u) + \nabla_u g(u)^T \cdot \lambda + \nabla_u h(u)^T \cdot (\pi^{\min} + \pi^{\max}) = 0 \quad (A.13)$$

$$\nabla_u L(z) = 0 \Rightarrow g(u) = 0 \quad (A.14)$$

$$\nabla_{\pi^{\min}} L(z) = 0 \Rightarrow h(u) - h^{\min} - s^{\min} = 0 \quad (\text{A.15})$$

$$\nabla_{\pi^{\max}} L(z) = 0 \Rightarrow h(u) - h^{\max} - s^{\max} = 0 \quad (\text{A.16})$$

$$\nabla_{s^{\min}} L(z) = 0 \Rightarrow -\mu \cdot e - S^{\min} \cdot \pi^{\min} = 0 \quad (\text{A.17})$$

$$\nabla_{s^{\max}} L(z) = 0 \Rightarrow -\mu \cdot e - S^{\max} \cdot \pi^{\max} = 0 \quad (\text{A.18})$$

$$s^{\min} \geq 0, \quad s^{\max} \geq 0, \quad \pi^{\min} \geq 0, \quad \pi^{\max} \geq 0 \quad (\text{A.19})$$

sendo

$e = \begin{bmatrix} 1 & 1 & \dots & 1 \end{bmatrix}^T$, com dimensão ($ndes \times 1$);

S^{\min} : matriz diagonal composta pelos elementos de s^{\min} ;

S^{\max} : matriz diagonal composta pelos elementos de s^{\max} .

b. Se a Hessiana do Lagrangeano L' :

$$L'(u, \lambda, \pi^{\min}, \pi^{\max}) = f(u) + \lambda^T \cdot g(u) + \pi_A^T \cdot h_A(u) \quad (\text{A.20})$$

onde

$h_A(u)$: vetor das restrições de desigualdade ativas;

π_A^T : vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições desigualdade

ativas;

S^{\min} : matriz diagonal composta pelos elementos de s^{\min} ;

S^{\max} : matriz diagonal composta pelos elementos de s^{\max} .

O Método de Pontos Interiores se concentra em obter um ponto estacionário, isto é, que satisfaça as condições necessárias de otimalidade do item (a). Para se garantir que o ponto obtido seja um mínimo de global de (B.1) a (B.3) as condições suficientes do item (b) devem ser testadas após a convergência do método.

No procedimento usado, entretanto, considera-se como ótimo o ponto solução das condições de KKT.

A.3 ALGORITMOS PRIMAL DUAL DE PONTOS INTERIORES

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

A.4 OBTENÇÃO DOS PONTOS ESTACIONÁRIOS

O primeiro passo na obtenção dos pontos que satisfazem a função Lagrangeana consiste em se fazer uma estimativa desta solução pela linearização das Equações (A.13) a (A.18) utilizando-se o Método de Newton. Os incrementos obtidos em cada iteração deste método não podem ser usados diretamente no vetor z , pois os mesmos podem violar as restrições de desigualdade. Assim, esses incrementos devem ser testados e, se necessário, modificados a fim de sempre se manter o vetor z dentro da região de factibilidade do problema.

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

a. Inicialização das Variáveis

A fim de se começar o processo de otimização, é necessário a obtenção de uma estimativa inicial para as variáveis do problema. A escolha é feita de tal modo que as variáveis sejam estritamente internas aos limites impostos pelas restrições de desigualdade do problema. Para tanto, as variáveis u são inicializadas pela metade da soma de seus valores máximos e mínimos; posteriormente, as variáveis de folga são calculadas a partir das Equações (A.15) e (A.16) e, arbitrando um valor inicial para o parâmetro barreira μ , os multiplicadores de Lagrange associados às restrições de desigualdade são calculados a partir das Equações (A.17) e (A.18). Para os multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade estimam-se valores quaisquer, como por exemplo, o vetor unitário.

b. Método de Newton

O sistema de Equações (A.13) a (A.18) pode ser representado de forma como:

$$\rho(z) = 0 \quad (\text{A.21})$$

Tomando uma aproximação linear do sistema (A.21) no ponto z^\bullet tem-se:

$$\rho(z^\bullet + \Delta z) = \rho(z^\bullet) + \nabla_z \cdot \rho(z) \Big|_{z^\bullet} \Delta z \quad (\text{A.22})$$

Como Δz deve ser tal que $\rho(z^\bullet + \Delta z) = 0$, da Equação (A.22) tem-se que:

$$\nabla_z \cdot \rho(z) \Big|_{z^\bullet} \Delta z = -\rho(z^\bullet) \quad (\text{A.23})$$

Em termos das variáveis do problema: u , λ , π^{\min} , π^{\max} , s^{\min} e s^{\max} a Equação (A.23) pode ser escrita como:

$$W \cdot \begin{bmatrix} \Delta u \\ \Delta \lambda \\ \Delta \pi^{\min} \\ \Delta \pi^{\max} \\ \Delta s^{\min} \\ \Delta s^{\max} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_u f(u) + [\nabla_u g(u)]^T \cdot \lambda + [\nabla_u h(u)]^T \cdot (\pi^{\min} + \pi^{\max}) \\ g(u) \\ h(u) - h^{\min} - s^{\min} \\ h(u) - h^{\max} - s^{\max} \\ -\mu \cdot e - S^{\min} \cdot \pi^{\min} \\ -\mu \cdot e - S^{\max} \cdot \pi^{\max} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_u L \\ \nabla_\lambda L \\ \nabla_{\pi^{\min}} L \\ \nabla_{\pi^{\max}} L \\ \nabla_{s^{\min}} L \\ \nabla_{s^{\max}} L \end{bmatrix} \quad (\text{A.24})$$

onde

W :– matriz Hessiana de dimensão $(nz \times nz)$;

nz : número total de variáveis em z .

