

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO  
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE  
ELETRICIDADE

**PRÉ-DESPACHO DE POTÊNCIA ATIVA  
CONSIDERANDO AS ÓTICAS DOS AGENTES  
GERADORES E DO OPERADOR DO SISTEMA**

Aniceto de Deus Pereira Neto

São Luís

2008

# **Livros Grátis**

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

# **PRÉ-DESPACHO DE POTÊNCIA ATIVA CONSIDERANDO AS ÓTICAS DOS AGENTES GERADORES E DO OPERADOR DO SISTEMA**

Dissertação de Mestrado submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da UFMA como parte dos requisitos para obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.

Por

Aniceto de Deus Pereira Neto

São Luís

2008

Pereira Neto, Aniceto de Deus

Pré-despacho de potência ativa considerando as óticas dos agentes geradores e do operador do sistema / Aniceto de Deus Pereira Neto. São Luís, 2008.

105f.

Orientador: Osvaldo R. Saavedra.

Impresso por computador (fotocópia).

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Maranhão, Mestrado em Engenharia Elétrica, São Luís, 2008.

1. Energia Elétrica - mercado. 2. Sistema elétricos de potência. 3. Pré-despacho de potência. I. Saavedra, Osvaldo R., Orient. II. Título.

CDU 621.311:621.313.13

# **PRÉ-DESPACHO DE POTÊNCIA ATIVA CONSIDERANDO AS ÓTICAS DOS AGENTES GERADORES E DO OPERADOR DO SISTEMA**

Aniceto de Deus Pereira Neto

Dissertação aprovada em 25 de julho de 2008.

Prof. Osvaldo R. Saavedra, Dr.  
(Orientador)

Profa. Carmen L. T. Borges, Dra.  
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Vicente L. Paucar, Dr.  
(Membro da Banca Examinadora)

# Dedicatória

A minha família, em especial a meus pais Adalberto e Genuína.

# Agradecimentos

A Deus, por ter me conduzido até aqui, proporcionando-me este momento de extrema felicidade, em que pese todas as dificuldades encontradas ao longo deste caminho.

A meu orientador, professor Osvaldo Saavedra, pelo apoio nesses longos anos, pela paciência nos momentos difíceis e pela amizade, fatores que fizeram de um projeto esta realidade.

À CAPES e ao CNPq o apoio financeiro quando em tempos de bolsista.

A Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE) pela infraestrutura laboratorial do Grupo de Sistema de Potência (GSP-DEE-UFMA), usada nesta pesquisa.

A todos os professores e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade.

A todos os meus amigos do grupo de sistemas de potência da Universidade Federal do Maranhão (Agnelo Coelho, Fábio Mendes, Júlio Cesar, Alex Paes e Yuri Molina) o companheirismo e descontração.

Aos meus amigos da Eletronorte Júlio Buzar e Sérgio Abreu o incentivo e a compreensão com meu trabalho de mestrado quando ingressei nesta empresa.

A todos os meus irmãos pelo apoio que me foi dado para conseguir atingir este objetivo.

Um agradecimento especial a minha tia Rosa Maria pela grande preocupação e apoio a toda minha família, e pelos primeiros e valiosos ensinamentos.

Um agradecimento especial a meus pais, Adalberto Gomes da Silva e Genuina Alves Pereira da Silva, pelo amor, pela segurança e respeito passados, e pelos grandes esforços realizados sempre buscando o melhor para os seus filhos através da educação.

A todos aqueles que, de alguma forma, contribuíram para que este momento fosse possível.

# Resumo

A reestruturação dos mercados de energia elétrica provocou mudanças significativas nos sistemas elétricos de potência de diversos países. Neste novo ambiente, cada empresa de geração executa individualmente o Pré-Despacho para maximizar seus benefícios financeiros, e não têm a obrigação em atender às demandas de potência e reserva girante, como acontecia no modelo tradicional. Por outro lado existe o operador do sistema, o qual sempre busca a otimização global do sistema ao menor custo. Assim, têm-se duas situações distintas neste ambiente competitivo: os geradores buscando o máximo benefício sem preocupação com a segurança operativa do sistema, e o operador independente buscando sempre operar o sistema de forma segura e ao menor custo.

Este trabalho apresenta as modelagens matemáticas e a solução do Pré-Despacho executado sob os dois pontos de vista: dos agentes de geração e do operador independente do sistema. Além do mais, um modelo de leilão é estendido para o PRD num horizonte de 24 horas. Este modelo simula a interação entre os agentes de geração e o operador do sistema na busca por uma solução única que concilie o interesse de ambos. A idéia é estimular os agentes geradores a ofertarem os produtos para os mercados de energia (primário) e de reserva (Serviço Ancilar) mediante oferta de preços pelo operador do mercado para os respectivos produtos. Esse procedimento iterativo é finalizado quando a oferta dos geradores for suficiente para atender completamente a demanda e, não provocar violações em nenhum limite de fluxos na malha de transmissão.