Ou seja:

$$W = \begin{bmatrix} L_{uu} & L_{u\lambda} & L_{u\pi^{\min}} & L_{u\pi^{\max}} & 0 & 0 \\ [L_{u\lambda}]^T & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ [L_{u\pi^{\min}}]^T & 0 & 0 & 0 & -I & 0 \\ [L_{u\pi^{\max}}]^T & 0 & 0 & 0 & 0 & I \\ 0 & 0 & -S^{\min} & 0 & -\Pi^{\min} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & S^{\max} & 0 & \Pi^{\max} \end{bmatrix} \quad (\text{A.25})$$

Sendo:

$$L_{uu} = \nabla_{uu}^2 L = \nabla_{uu}^2 f(u) + \sum_{i=1}^{nig} \lambda_i \cdot \nabla_{uu}^2 g_i(u) + \sum_{j=1}^{ndes} (\pi_j^{\max} + \pi_j^{\min}) \cdot \nabla_{uu}^2 h_j(u) \quad (\text{A.26})$$

$$L_{u\lambda} = \mathbf{L}_{\lambda u}^T = \nabla_{u\lambda}^2 L = \mathbf{V}_u g(u)^T \quad (\text{A.27})$$

$$L_{u\pi^{\min}} = \mathbf{L}_{\pi^{\min} u}^T = \nabla_{u\pi^{\min}}^2 L = \mathbf{V}_u h(u)^T \quad (\text{A.28})$$

$$L_{u\pi^{\max}} = \mathbf{J}_{\pi^{\max}u}^T = \nabla_{u\pi^{\max}}^2 L = \mathbf{J}_u^T h(u) \quad (\text{A.29})$$

$$L_{s^{\min}\pi^{\min}} = \nabla_{s^{\min}\pi^{\min}}^2 L = -S^{\min} \quad (\text{A.30})$$

$$L_{s^{\max}\pi^{\max}} = \nabla_{s^{\max}\pi^{\max}}^2 L = S^{\max} \quad (\text{A.31})$$

$$L_{s^{\min}s^{\min}} = \nabla_{s^{\min}s^{\min}}^2 L = -\Pi^{\min} \quad (\text{A.32})$$

$$L_{s^{\max}s^{\max}} = \nabla_{s^{\max}s^{\max}}^2 L = \Pi^{\max} \quad (\text{B.33})$$

onde

Π^{\min} :- matriz diagonal composta pelos elementos de π^{\min} ;

Π^{\max} :- matriz diagonal composta pelos elementos de π^{\max} ;

I : matriz identidade.

c. Atualização das Variáveis Primais e Duais

A determinação do ponto ótimo se faz através de um processo iterativo. A cada iteração, o sistema linear representado em (A.24) é resolvido, e, logo após, é determinado o comprimento do passo nos espaços primal (α_p) e dual (α_d), de modo que as variáveis de folga sejam todas positivas e os multiplicadores de Lagrange sejam tais que: $\pi^{\min} \leq 0$ e $\pi^{\max} \geq 0$. Desta forma, α_p e α_d são expressos como:

$$\alpha_p = \min \left[\min_{\Delta s_i^{\max} < 0} \frac{-s_i^{\max}}{\Delta s_i^{\max}}, \min_{\Delta s_i^{\min} < 0} \frac{-s_i^{\min}}{\Delta s_i^{\min}}, 1 \right] \quad (\text{A.34})$$

$$\alpha_d = \min \left[\min_{\Delta \pi_i^{\max} < 0} \frac{-\pi_i^{\max}}{\Delta \pi_i^{\max}}, \min_{\Delta \pi_i^{\min} < 0} \frac{-\pi_i^{\min}}{\Delta \pi_i^{\min}}, 1 \right] \quad (\text{A.35})$$

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

$$u^{i+1} = u^i + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta u \quad (\text{A.36})$$

$$\left(\begin{matrix} \min \\ \end{matrix} \right)^{i+1} = \left(\begin{matrix} \min \\ \end{matrix} \right)^i + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta s^{\min} \quad (\text{A.37})$$

$$\left(\begin{matrix} \max \\ \end{matrix} \right)^{i+1} = \left(\begin{matrix} \max \\ \end{matrix} \right)^i + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta s^{\max} \quad (\text{A.38})$$

$$\lambda^{i+1} = \lambda^i + \sigma \cdot \alpha_d \cdot \Delta \lambda \quad (\text{A.39})$$

$$\left(\begin{matrix} \min \\ \end{matrix} \right)^{i+1} = \left(\begin{matrix} \min \\ \end{matrix} \right)^i + \sigma \cdot \alpha_d \cdot \Delta \pi^{\min} \quad (\text{a.40})$$

$$\left(\begin{matrix} \max \\ \end{matrix} \right)^{i+1} = \left(\begin{matrix} \max \\ \end{matrix} \right)^i + \sigma \cdot \alpha_d \cdot \Delta \pi^{\max} \quad (\text{a.41})$$

onde

σ : constante para garantir a interioridade da nova estimativa de solução, sendo fixada em 0,9995.

d. Atualização do Parâmetro Barreira

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

$$\mu = \frac{\left(\pi^{\max} \right) - \left(\pi^{\min} \right)}{2 \cdot n \cdot \beta} \quad (\text{A.42})$$

onde

n : – número total de variáveis primais e duais;

β : fator de aceleração ($\beta > 1$).

e. Critérios de Convergência

A solução do problema é encontrada quando as equações que representam as condições de otimalidade (A.13) a (A.18) são satisfeitas e o *gap* de dualidade ou parâmetro de barreira é nulo (menor ou igual a uma tolerância especificada). Portanto, os critérios de convergência são:

$$\mu \leq \varepsilon_{\mu} \quad (\text{A.43})$$

$$\max \left\| \nabla L \right\|_{\infty} \leq \varepsilon_L \quad (\text{A.44})$$

onde

$\left\| \nabla L \right\|_{\infty}$: norma infinita do gradiente da função Lagrangeana;

ε_L : tolerância da norma infinita do gradiente da função Lagrangeana;

ε_{μ} : tolerância do parâmetro barreira.

ANEXO B - DADOS DO SISTEMA DE 5 BARRAS E 291 BARRAS

B.1 Introdução

Este apêndice apresenta os dados de ramos e barras do sistema de 5 e 291 barras. Todos os valores estão em p.u. na base 100 MVA.

B.2 Dados de 5 barras

Tabela B.1 Dados das Linhas para Sistema de 5 Barras

Número	De	Para	r(pu)	x(pu)	b ^{sh} (pu)
1	1	2	0,0420	0,1680	0,0300
2	2	3	0,0310	0,1260	0,0200
3	3	5	0,0530	0,2100	0,0150
4	3	4	0,0840	0,3360	0,0120
5	5	4	0,0630	0,2520	0,0110
6	5	1	0,0130	0,1260	0,0100

Tabela B.2 Dados das Barras para Sistema de 5 Barras

Barra	V ^{min}	V ^{max}	b ^{min}	b ^{max}
1	0,9500	1,0500	0,0000	0,0000
2	0,9500	1,0500	0,0000	0,0000
3	0,9500	1,0500	0,0000	0,0000
4	0,9500	1,0500	0,0000	0,0000
5	0,9500	1,0500	0,0000	0,0000

Tabela B.3 Dados de Geração para Sistema de 5 Barras

Barra	G _p ^{min}	G _p ^{max}	G _q ^{min}	G _q ^{max}	aa	bb
1	0,0000	3,0000	-2,0000	2,0000	2,0000	1,0000
3	0,0000	3,0000	-2,0000	2,0000	0,0000	0,0000
4	0,0000	3,0000	-2,0000	2,0000	0,0000	0,0000

B.3 Dados de 291 barras

Tabela B.4: Dados das Linhas de Transmissão e Transformadores

De	Para	r(%)	x(%)	b ^s (%)	a mín	a máx	Limite (MW)
546	511		3,270		1,025	1,025	355,43
549	507		2,162		1,000	1,000	694,91
549	552	0,140	1,820	102,200			1518,97
550	549		10,780		0,850	1,187	139,20
551	553		0,010				633,18
551	611	0,630	3,610	11,750			317,94
551	1029	1,430	8,220	26,750			406,32
553	552	0,070	7,237		0,900	1,100	313,56
553	1031	3,772	19,340	333,000	0,904	0,904	292,55
611	612	0,130	0,720	2,360			108,28

611	615	0,430	2,480	8,070			308,17
613	512		6,740				97,26
613	612		23,430		0,857	1,048	14,54
615	514		2,8250		1,050	1,050	453,74
615	884	2,010	10,290	17,820			232,79
813	802		6,823		1,000	1,000	410,00
813	803		6,823		1,000	1,000	205,00
813	822	0,070	0,390	0,783			426,67
814	816	0,270	1,610	3,187			316,75
814	827	2,080	12,580	24,698			279,89
814	831	1,600	8,070	14,211			105,56
814	895	0,032	1,1460		0,945	1,155	550,80
814	2359		6,500		0,869	1,043	145,72
814	2359		6,500		0,869	1,043	145,72
814	9814		0,010				348,44
815	813	0,190	1,130	2,258			424,80
815	2368		17,850		0,8695	1,043	149,10
815	2368		17,600		0,8695	1,043	149,10
815	9342		40,830		0,8695	1,043	43,94
815	9342		40,510		0,8695	1,043	43,94
816	815	0,260	1,260	2,4310			415,27
816	819	0,340	1,640	3,160			271,75
816	821	0,510	2,620	4,540			148,43
816	822	0,300	1,820	3,624			186,61
816	2363		18,030		1,000	1,000	107,47
816	2363		18,320		1,000	1,000	107,47
816	9321		41,270		0,869	1,043	47,48
816	9321		41,470		0,869	1,043	47,48
816	9816		0,010				347,57
817	804		4,840		1,043	1,043	251,07
817	805		19,360		1,043	1,043	251,07
817	819	1,270	6,380	11,175			173,67
817	820	1,480	7,560	13,268			154,77
817	2373		6,490		0,869	1,043	146,15
817	9337		5,910		0,869	1,043	146,13
818	820	0,230	1,100	2,127			182,23
818	2353	0,350	1,680	3,236			201,09
818	9322		42,760		0,869	1,043	47,86
818	9322		42,760		0,869	1,043	47,86
819	2377	0,410	2,050	3,729			100,46
819	2387		18,840		0,869	1,043	124,83
819	2387		19,030		0,869	1,043	124,83
820	822	0,700	3,380	6,526			213,84
820	2401		19,110		0,869	1,043	123,58
820	2401		18,810		0,869	1,043	123,58
821	822		0,010				368,63
821	960		0,010	0,033			547,38
821	2399	0,240	1,420	2,840			113,44

821	2402		18,860		0,869	1,043	119,00
822	960		0,010	0,033			542,79
822	2353	0,380	1,880	3,629			230,86
822	2406		18,360		0,869	1,043	118,94
823	835	8,180	16,510	4,285			107,16
823	836	5,540	22,610	6,215			135,34
823	2454	5,010	14,180	3,916			11,22
824	800		0,840		1,024	1,024	1673,49
824	801		3,360		1,024	1,024	56,17
824	933	0,010	0,124	15,204			2178,73
824	933	0,010	0,126	15,428			2178,73
825	826	10,560	21,620	5,340			62,95
825	837	2,170	5,950	1,505			101,61
825	2420		35,970		0,826	1,000	16,89
826	832	3,550	7,250	1,796			100,86
826	833	8,180	16,750	4,146			37,58
827	884	0,590	8,090	14,140			280,42
827	2423		6,390		0,869	1,043	145,55
827	2423		6,360		0,869	1,043	145,55
828	888	5,670	16,480	4,4760			87,10
829	830		10,910		0,869	1,043	66,48
829	830		11,090		0,869	1,043	66,48
829	831	0,420	2,120	3,820			19,06
829	884	2,630	13,520	22,765			157,87
830	833	1,150	2,380	0,586			78,84
830	2417	0,820	3,310	1,139			137,40
830	2439	1,160	3,540	0,871			107,07
832	836	5,540	22,610	6,215			98,99
834	934	2,444	12,650	221,71			353,97
834	943	0,977	4,708	8,077			309,63
834	2424	0,010	0,040	0,066			106,78
834	9330		54,080		0,950	1,043	28,95
834	9331		99,360		0,950	1,043	28,76
835	837	4,700	11,050	82,820			101,95
838	851	3,150	9,640	2,370			6,11
838	874	7,130	21,720	5,383			71,54
838	2463	3,850	11,630	2,933			154,14
839	840		6,640		0,869	1,043	142,67
839	840		6,290		0,869	1,043	142,67
839	840		6,700		0,869	1,043	142,67
839	898	1,130	6,990	12,620			176,11
839	1047	1,220	7,690	13,810			137,37
839	2458	0,220	1,090	1,860			386,53
839	2458	0,170	1,030	2,054			328,52
840	841	4,100	12,550	3,133			135,46
840	850	3,250	20,190	4,731			158,59
840	854	1,690	5,090	1,297			159,80
840	2457	1,910	5,970	1,580			136,77