O método de solução proposto para o Pré-Despacho é baseado em estratégias evolutivas e Relaxação de Lagrange, resultando em um modelo híbrido robusto. Os modelos e técnicas foram validados em um sistema teste composto por 6 barras, 7 linhas de transmissão e 10 unidades geradoras. Os resultados obtidos demonstraram a eficiência do método de solução, o qual se mostrou capaz de resolver o problema de Pré-Despacho nas suas diversas modelagens utilizadas.

Palavras-Chaves: Mercado de Energia Elétrica, Sistemas de Potência, Pré-Despacho de Potência, Ambiente Competitivo, Estratégias Evolutivas, Relaxação de Lagrange, Restrições de Sistema.

# Abstract

The restructuring and deregulation of electricity markets has caused significant changes in electrical power systems in several countries. This process has result in a market-based competition by creating an open market environment. In this new environment each generation company runs the Unit Commitment to maximize their profits, and have no obligation to meet the energy and spinning reserve demands, as happened in the past.

With this new structure, the Unit Commitment problem has received special attention, since generation companies in actual model always seek the maximum profit without concern to serve all demands. On the other hand, there is the system operator, which always seeks to optimize overall system at the lowest cost. So, there are two different situations into this competitive market environment: generators seeking the maximum benefit without concern to the system security operating, and independent system operator seeking always operate the system safely and at less cost.

This work presents the mathematical models and the solution Unit Commitment problem, which was implemented considering two view points: the generation companies and the system independent operator views. Moreover, an auction model is extended to PRD in a horizon of 24 hours. This auction model simulates the interaction between generators and system operator to meet demands and security of the system. The idea is to stimulate the players to offer products to energy (primary) and reserve (Ancilar Service) markets using only prices offered by market operator for each product. This iterative process is finalized when generators supply sufficient to meet demand, and not cause any violation on flow limits in transmission lines.

The solution method proposed for Unit Commitment is based on evolution strategies and Lagrange Relaxation, resulting in a robust hybrid algorithm. The method have been validated in a test system composed of 6 buses, 7 transmission lines and 10 generating units. The results showed the efficiency of the hybrid model proposed, which was able to solve the unit commitment problem in its various models considered here.

Keywords: Electricity Market, Power Systems, Unit Commitment, Competitive Environment, Evolution Strategies, Lagrange Relaxation , Security System Operation

# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>xii</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>xiii</b>
<b>Abreviaturas e Símbolos</b>	<b>xiv</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Importância Econômica do Planejamento da Operação . . . . .	1
1.2 Pré-Despacho de Potência . . . . .	2
1.2.1 Novas Formulações de PRD . . . . .	4
1.3 Revisão de Métodos de Solução . . . . .	6
1.4 Motivação desta Pesquisa . . . . .	9
1.5 Objetivos desta Dissertação . . . . .	9
1.6 Estrutura da Dissertação . . . . .	10
<b>2 Reestruturação dos Sistemas de Energia Elétrica</b>	<b>12</b>
2.1 Contexto Geral da Reestruturação . . . . .	12
2.2 Caso Brasileiro . . . . .	14
2.2.1 Estrutura do SEP brasileiro . . . . .	16
2.2.2 Principais Agentes Institucionais do SEP no Brasil . . . . .	16
2.2.3 Serviços Ancilares no Brasil . . . . .	18
2.3 Comentários do Capítulo . . . . .	19
<b>3 O Problema Pré-Despacho de Potência</b>	<b>20</b>
3.1 Introdução ao PRD . . . . .	20
3.2 Formulação do PRD Clássico (mínimo custo) . . . . .	23

3.3	PRD na visão dos AGGER's (máximo retorno financeiro - PRDMF) . . . . .	26
3.4	PRD na visão do OIS (considerando limites de fluxos na transmissão - PRDRS) . . . . .	30
3.5	Modelagem do Despacho Econômico . . . . .	33
3.5.1	DE para o PRD Clássico . . . . .	33
3.5.2	DE para o PRDRS . . . . .	34
3.5.3	DE para o PRD baseado no Máximo retorno Financeiro . . . . .	35
3.6	Comentários do Capítulo . . . . .	35
<b>4</b>	<b>Estratégias Evolutivas - EE's</b>	<b>37</b>
4.1	Visão geral sobre computação Evolutiva . . . . .	37
4.2	Algoritmos Genéticos . . . . .	38
4.3	Estratégias Evolutivas . . . . .	38
4.3.1	Estratégias Evolutivas - População Unitária . . . . .	39
4.3.2	Estratégias Evolutivas Multi-Indivíduos . . . . .	40
4.3.3	Algoritmo Geral para EE's . . . . .	42
4.4	Programação Evolutiva . . . . .	43
4.5	Comentários do Capítulo . . . . .	44
<b>5</b>	<b>Método Híbrido Proposto para Resolver o Pré-Despacho de Potência</b>	<b>45</b>
5.1	Introdução . . . . .	45
5.2	PRD Clássico (mínimo custo) . . . . .	46
5.3	PRD Baseado no Máximo Retorno Financeiro . . . . .	48
5.4	Descrição do Algoritmo proposto - RLEE . . . . .	50
5.5	Comentários do Capítulo . . . . .	53
<b>6</b>	<b>Interação dos tipos de PRD dentro de um Modelo de Leilão de Energia e Reserva</b>	<b>54</b>
6.1	Introdução . . . . .	54
6.2	Características do Modelo de Leilão . . . . .	55
6.3	Descrição do Modelo Assumido . . . . .	56
6.3.1	Funcionamento do Processo . . . . .	57
6.4	Comentários do Capítulo . . . . .	59

<b>7 Resultados</b>	<b>61</b>
7.1 Introdução . . . . .	61
7.2 Resultados do PRD executado pelo Operador do Sistema - PRDRS . . . .	62
7.3 Resultados do PRD considerando mercado competitivo - PRDMF . . . . .	64
7.4 Resultados das simulações do PRD dentro do modelo de leilão proposto . .	68
7.5 Comentários do Capítulo . . . . .	75
<b>8 Conclusões</b>	<b>77</b>
8.1 Introdução . . . . .	77
8.2 Principais Contribuições . . . . .	77
8.3 Sugestões para Trabalhos Futuros . . . . .	80
<b>A Principais dados do Sistema Teste utilizado</b>	<b>82</b>
<b>B Publicações decorrentes das Pesquisas desta Dissertação</b>	<b>84</b>
<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>85</b>

# Lista de Figuras

2.1	Estrutura do setor elétrico verticalizado. . . . .	13
2.2	Estrutura atual do setor elétrico brasileiro. . . . .	17
3.1	Esquema simplificado de uma termelétrica a gás. FONTE: Referência [40] . . .	21
3.2	Esquema simplificado de uma termelétrica a vapor. FONTE: Referência [40] .	22
3.3	Curva de custo relacionando entrada e saída de um gerador térmico. . . . .	22
3.4	Esquema gráfico do Pré-Despacho do AGGER num ambiente competitivo. FONTE: Referência [3] . . . . .	27
3.5	OIS e os principais agentes do mercado na solução do PRDRS. FONTE: Referência [6]. . . . .	31
3.6	Modelo proposto em substituição ao modelo da figura 3.5 . . . . .	32
5.1	Programação Dinâmica para frente. . . . .	47
5.2	Fluxograma geral da metodologia proposta para resolver o Pré-Despacho. .	50
6.1	Modelo de mercado baseado em leilão considerando a interação entre os AGGER's, o OM e o OIS. . . . .	57
6.2	Etapas do funcionamento do mercado baseado em leilões. . . . .	58
7.1	Diagrama do sistema teste utilizado. . . . .	62
7.2	Fluxos nos ramos: (a) sem limites, (b) com limites. . . . .	63
7.3	Relação entre as demandas de energia e reserva com suas respectivas ofertas.	69
7.4	Evolução dos preços horários: (a) Preço da Energia, (b) Preço da Reserva.	70
7.5	Evolução das ofertas de potência (a) e reserva (b) para o horizonte de planejamento. . . . .	71
7.6	Fluxos no sistema de transmissão: (a) Caso 1, (b) Caso 2. . . . .	72

7.7	Evolução dos preços médios na interação OM-AGGER's: (a) Preço da Energia, (b) Preço da Reserva . . . . .	73
7.8	Evolução do rendimento líquido por agente de geração. . . . .	73
7.9	Evolução do custo total de geração. . . . .	74
7.10	Evolução da quantidade de geradores ligados. . . . .	74
7.11	Relação entre a oferta final dos AGGER's e o despacho final do OIS: (a) mercado básico, (b) mercado de reserva. . . . .	76
7.12	Distribuição de fluxos na hora 12 para os casos 1 e 2. . . . .	76

# Lista de Tabelas

3.1	Matriz Energética Brasileira em 07/2007. FONTE: ANEEL [41] . . . . .	21
7.1	Programação ótima obtida de potência para o PRD executado pelo OIS <b>relaxando</b> os limites de fluxos. . . . .	64
7.2	Programação ótima obtida de potência para o PRD executado pelo OIS <b>considerando</b> os limites de fluxos. . . . .	65
7.3	Programação ótima obtida de <b>reserva</b> para o PRD executado pelo OIS. . .	66
7.4	Programação ótima de potência para o PRDMF (Método de Pagamento I, com $r = 0.05$ e $RP = 5 \times SP$ ). . . . .	67
7.5	Programação ótima reserva e o total de potência e reserva em cada hora (Método de Pagamento I, com $r = 0.05$ e $RP = 5 \times SP$ ). . . . .	68
7.6	Estado de operação dos geradores em cada caso considerado. . . . .	75
A.1	Características das unidades térmicas. . . . .	82
A.2	Dados das linhas de transmissão. . . . .	82
A.3	Demandas e preços para cada um dos mercados, o básico e o de reserva. .	83

# Abreviaturas e Símbolos

ACL - Ambiente de Contratação Livre.