840	2463	5,280	15,570	4,014			140,75
841	850	2,560	7,780	1,930			93,87
842	845	3,090	9,110	2,401			159,47
842	848	2,230	6,640	1,726			158,21
844	850	2,470	15,310	3,589			162,10
844	858	0,790	3,130	0,926			140,81
844	2498	0,610	1,860	0,460			111,00
845	853	3,640	11,130	2,742			160,77
845	855	4,720	13,730	3,727			147,27
846	847		6,360		0,869	1,043	125,60
846	978		0,010				125,60
847	849	4,780	14,600	3,600			90,08
847	851	3,970	12,140	2,990			108,14
847	1091	0,900	4,360	1,095			22,85
848	854	6,540	19,300	5,083			158,93
848	855	4,660	14,240	3,518			156,36
848	873		18,480		0,826	1,000	40,69
849	857	4,640	9,500	2,350			50,96
850	858	4,940	15,860	4,088			93,91
852	853		20,530		0,869	1,043	55,01
852	853		20,330		0,869	1,043	55,01
852	1069	1,510	7,732	13,568			357,38
853	2442	3,400	10,380	2,558			45,97
853	9339		25,260		0,850	1,050	39,29
854	2451		36,00		0,826	1,000	26,27
854	2453	4,800	9,820	2,431			125,5
854	2457	0,840	2,710	0,740			139,66
856	810		1,400		1,024	1,024	1252,31
856	811		4,200		1,024	1,024	1252,31
856	933	0,052	0,654	80,493			2267,54
856	1060	0,056	0,697	85,746			2176,55
857	2453	0,230	0,470	0,117			125,86
859	869	6,710	14,180	3,300			86,62
859	870	2,870	6,070	1,410			96,31
860	866	2,580	7,530	2,029			131,57
860	871	0,860	1,770	0,435			108,03
860	2467		35,760		0,826	1,000	21,00
860	9860	0,290	0,840	0,229			164,97
860	9860	0,290	0,840	0,229			164,97
861	869	8,840	18,760	4,324			31,55
861	871	5,670	11,990	2,780			86,64
861	874	9,140	19,400	4,470			103,29
862	865	4,720	13,730	3,727			156,06
862	874	4,740	13,820	3,739			143,10
863	866	4,710	13,690	3,713			11,30
863	874	4,450	13,590	3,350			123,04
864	2470	0,690	1,450	0,345			117,88
864	2473	0,770	1,790	0,466			113,08

864	2493	1,230	2,830	0,692			122,98
865	546	1,890	5,490	6,008			321,81
865	870	6,290	19,190	4,720			159,62
866	2469		35,930		0,826	1,000	13,01
867	2473	3,550	7,640	1,821			60,57
867	2491	3,980	9,370	2,288			107,94
868	869		6,510		0,869	1,043	125,83
868	869		6,650		0,869	1,043	125,83
868	878	1,100	5,680	9,790			85,98
868	1031		0,010				121,92
869	899	0,290	1,270	0,484			175,18
869	2470	0,740	2,140	0,585			111,71
869	2493	0,110	0,240	0,054			165,51
873	2452	7,620	20,230	0,346			52,73
874	2465	6,260	18,220	4,940			47,89
875	877	0,010	0,010				25,45
875	2489	2,680	8,180	2,018			48,94
876	613	8,580	17,420	0,730			53,78
876	613	8,580	17,420	0,730			53,78
876	875		38,670		1,045	1,045	23,90
876	875		37,870		1,045	1,045	23,90
877	880	2,260	4,840	1,232			20,75
877	882	5,910	12,260	3,103			34,53
878	879		6,370		0,869	1,043	131,87
878	879		6,380		0,869	1,043	131,87
878	884	2,180	11,350	19,050			286,70
878	954	2,170	11,220	919,330			289,24
878	1028	0,575	3,3610	10,560			352,21
879	883	4,980	15,210	3,754			93,17
879	2483	1,200	3,400	0,860			128,71
879	2491	1,660	4,540	1,139			113,71
879	9879		0,010				104,08
880	887	10,480	21,480	5,413			82,45
881	885	2,720	8,150	2,099			96,72
881	890	3,700	11,140	2,834			94,55
882	887	6,270	12,930	3,254			94,26
883	888	3,880	11,810	2,915			102,37
884	2485		6,720		0,869	1,043	142,35
884	9333		7,400		0,869	1,043	147,15
886	887		5,880		0,869	1,043	147,29
886	887		6,330		0,869	1,043	147,29
886	1028	0,310	1,820	3,725			304,39
887	892	0,980	2,150	0,542			122,35
887	894	1,330	3,680	1,122			119,56
889	890		6,710		0,869	1,043	142,65
889	890		6,630		0,869	1,043	142,65
889	1029		0,010				303,37
890	892	1,400	4,040	1,130			159,34

890	894	0,730	2,670	0,843			133,80
890	2486	0,330	1,320	0,712			45,82
890	2492	0,670	2,060	0,542			96,37
891	892	0,300	0,610	0,160			94,85
891	893		0,010				94,85
892	9879	7,860	12,610	2,550			104,55
893	2492	1,110	3,090	0,566			121,63
896	897	0,050	0,730	78,060			2110,00
897	808		1,020	1,024			1543,85
897	809		4,080	1,024			1478,00
897	1060	0,076	1,171	124,580			94,74
898	848		6,360		0,869	1,043	1607,37
898	1047	0,150	0,890	1,631			144,75
933	895	0,200	2,550	312,720			323,29
933	955	0,162	2,048	250,170			2104,72
933	959	0,200	2,690	336,400			2470,33
933	999	0,159	2,012	245,770			2176,55
934	823		6,470		0,869	1,043	2133,44
934	829	3,460	18,070	30,150			145,48
934	933		0,031	1,207	0,922	1,127	318,55
934	1047	3,045	15,730	827,120			672,00
934	1047	3,041	15,710	827,090			306,88
934	9335		5,880		0,869	1,043	306,81
938	959	0,127	1,603	195,890			145,51
954	860		6,590		0,869	1,043	1163,45
954	1031	1,514	7,836	13,486			121,92
954	1047	5,051	17,770	730,600			316,74
954	1047	4,668	17,780	30,609			342,16
955	938	0,255	2,922	360,400			340,76
959	895	0,050	0,440	47,580			2429,06
960	834	2,210	11,470	519,690			308,57
960	959		0,032	1,163	0,945	1,155	566,03
960	959		0,031	1,166	0,945	1,155	563,07
960	1015	1,892	9,776	16,845			318,78
960	1015	1,895	9,704	17,029			318,81
978	1086	2,510	19,000	644,270			249,62
978	2458	0,590	7,630	33,406			306,99
999	66	0,001	0,010	1,135			2273,00
999	66	0,001	0,010	1,135			2273,00
999	66	0,001	0,010	1,135			2273,00
999	1027	0,110	1,394	170,280			2233,68
999	1060	0,154	1,940	236,970			1950,46
1028	1027		0,039	1,272	0,900	1,100	636,59
1028	1027		0,020	1,219	0,900	1,100	587,19
1029	1028	0,425	2,5030	7,770			283,37
1047	852	1,629	8,344	14,643			356,92
1047	919		0,024	2,269			786,27
1047	920		6,809				12,29