ACR - Ambiente de Contratação Regulada.

AE - Algoritmo Evolutivo.

AG - Algoritmos Genéticos.

AGDIS - Agente de Distribuição.

AGGER - Agente de Geração.

AGTRAN- Agente de Transmissão.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

DE - Despacho Econômico.

DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica.

EE - Estratégia Evolutiva.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética.

ISO - *Independent System Operator*

MEE - Mercado de Energia Elétrica.

OIS - Operador Independente do Sistema.

OM - Operador do Mercado.

ONS - Operador Nacional do Sistema.

PD - Programação Dinâmica.

PE - Programação Evolutiva.

PRD - Pré-Despacho de Potência.

PRDMF - PRD baseado no Máximo retorno Financeiro.

PRDRS - PRD com Restrições de Segurança.

RL - Relaxação de Lagrange.

SEB- Setor Elétrico Brasileiro.

SEP - Sistema Elétrico de Potência.

UC - *Unit Commitment*.

# 1. Introdução

Neste capítulo é feita a contextualização do trabalho, mostrando-se a importância do problema abordado, bem como o estado atual da arte com as diferentes metodologias propostas para solucioná-lo.

## 1.1 Importância Econômica do Planejamento da Operação

O planejamento da geração de energia elétrica, assim como a operação ótima e eficiente dos **Sistemas Elétricos de Potência** (SEP) tem ocupado um lugar de grande importância dentro das companhias de energia elétrica. Como grande parte das receitas obtidas pelas empresas de eletricidade, em sistemas termelétricos, é destinada ao pagamento do combustível necessário para produzir energia, observa-se aí a grande importância e necessidade de se fazer uso eficiente dos combustíveis disponíveis; também existe um outro fator a ser levado em consideração, que é a característica não renovável da grande maioria dos combustíveis atualmente em uso [1]. Ainda, a questão do meio ambiente vem sendo considerada de importância estratégica praticamente em todos os setores da sociedade mundial, principalmente sobre a ótica energética.

Além do mais, a operação dos SEP's impacta diretamente nas atividades econômicas e sociais de um país. Assim, com a finalidade de contribuir para uma adequada operação e um planejamento ótimo dos Sistemas Elétricos de Potência, têm-se experimentado em todo o mundo grandes avanços no desenvolvimento de modelos matemáticos e metodologias computacionais. A garantia de preservar a segurança do serviço, a qualidade de atendimento, o menor impacto ambiental e a operação ao menor custo para as instalações de geração e transmissão de forma a atender a demanda de forma confiável são os principais objetivos dessas metodologias.

## 1.2 Pré-Despacho de Potência

Um problema considerado de extrema importância no planejamento da programação diária dos SEP's é o Pré-Despacho de potência (PRD). O PRD é um problema de planejamento das unidades geradoras no qual todas as formas de geração de energia elétrica são através de geradores térmicos (gás natural, carvão mineral, diesel, biomassa, etc.), não sendo incluída aqui a geração hidroelétrica. Em um sistema contendo geradores térmicos e hidroelétricos o problema de planejamento operacional e da geração é denominado **planejamento hidrotérmico**, sendo este um problema de maior complexidade que o PRD.

O Pré-Despacho, como planejamento econômico, é extremamente importante, se comparado ao planejamento hidroelétrico, pois o combustível para fazer as térmicas funcionarem representa um percentual considerável nos custos das empresas de geração, enquanto que os geradores hidroelétricos funcionam à base da força hidráulica, e sendo esta abundante na natureza, teoricamente se teria um custo de combustível praticamente desprezível (isto a rigor não é verdade, pois devem ser levados em conta aspectos ambientais e climáticos, assim como os custos de oportunidade).

Um outro fator que ratifica a importância do combustível é que em unidades térmicas eles, em geral, são não renováveis; no entanto, nos geradores hidroelétricos a água utilizada para alimentar uma determinada unidade geradora pode, perfeitamente, ser aproveitada para alimentar uma outra unidade de geração que se encontra no mesmo rio, só que em um nível mais abaixo do que a primeira. Vale ressaltar também a peculiaridade das usinas movidas a gás natural, uma vez que este combustível não pode ser estocado, como acontece com o carvão, o óleo, o urânio e até mesmo com a água, a qual pode ser armazenada em grandes reservatórios.