1047	921	0,108	3,391				391,62
1047	922		6,782				6,13
1047	1048	1,381	47,870		0,872	1,064	32,78
1047	1069	3,074	15,880	527,370			411,05
1048	2455	1,320	3,100	0,055			48,00
1060	925		0,008	1,136			1379,43
1060	926		0,034	4,545			28,09
2351	2354	1,010	3,030	0,770			145,13
2353	2354		10,400		0,869	1,043	63,34
2353	2354		10,870		0,869	1,043	63,34
2353	9332		40,210		0,869	1,043	45,28
2353	9332		40,180		0,869	1,043	45,28
2355	2395	1,360	2,600	0,046			11,02
2355	2402	1,800	7,940	0,155			118,29
2355	2404	2,110	4,040	0,070			36,64
2355	2462	0,950	4,160	0,084			82,84
2356	2387	2,840	8,770	0,134			79,40
2356	2387	2,840	8,770	0,134			79,40
2356	2392	4,110	11,900	0,231			75,87
2356	2400	2,030	5,900	0,101			65,63
2356	2405	2,030	5,900	0,101			63,82
2356	2414	2,290	4,610	0,075			47,58
2357	2387	1,740	4,970	0,102			69,11
2357	2387	1,830	4,960	0,113			69,43
2357	2408	0,660	3,250	0,080			127,80
2358	2363	2,030	6,260	0,095			82,06
2358	2368	1,830	5,640	0,085			91,78
2358	2368	1,830	5,640	0,085			86,79
2358	2397	0,670	3,890	0,062			83,43
2358	2397	0,670	3,890	0,062			89,25
2358	2404	4,080	8,210	0,151			3,31
2358	2422	1,460	4,230	0,072			87,31
2359	2364	0,390	1,160	0,330			66,52
2359	2375	1,070	2,450	0,699			49,85
2359	2378	3,640	10,760	2,858			80,35
2359	2391	0,620	1,910	0,546			66,23
2360	2365	0,570	2,740	0,068			91,24
2360	2397	0,650	3,170	0,078			130,63
2361	2401	1,950	5,690	0,095			55,97
2361	2412	3,750	11,110	0,194			89,25
2362	2368	0,340	0,990	0,016			77,89
2362	2370	1,250	3,990	0,066			78,61
2362	2406	3,210	9,360	0,154			14,33
2363	2366	3,640	12,280	0,235			83,81
2363	2381	3,240	11,110	0,212			86,73
2363	2393	15,300	35,640	0,595			59,00
2363	2396	14,030	28,720	0,444			52,92
2363	2422	0,580	1,670	0,028			86,92

2364	2391	0,410	1,300	0,378			64,73
2365	2401	2,090	6,980	0,130			80,24
2365	2401	2,090	6,980	0,130			80,24
2365	2408	0,440	2,130	0,053			9,96
2366	2387	2,010	6,670	0,141			54,87
2367	2350	43,500	1,072				1,67
2367	2374	6,480	13,430	0,204			2,34
2368	2411	0,270	0,830	0,013			68,86
2369	2396	7,790	15,650	0,248			56,88
2369	2414	5,680	11,450	0,184			48,48
2371	2402	2,620	5,350	0,081			57,73
2371	2406	2,400	5,310	0,083			58,19
2372	2386	0,630	2,770	0,065			89,42
2372	2397	0,580	2,920	0,066			115,02
2373	2384	5,150	14,970	4,074			161,62
2373	2410	7,690	23,180	6,187			158,98
2374	2352		16,660		1,097	1,097	39,99
2374	2376	11,010	22,030	0,36			26,92
2374	2397	31,030	54,940	0,854			36,66
2374	2397	31,030	54,940	0,854			36,66
2378	2389	4,650	14,210	3,497			159,44
2379	2390	4,410	12,920	3,567			126,07
2379	2410	0,810	2,900	0,938			195,80
2380	2382	14,430	42,420	0,800			22,51
2380	2401	1,170	5,510	0,089			51,76
2381	2387	1,790	6,410	0,143			37,42
2384	2390	2,470	7,190	1,969			57,58
2384	2416	0,190	0,830	0,317			90,78
2385	2407	1,070	2,800	0,070			76,87
2386	2394	0,310	1,400	0,039			88,62
2388	2401	3,830	11,130	0,190			56,05
2388	2402	2,400	6,990	0,111			88,86
2394	2401	0,660	3,020	0,084			120,41
2398	2401	3,560	10,700	0,170			80,33
2398	2401	3,560	10,700	0,170			80,33
2398	2409	7,120	6,390	0,088			63,89
2400	2401	1,900	5,510	0,094			46,78
2401	2407	1,700	4,920	0,079			71,02
2402	2403	2,870	8,370	0,134			23,59
2402	2406		0,100				181,66
2402	2412	1,800	5,410	0,099			75,37
2403	2411	0,410	1,190	0,019			24,05
2405	2407	0,200	0,590	0,009			65,92
2406	2462	0,870	3,870	0,071			117,90
2417	9437	0,860	2,720	0,755			108,52
2417	9437	0,860	2,720	0,755			108,52
2418	2439	1,490	4,550	1,119			48,86
2420	2446	6,890	13,200	0,234			50,44