O PRD, em um ambiente verticalmente integrado (antigo modelo), constitui-se em um problema de otimização para o planejamento da operação diária dos sistemas de potência, o qual envolve uma política de geração de curto-prazo. Nesse ambiente verticalizado, o PRD deve fornecer um planejamento dos estados (ligado/desligado) dos geradores a fim de atender totalmente uma demanda prevista a um mínimo custo para um período geralmente de um dia a uma semana (24 – 168 horas).

Entretanto, nas últimas décadas, o setor elétrico mundial tem passado por um profundo processo de reestruturação. Seja porque as empresas de eletricidade estatais ou privadas falharam no fornecimento adequado em qualidade e preço ou pela tendência

global de liberalização da economia, a organização dos SEP's tem sido drasticamente alterada [2].

De um modo geral, partiu-se de um setor elétrico verticalmente integrado, estruturado na forma de monopólios regionais, onde as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica eram controladas por empresas, principalmente estatais, que atuavam em determinadas áreas geográficas, para um ambiente desverticalizado, baseado na competição entre os agentes envolvidos na oferta de determinado serviço para o sistema elétrico.

Nestes novos cenários que foram propostos para os SEPs, são identificados pelo menos quatro atividades distintas na cadeia produção-consumo: **geração, comercialização, transmissão e distribuição**. Uma vez que algumas dessas atividades podem ser realizadas em ambientes competitivos, espera-se que a concorrência entre os diversos provedores de um mesmo serviço possa resultar em um fornecimento eficiente, tanto em qualidade quanto em preço [2]. Dentre as atividades citadas, aquelas mais propícias para serem tratadas em mercados competitivos são a geração e a comercialização.

Com isso, neste novo ambiente, o Pré-Despacho fica mais complexo de ser resolvido, visto que deve considerar interesses de vários agentes participantes deste novo **Mercado de Energia Elétrica** (MEE). O objetivo de cada agente é a maximização individual de seus benefícios. Sendo assim, na nova conjuntura do SEP, os **preços previstos** para a potência gerada e também para a **reserva girante** tornam-se fatores de extrema importância para a tomada de decisão desses agentes.

Um outro fator importante, e que também deve ser levado em consideração no problema de Pré-Despacho, é o sistema de transmissão, uma vez que a potência gerada por cada usina, em conjunto com as cargas distribuídas ao longo da rede, determinam os fluxos de potência através das linhas de transmissão. Desse modo, podem acontecer casos em que uma determinada distribuição de geração entre as usinas resulte em sobrecargas na rede de transmissão, podendo ocasionar desligamentos e corte de carga. Evitar essa sobrecarga requer a incorporação, no modelo do PRD, de **restrições de segurança** do sistema de transmissão.

Portanto, com a reestruturação dos Sistemas de Energia Elétrica, onde a idéia principal é gerar um ambiente em que os agentes envolvidos possam competir livremente para fornecer um determinado serviço, há dois enfoques que merecem destaque na solução de um Pré-Despacho eficiente:

- O primeiro é a formulação do problema do ponto de vista dos Agentes de Geração (AGGER's), os quais sempre buscam individualmente a maximização dos seus rendimentos. Este problema será denominado doravante de **Pré-Despacho baseado no Máximo retorno Financeiro (PRDMF)**.
- O segundo é a formulação do problema do ponto de vista sistêmico no qual o objetivo principal é a operação real de todo o sistema ao menor custo para os consumidores, envolvendo geração e a malha de transmissão. Este problema será denominado de **Pré-Despacho com Restrições de Segurança (PRDRS)**.

### 1.2.1 Novas Formulações de PRD

Como citado anteriormente, a nova organização do setor elétrico permite a concorrência em diversos setores, principalmente na geração e comercialização. Isto fez com que, no setor da geração, os agentes buscassem sempre maximizar seus benefícios, desobrigando-se da responsabilidade de atender totalmente a demanda do sistema. Também não estão mais preocupados com a operação física do sistema como um todo.

Com a separação das principais atividades do setor elétrico, houve necessidade da criação de diversas entidades, as quais passaram a ser responsáveis pelo atendimento à demanda do sistema, bem como a operação física do sistema elétrico.

Na literatura recente, interessantes modelagens para o PRD têm sido propostas. Uma delas é o PRD executado pelos AGGER's, o qual não mais visa minimizar custos, mas maximizar os benefícios individuais dos agentes de geração. Uma outra abordagem é o PRD executado pelo Operador do Sistema, o qual tem objetivo diferente daquele executado pelos AGGER's. Isto é, o objetivo aqui é minimizar custos, garantir que a demanda seja atendida e garantir que a solução seja viável do ponto de vista físico do sistema de transmissão.

A seguir, é feita uma breve revisão bibliográfica do PRD considerando as características citadas anteriormente.

- **Máximo retorno Financeiro (PRDMF)** - com a reestruturação dos modelos de sistemas de potência, a competição inserida no segmento de geração faz com que cada agente de geração busque a maximização de seus ganhos. Com isso, em [3, 4] a modelagem do Pré-Despacho é feita por maximização do Lucro, levando em consideração não só os custos de operação, mas também os preços ofertados pelos

produtos nos diferentes mercados: **mercado de energia** e **mercado de reservas operativas**.

Além de considerar os preços, a modelagem considera, ainda, uma probabilidade de a reserva girante ser utilizada pelo sistema. A solução do problema nesses trabalhos é feita por métodos híbridos, nos quais se usam as técnicas Relaxação de Lagrange e Programação Dinâmica em conjunto com técnicas evolutivas (algoritmos genéticos e programação evolutiva).

Em capítulo posterior, será mostrada de forma detalhada toda a formulação matemática para este problema, e que também pode ser encontrada em [3].

- **Restrições de Segurança (PRDRS)** -um problema de programação da geração deve considerar não somente os parâmetros dos geradores e das cargas, mas também, deve contemplar as características da malha de transmissão. Muitos trabalhos têm surgido na literatura propondo uma modelagem do PRD que considere o sistema de transmissão [5]-[11].

Um método direto, considerando restrições de fluxo de potência no sistema de transmissão e baseado em Relaxação de Lagrange, foi desenvolvido em [9, 10] para resolver um chamado Pré-Despacho com Restrições de Segurança. Em [5, 6, 8, 11], os autores incorporam ao PRD as restrições do sistema de transmissão, tais como: limites de fluxos nas linhas e limites de tensão ([12, 13, 14]) e injeção de potência reativa nos barramentos. Esse problema é resolvido via técnica decomposição de Benders, a qual utiliza um processo iterativo entre dois blocos principais: o primeiro bloco resolve um Pré-Despacho simples, enquanto que o segundo fica responsável por checar se as restrições estão sendo atendidas. Este problema considera que o Pré-Despacho com restrições de segurança deva ser executado pelo **Operador Independente do Sistema** (OIS), uma vez que este é o responsável por manter o sistema funcionando de forma segura, confiável e com qualidade de suprimento aos consumidores.

Em [15] o PRD é modelado considerando um mercado onde há incerteza na oferta de preços no mercado *Spot* e de serviços ancilares. As incertezas nos preços são modeladas usando a técnica de cenários, sendo que a simulação de Monte Carlo é utilizada para gerar os diversos cenários. Já em [16] o *unit commitment* é resolvido considerando um modelo probabilístico para a determinação do nível de

reserva. Nesse trabalho, utiliza-se um método de otimização baseado em colônia de partículas para a resolver o problema.

### 1.3 Revisão de Métodos de Solução

O Pré-Despacho é um problema que surgiu da necessidade em atender diferentes níveis de demanda durante o dia de forma mais econômica, uma vez que não seria eficiente considerar o maior valor de demanda e programar os geradores para ficarem sempre nesse nível de geração. A melhor estratégia para cada nível de demanda, dentro do horizonte de planejamento, é determinar um arranjo das unidades de geração tal que atenda à demanda ao menor custo possível. Para isso, é preciso evitar os custos dos geradores mais caros, desligando-os nos horários em que não são necessários.

Assim, para resolver esse problema, vários métodos de solução têm sido propostos utilizando as mais diversas técnicas matemáticas. Nesta seção, serão citados e comentados alguns dos métodos utilizados para resolver o PRD. Estes métodos utilizam desde técnicas clássicas, como enumeração completa, até algoritmos híbridos avançados, usando técnicas inteligentes.

- **Enumeração Completa** - Este método resolve o problema Pré-Despacho enumerando todas as possíveis combinações das unidades geradoras e, então, seleciona aquela combinação que tem o menor custo de operação e satisfaz todas as restrições do problema. A Enumeração Completa funciona bem para sistemas de tamanho reduzido, uma vez que verifica todas as possíveis soluções; porém, torna-se impraticável para sistemas de grande porte, pois levaria um enorme tempo computacional para obter a solução [1, 3].
- **Lista de prioridades** - É uma técnica simples para resolver o Pré-Despacho. O método ordena de maneira crescente/decrescente as unidades de acordo com os seus custos de operação, incluindo o custo de transição de estados. A ordem pré-determinada é utilizada para especificar as unidades até que as necessidades de demanda e de reserva girante sejam satisfeitas. Este método não tem uma solução geral, pois é baseado em muitas suposições [1, 3].
- **Programação Dinâmica (PD)** - Este método encontra a solução construindo e avaliando uma árvore de decisões, a qual consiste nos estados das unidades para uma

solução ótima, sendo que busca é realizada no sentido para frente. Os intervalos de tempo do horizonte de estudo são conhecidos como estágios do problema. Este método possui muitas vantagens, tal como a habilidade de obter uma solução factível. Entretanto, a PD possui um inconveniente, que é um aumento na dimensão do problema com o aumento das unidades geradoras, resultando em grande tempo de solução. Em [17], Walter apresenta um exemplo da solução do problema *Unit Commitment* via Programação Dinâmica.