2421	2423	1,760	5,130	1,395			157,71
2423	2426	0,090	0,280	0,069			168,19
2423	2435		84,800		0,826	1,000	9,46
2423	2440	0,570	1,750	0,437			168,85
2423	9323		82,960		0,850	1,050	17,52
2425	2432	0,820	3,890	0,064			89,14
2428	2434	39,480	32,740	0,426			14,86
2429	2485	5,220	15,990	3,910			44,31
2431	2432		50,320		0,826	1,000	51,95
2431	2432		47,520		0,826	1,000	48,95
2431	2432		48,120		0,826	1,000	51,95
2431	2485	7,780	16,450	3,821			94,88
2431	2485	5,240	15,230	4,136			163,89
2434	2435		45,400		1,000	1,000	10,64
2436	9437	2,560	7,470	2,021			105,42
2436	9437	2,560	7,470	2,021			105,42
2446	2449	5,880	11,270	0,200			54,79
2448	2449	37,700	72,240	1,280			54,82
2448	9800		0,400				54,82
2451	2456	75,370	76,950	1,040			38,30
2452	2455	13,480	24,730	0,385			35,00
2452	9800	19,820	60,560	0,031			55,99
2454	9800	18,520	53,920	0,915			41,13
2455	1061	17,970	42,210	0,760			11,77
2456	2469	64,380	65,730	0,890			26,78
2458	896		1,270		0,900	1,100	565,86
2460	2468	3,850	11,190	3,039			107,43
2460	2484	1,090	3,170	0,862			98,38
2461	2471	2,650	5,640	0,081			64,00
2466	2471	37,740	39,930	0,500			22,16
2467	2471	3,170	6,430	0,101			5,08
2469	2471	37,040	37,820	0,510			12,30
2470	2484	2,703	8,340	2,055			155,33
2471	2464		94,670		1,000	1,000	3,58
2485	2481	70,240	1,055				48,94
2498	2499		13,670		0,805	1,123	53,02
9333	2485		-0,820		1,000	1,000	49,41
9333	9334		42,610		1,000	1,000	49,98
9335	823		0,670		1,000	1,000	50,00
9335	9336		38,100		1,000	1,000	49,22
9337	2373		0,560		1,000	1,000	49,99
9337	9338		38,340		1,000	1,000	50,00
9339	9340		-1,500		1,000	1,000	49,99
9339	9341		16,180		1,000	1,000	49,81
9814	9816	0,270	1,610	3,187			50,00
9816	9815	0,340	1,710	3,003			49,9
831	9324		97,820		1,043		49,03
9324	9325		-8,450		1,000	1,000	39,81

9324	9326		39,120		1,000	1,000	149,94
831	9424		98,020		1,043		48,07
9424	9425		-8,780		1,000	1,000	143,03
9424	9426		39,620		1,000	1,000	57,76
829	9327		99,030		1,043		147,36
9327	9328		-7,630		1,000	1,000	57,40
9327	9329		37,600		1,000	1,000	33,06
829	9427		97,980		1,043		40,98
9427	9428		-8,550		1,000	1,000	40,98
9427	9429		38,920		1,000	1,000	40,98

Tabela B.5: Dados das Barras de Carga

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

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

871	SDumont--138	0,90	1,05	30,2	21,2	2,4	4
873	FChopim---69	0,90	1,05	0	0	0	4
874	Umuarama-138	0,90	1,05	45,5	21,0	7,2	4
875	Andira-B-138	0,90	1,05	18,8	13,0	4,8	4
876	Andira---88	0,90	1,05	0	0	0	4
877	Andira-A-138	0,90	1,05	0	0	0	4
878	Apucarana-230	0,95	1,05	0	0	0	2
879	Apucarana-138	0,90	1,05	29,2	18,4	7,2	4
880	Bandeira-138	0,90	1,05	16,1	8,4	2,4	4
881	BVParais-138	0,90	1,05	15,9	8,3	2,4	4
882	CProcopi-138	0,90	1,05	30,4	12,3	9,6	4
883	Faxinal--138	0,90	1,05	17,1	6,3	0	4
884	Figueira-230	0,95	1,05	0	0	0	2
885	Floresto-138	0,90	1,05	13,0	4,2	0	4
886	Ibipora--230	0,90	1,05	0	0	0	2
887	Ibipora--138	0,90	1,05	35,3	10,6	7,2	4
888	Ivaipora-138	0,90	1,05	20,7	8,3	2,4	4
889	LondrinC-230	0,95	1,05	0	0	0	2
890	Londrina-138	0,90	1,05	63,0	37,5	14,4	4
891	RDavidsB-138	0,90	1,05	19,3	10,2	0	4
892	VeraCruz-138	0,90	1,05	30	20,6	19,2	4
893	RDavidsA-138	0,90	1,05	21,7	11,7	12	4
894	Palermo--138	0,90	1,05	27,7	13,5	4,8	4
895	Bateias--525	0,95	1,05	-436,2	-205,0	0	2
896	CascavOe-525	0,95	1,05	0	0	0	2
897	SCaxias--525	0,95	1,05	0	0	0	2
898	FChopim--230	0,95	1,05	0	0	0	2
899	Horizont-138	0,90	1,05	37,6	14,3	0	4
933	Areia---525	0,95	1,05	5,3	0	0	2
934	Areia---230	0,90	1,05	0	0	0	2
938	Blumenau-525	0,95	1,05	937,0	-64,6	0	2
943	Canoinha-230	0,95	1,05	120,0	-9,3	0	2
954	CMourao--230	0,95	1,05	0	0	0	2
955	CNovos---525	0,95	1,05	815,0	-72,0	-100,0	2
959	Curitiba-525	0,95	1,05	4,4	0	0	2
960	Curitiba-230	0,95	1,05	0	0	0	2
978	Guaira-F-230	0,95	1,05	0	0	0	2
999	IvaiporE-525	0,95	1,05	3,1	0	0	2
1015	Joinvill-230	0,95	1,05	242,0	17,9	0	2
1027	Londrina-525	0,95	1,05	0	0	0	2