- **Relaxação Lagrangeana (RL)** - Este método decompõe o problema a ser resolvido em vários sub-problemas, os quais são facilmente solucionados separadamente. Esses sub-problemas são ligados através dos chamados **multiplicadores de Lagrange** que são adicionados ao problema principal para formar um **problema dual**. O problema dual obtido tem menores dimensões que o **problema primal** e, assim, fica mais fácil de ser resolvido. A diferença entre as duas funções (denominada *duality gap*) é utilizada como uma medida do quão próximo do ótimo a solução se encontra. Trabalhos desenvolvidos em [1],[18]-[20] apresentam a formulação matemática, os passos computacionais práticos e algumas propostas baseadas em Relaxação de Lagrange. Esta técnica tem surgido como um dos métodos mais eficientes capazes de solucionar o Pré-Despacho de potência, visto que consegue tratar facilmente as restrições. Por outro lado, a técnica RL é um processo iterativo e sua solução depende fortemente do método utilizado para atualizar os multiplicadores de Lagrange. Muitos trabalhos utilizam o método do gradiente e sub-gradiente para realizar esta tarefa. Entretanto, a solução obtida com esses métodos sofre com o problema de convergência, ficando geralmente estagnada em um ótimo local. Assim, há a necessidade de busca por novas maneiras de realizar a atualização desses multiplicadores. Assim, neste trabalho, a solução do Pré-Despacho é obtida via RL, sendo que é utilizada uma técnica evolutiva para fazer a atualização desses multiplicadores [7, 21].
- **Sistemas Especialistas/Redes Neurais Artificiais** - Redes neurais são muito utilizadas na solução de problemas de otimização. Em [22] foi utilizado um **sistema especialista** em conjunto com redes neurais artificiais (RNA) para melhorar a solução do Pré-Despacho. O sistema especialisata atuou no ajuste dos parâmetros do programa por meio da interação com o operador do sistema. Este método usa as experiências dos operadores do sistema e especialistas em Pré-Despacho para

auxiliar os operadores na programação de sua geração.

- **Computação Evolutiva (CE)** - Atualmente, técnicas tais como *Simulated Annealing* (SA), Algoritmos Genéticos (AG) e Programação Evolutiva (PE) têm sido muito utilizadas nos problemas de otimização em sistemas de potência. Usando SA, o problema PRD é comparado ao recozimento de um metal. Quando o metal é resfriado lentamente, sua energia tende a assumir um valor de mínimo global. O estado da temperatura do metal corresponde às várias soluções factíveis do problema a minimizar, e a energia de um estado é análoga à função objetivo. Em [23] e [24] o problema Pré-Despacho é resolvido via técnica SA.

Outra técnica evolutiva muito utilizada atualmente são os algoritmos genéticos. Este é um método de busca adaptativo e opera no princípio da seleção natural Darwiniana. A principal vantagem do AG é sua flexibilidade, pois permite uma modelagem de ambos: restrições de acoplamento e restrições dependentes do tempo. Em geral, o algoritmo genético é uma boa técnica de busca global, porém pode tornar-se extremamente pesada computacionalmente devido a necessidade de codificar e decodificar os indivíduos em variáveis binárias. Em [25]-[28] o AG foi extensamente explorado para resolver o PRD, sendo os resultados comparados com outras técnicas tais como Relaxação de Lagrange e Programação Dinâmica.

A Programação Evolutiva também é uma variante da computação evolutiva. Ela compartilha conceitos comuns com AG e outras técnicas evolutivas como as Estratégias Evolutivas (EE's). Como pode ser visto no capítulo 4, estas técnicas emulam a evolução de indivíduos através dos processos da teoria de Darwin: seleção (ou competição), mutação e cruzamento (ou recombinação). Um exemplo de programação evolutiva aplicada ao problema Pré-Despacho pode ser encontrado em [29].

- **Técnicas híbridas** - Até o momento, várias técnicas, algumas descritas acima, têm sido utilizadas para solucionar o problema PRD. Cada um desses métodos tem suas vantagens e desvantagens, como por exemplo: técnicas de computação evolutiva podem fornecer soluções bem próximas do ótimo global, mas levam muito tempo computacional para isso; o método RL fornece uma solução rápida, mas sofre com problemas de convergência numérica; etc.