1028	LondrinE-230	0,95	1,05	0	0	0	2
1029	LondrinF-230	0,95	1,05	0	0	0	2
1031	MaringaF-230	0,95	1,05	0	0	0	2
1047	SOsorio--230	0,95	1,05	1,3	0	0	2
1048	SOsorio--69	0,90	1,05	1,3	0,8	0	2
1060	SSantiago-525	0,95	1,05	1539,0	8,2	0	2
1061	SSantiago-69	0,90	1,05	0,2	0	0	2
1069	Xanxere--230	0,95	1,05	388,0	-64,8	0	2
1086	Dourados-230	0,95	1,05	89,8	-22,3	27,0	2
1091	EldoradF-138	0,90	1,05	17,2	3,0	0	2
2351	Fazlguac-138	0,90	1,05	28,3	18,0	0	3
2353	CAssobio-230	0,95	1,05	0	0	0	2
2354	CAssobio-138	0,90	1,05	0	0	0	3
2355	Araucaria-69	0,90	1,05	47,3	23,4	4,8	3
2356	Atuba-----69	0,90	1,05	33,2	18,1	7,2	3
2357	Bacacheri-69	0,90	1,05	27,3	9,7	4,8	3
2358	Barigui--69	0,90	1,05	38,1	11,4	9,6	3
2359	Bateias--138	0,90	1,05	0	0	0	3
2360	Batel-----69	0,90	1,05	48,5	17,7	0	3
2361	Boqueirao-69	0,90	1,05	38,0	8,1	0	3
2362	BOSCH-----69	0,90	1,05	13,5	4,0	0	6
2363	CComprido-69	0,90	1,05	0	0	0	3
2364	CLargo---138	0,90	1,05	18,0	9,7	7,2	3
2365	Capanema--69	0,90	1,05	33,7	12,5	19,2	3
2366	CentroCur-69	0,90	1,05	18,5	14,9	9,6	3
2367	Chamine---69	0,90	1,05	0	0	0	3
2368	CIndustri-69	0,90	1,05	0	0	30	3
2369	Colombo---69	0,90	1,05	22,1	5,7	4,8	3
2370	COCELPA---69	0,90	1,05	9,0	2,7	0	6
2371	ULTRAFERT-69	0,90	1,05	19,0	7,2	0	6
2372	GERDAU----69	0,90	1,05	0,6	0	0	6
2373	GPSouza--138	0,90	1,05	0	0	0	3
2374	Guaricana-69	0,90	1,05	0	0	0	3
2375	ITAMBE---138	0,90	1,05	4,6	0,4	0	6
2376	PIRIZAL---69	0,90	1,05	3,5	1,3	0	6
2377	CCPRB----230	0,90	1,05	16,1	0,1	0	6
2378	Lapa-----138	0,90	1,05	19,7	7,1	2,4	3
2379	Matinhos-138	0,90	1,05	9,6	7,4	12	5
2380	Guatupe---69	0,90	1,05	25,0	13,3	0	3
2381	Merces----69	0,90	1,05	48,1	33,0	9,6	3

2382	Morretes--69	0,90	1,05	11,0	3,9	2,4	3
2384	Paranagu-138	0,90	1,05	44,2	22,0	13,2	5
2385	Pinhais---69	0,90	1,05	17,5	6,5	0	3
2386	Parolin---69	0,90	1,05	39,6	14,4	4,8	3
2387	Pilarzinh-69	0,90	1,05	28,6	11,2	7,2	3
2388	PinheiriA-69	0,90	1,05	57,8	23,1	7,2	3
2389	TAF+Pien-138	0,90	1,05	29,4	13,1	0	3
2390	PLeste---138	0,90	1,05	11,8	5,1	2,4	5
2391	DICLargo-138	0,90	1,05	21,9	7,5	2,4	3
2392	4Barras---69	0,90	1,05	42,0	27,8	2,4	3
2393	CORN-PROD-69	0,90	1,05	7,0	0,3	0	6
2394	PLC+REF+D-69	0,90	1,05	10,6	3,6	0	6
2395	REPAR-----69	0,90	1,05	0,1	0	0	6
2396	RBranco---69	0,90	1,05	16,4	8,6	2,4	3
2397	SQuiteria-69	0,90	1,05	42,7	13,9	12	3
2398	SJPinhais-69	0,90	1,05	28,4	13,3	4,8	3
2399	SIGHURPOX230	0,90	1,05	61,2	22	0	6
2400	Taruma-L1-69	0,90	1,05	17,1	11,4	0	3
2401	Uberaba---69	0,90	1,05	43,7	16,2	16,8	3
2402	Umbara-A--69	0,90	1,05	0	0	0	3
2403	WMARTINS--69	0,90	1,05	0	0	0	6
2404	BERNECK---69	0,90	1,05	6,5	2,4	0	6
2405	Taruma-L2-69	0,90	1,05	24,6	16,9	4,8	3
2406	Umbara-B--69	0,90	1,05	0	0	0	3
2407	HUHTAMAKI-69	0,90	1,05	4,8	1,8	0	6
2408	AltGloria-69	0,90	1,05	41,1	24,2	0	3
2409	PROVIDENC-69	0,90	1,05	9,7	5,4	0	6
2410	Guaratub-138	0,90	1,05	22,4	13,7	4,8	5
2411	KRAF+NEWH-69	0,90	1,05	11,4	4,3	0	6
2412	Tatu+Furu-69	0,90	1,05	15,7	6,6	4,8	3
2414	Guaraitub-69	0,90	1,05	14,9	5,3	0	3
2416	Porto----138	0,90	1,05	25,2	10,5	0	6
2417	Belem----138	0,90	1,05	15,2	7,3	0	4
2418	Castro---138	0,90	1,05	26,7	10,4	4,8	4
2420	Guarapuav-69	0,90	1,05	0	0	0	4
2421	INPACEL--138	0,90	1,05	32,8	7,7	0	4
2422	VOLVO-----69	0,90	1,05	4,0	1,2	0	6
2423	Jaguaria-138	0,90	1,05	0	0	0	4
2424	XISTO----230	0,90	1,05	14,0	4,5	0	4
2425	KLABIN----69	0,90	1,05	51,0	18,8	0	4
2426	PISA-----138	0,90	1,05	78,3	7,6	0	4
2428	Senges----69	0,90	1,05	7,2	4,0	0	4

2429	SiCampos-138	0,90	1,05	20,6	12,0	2,4	4
2431	TelBorba-138	0,90	1,05	30,5	8,4	0	4
2432	TelBorba--69	0,90	1,05	28,6	8,3	40	4
2434	Jaguariai-69	0,90	1,05	0	0	0	4
2435	Jaguariai-34	0,90	1,05	9,0	3,4	0	4
2436	Palmeira-138	0,90	1,05	13,4	6,3	2,4	4
2439	BATAVIA--138	0,90	1,05	6,1	2,2	0	4
2440	PLACA-JGI138	0,90	1,05	10,8	0,9	0	4
2442	Clevelan-138	0,90	1,05	21,2	11,3	2,4	4
2446	CER+FOC---69	0,90	1,05	2,4	0,9	0	4
2448	Laranjei--69	0,90	1,05	17,4	8,0	2,4	4
2449	MSMARIA---69	0,90	1,05	13,8	1,0	0	4
2451	Pinheiros-69	0,90	1,05	0	0	0	4
2452	Qlguacu---69	0,90	1,05	12,8	4,0	2,4	4
2453	SADIA----138	0,90	1,05	17,9	6,5	0	4
2454	CSEGREDO--69	0,90	1,05	12,3	3,2	2,4	4
2455	SOsorio-Y-69	0,90	1,05	0	0	0	4
2456	Ubirata---69	0,90	1,05	16,7	6,6	3,6	4
2457	Olimpico-138	0,90	1,05	33,4	14,9	0	4
2458	CascavOe-230	0,95	1,05	0	0	0	2
2460	AALEGRE--138	0,90	1,05	4	1,6	0	4
2461	SaltNatal-69	0,90	1,05	0	0	0	4
2462	PCONDGAS--69	0,90	1,05	0	0	0	3
2463	COPACOL--138	0,90	1,05	6,3	2,2	0	4
2464	Mourao-----2	0,90	1,05	6,1	1,8	0	4
2465	Altonia--138	0,90	1,05	10,9	3,4	0	4
2466	BarFerraz-69	0,90	1,05	11,0	8,5	0	4
2467	CMourao---69	0,90	1,05	0	0	0	4
2468	Colorado-138	0,90	1,05	14,5	7,0	2,4	4
2469	Mambore---69	0,90	1,05	0	0	0	4
2470	Maringa3-138	0,90	1,05	0	0	0	4
2471	Mourao----69	0,90	1,05	0	0	0	4
2473	JTropica-138	0,90	1,05	24,2	9,7	0	4
2481	Figueira--6	0,90	1,05	0	0	0	4
2483	Araponga-138	0,90	1,05	51,4	29,6	4,8	4
2484	Astorga--138	0,90	1,05	18,1	7,3	2,4	4
2485	Figueira-138	0,90	1,05	0	0	0	4
2486	JBandeir-138	0,90	1,05	31,2	17,7	4,8	4
2489	SAPlatin-138	0,90	1,05	17,1	5,9	4,8	4
2491	CristoRei138	0,90	1,05	16,5	5,1	0	4
2492	DXT+ATLAS138	0,90	1,05	7,1	2,9	0	4
2493	COCAMAR--138	0,90	1,05	12,4	4,3	0	9
2498	AcarayCF-138	0,90	1,05	0	0	0	4
2499	Acaray-CF-11	0,90	1,05	0	0	0	4

9321	CComprido-13	0,90	1,05	31,3	11,0	2,4	3
9322	DIND-SJP--13	0,90	1,05	11,5	3,2	0	3
9323	Jaguariai-13	0,9	1,05	9,0	3,8	0	4
9324	pgs-----T1	0,9	1,05	0	0	0	4
9325	pgs----34T1	0,9	1,05	22,0	10,0	9,6	4
9326	pgs----13T1	0,90	1,05	0	0	0	4
9424	pgs-----T2	0,90	1,05	0	0	0	4
9425	pgs----34T2	0,90	1,05	22,0	10,0	9,6	4
9426	pgs----13T1	0,90	1,05	0	0	0	4
9327	pgn-----T1	0,90	1,05	0	0	0	4
9328	pgn----34T1	0,90	1,05	7,0	2,0	2,4	4
9329	pgn----13T1	0,90	1,05	0	0	0	4
9427	pgn-----T2	0,90	1,05	0	0	0	4
9428	pgn----34T2	0,90	1,05	30,0	5,0	9,6	4
9429	pgn----13T2	0,90	1,05	4,2	2,0	4,8	4
9330	SaoMateus-34	0,90	1,05	7,3	2,5	0	4
9331	SaoMateus-13	0,90	1,05	4,8	1,7	0	4
9332	CASSOBIO--13	0,90	1,05	20,0	8,5	0	3
9333	Figueira-FIC	0,90	1,05	0	0	0	4
9334	Figueira--13	0,90	1,05	16,3	10,4	0	4
9335	Areia---FIC	0,90	1,05	0	0	0	4
9336	Areia----13	0,90	1,05	2,2	0,6	0	4
9337	GPSouza--FIC	0,90	1,05	0	0	0	5
9338	GPSouza---13	0,90	1,05	3,8	1,1	0	5
9339	PBranco--FIC	0,90	1,05	0	0	0	4
9340	PBranco---34	0,90	1,05	16,3	6,2	0	4
9341	PBranco---13	0,90	1,05	22,7	9,9	9,6	4
9342	CIndustri-13	0,90	1,05	45,8	28,0	7,2	3
9437	MASISA---138	0,90	1,05	17,5	6,3	0	4
9800	LARANJ-Y--69	0,90	1,05	0	0	0	4
9814	BateiasF-230	0,95	1,05	0	0	0	2
9815	BateiasT-230	0,95	1,05	0	0	0	2
9816	CCompriF-230	0,95	1,05	0	0	0	2
9860	COAMO----138	0,90	1,05	8,0	0,6	0	4
9879	ApucaraF-138	0,90	1,05	0	0	0	4

Tabela B.6 Dados das Barras de Geração

Barra	Nome	Vmin (pu)	Vmáx (pu)	Pgmáx (MW)	Qgmín (Mvar)	Qgmáx (Mvar)	Área
507	CAPIVARA-4GR	0,95	1,05	580,0	-308,0	308,0	1
511	ROSANA---4GR	0,95	1,05	372,0	-144,0	144,0	1
512	S.GRANDE-4GR	0,95	1,05	70,0	-32,0	42,6	1
514	Chavante-4GR	0,95	1,05	400,0	-200,0	200,0	1
800	GBMunhoz-4GR	0,95	1,05	1500,0	-800,0	800,0	1
801	GBMunhoz-0CS	0,95	1,05	0	0	0	1

804	GPSouza—4GR	0,95	1,05	260,0	-120,0	138,0	1
805	GPSouza—0CS	0,95	1,05	0	0	0	1
802	AraucarG-0GR	0,95	1,05	0	0	0	1
803	AraucarV-0GR	0,95	1,05	0	0	0	1
808	SCaxias--4GR	0,95	1,05	1210,0	-600,0	600,0	1
809	SCaxias--0CS	0,95	1,05	0	0	0	1
810	GNBraga--3GR	0,95	1,05	940,0	-300,0	399,0	1
811	GNBraga--0CS	0,95	1,05	0	0	0	1
919	SOsor1a4-3GR	0,95	1,05	540,0	-111,0	165,0	1
920	SOsor1a4-1CS	0,95	1,05	0	0	0	1
921	SOsor5e6-2GR	0,95	1,05	340,0	-168,0	168,0	1
922	SOsor5e6-0CS	0,95	1,05	0	0	0	1
925	SSantiag-4GR	0,95	1,05	1200,0	-440,0	420,0	1
926	SSantiag-0CS	0,95	1,05	0	0	0	1
2350	Chamine---6	0,90	1,05	11,6	-3,6	3,6	3
2352	Guaricana--6	0,90	1,05	13,6	-14	14	3