Com o objetivo de obter boas soluções com um razoável tempo de simulação,

vários métodos híbridos têm sido implementados na literatura. Em [30], é proposto um método de solução para o problema PRD, o qual utiliza a propriedade de encontrar boas soluções do *Simulated Annealing* com a propriedade de convergência rápida das redes neurais artificiais. Outros métodos híbridos utilizando técnicas evolutivas juntamente como Relaxação de Lagrange têm sido propostos, sendo que os resultados obtidos mostram-se melhores que aqueles das técnicas individuais [3]. Em [7, 21], um método híbrido baseado em RL com EE's é proposto para resolver o PRD. Este método utiliza a rapidez da técnica RL associada à propriedade de busca global das EE's. Em [31] a técnica busca tabu é combinada com algoritmos genéticos com o objetivo de melhorar o desempenho de busca local deste na solução do *Unit Commitment*. Já em [32] a busca tabu é combinada com redes neurais formando um modelo híbrido de solução do *Unit Commitment* considerando diversas restrições em sua modelagem. Em [33] são combinados os métodos *Branch-and-Bound* e pontos interiores para resolver o Pré-Despacho. Esse método otimiza as variáveis inteiras (0/1) e as variáveis contínuas (nível de potência) simultaneamente.

## 1.4 Motivação desta Pesquisa

Ao longo das últimas décadas, modelos matemáticos têm sido desenvolvidos e incorporados à engenharia de sistemas, permitindo a aplicação prática de conceitos de otimização. No caso do planejamento e da programação da operação dos Sistemas Elétricos de Potência, esses modelos têm papel especial, uma vez que os ganhos ou perdas se tornam bastante perceptíveis nessa etapa.

Com a reestruturação ocorrida no setor elétrico mundial, a necessidade de ferramentas para o processo de otimização de custos e receitas, de forma a satisfazer as necessidades dos Agentes do Setor, torna-se ainda mais importante. O Pré-Despacho de Potência é um problema que merece destaque neste cenário, principalmente devido às características do setor de geração de energia, onde está aberto para a concorrência entre os agentes supridores desse serviço.

## 1.5 Objetivos desta Dissertação

Este trabalho tem como objetivo propor uma metodologia híbrida para resolver o problema Pré-Despacho de potência de um parque termelétrico considerando

um **mercado competitivo** e também considerando **restrições operativas do sistema de transmissão**. Para resolver o problema abordado, é utilizado um método híbrido baseado em Estratégias Evolutivas, Relaxação de Lagrange e Programação Dinâmica. São consideradas, portanto, duas formulações distintas: o PRD resolvido sob a ótica do **Agente da Geração** e o PRD resolvido sob a ótica do **Operador Independente do Sistema** (*ISO-Independent System Operator*).

Além disso, é proposto um modelo de mercado de energia estendido para o PRD, em que essas duas abordagens são postas a interagirem na forma de um **leilão**, de modo que a solução final seja ótima para os **Agentes de Geração** e, também, segura do ponto de vista operativo do sistema. O objetivo aqui é simular o comportamento dos AGGER's na tomada de suas decisões frente a variações nos preços ofertados pelo OM e, também, a busca deste pelo fechamento do balanço **geração-demanda**.

## 1.6 Estrutura da Dissertação

O restante desta dissertação está dividida em sete capítulos:

**Capítulo 2:** Apresenta uma abordagem geral sobre a reestruturação ocorrida nos sistemas de energia elétricas em diversos países. Também, mostra-se como essa reestruturação deu-se no Brasil, apresentando as principais entidades surgidas com as reformas impostas ao setor elétrico brasileiro;

**Capítulo 3:** Neste capítulo são formuladas as diversas abordagens para os casos de PRD considerados neste trabalho. São realizadas as modelagens matemáticas do Pré-Despacho clássico, do Pré-Despacho baseado no máximo benefício e do Pré-Despacho considerando as restrições de fluxos nos ramos de transmissão.

**Capítulo 4:** Trata sobre os Algoritmos Evolutivos e suas diversas abordagens, dando ênfase especial às Estratégias Evolutivas, que é a técnica utilizada na metodologia proposta neste trabalho;

**Capítulo 5:** Descreve detalhadamente o método híbrido de solução proposto para resolver o Pré-Despacho. Também é feito todo o desenvolvimento matemático baseado na técnica Relaxação de Lagrange, considerando, é claro, os diferentes aspectos tratados neste trabalho.

**Capítulo 6:** Apresenta um processo iterativo que simula os mercados de energia e reserva baseado em leilão. A proposta é simular a dinâmica do mercado, observando-se como se comportam os agentes de geração no ambiente competitivo quando há variação nas tarifas dos produtos nos seus respectivos mercados.

**Capítulo 7:** Neste capítulo são apresentados todos os resultados de simulações realizadas em um sistema teste de 6 barras. Todas as tabelas e os gráficos encontram-se devidamente comentados.

**Capítulo 8:** Apresenta as conclusões do trabalho desenvolvido e seus resultados, bem como sugestões para futuros trabalhos.

## 2. Reestruturação dos Sistemas de Energia Elétrica

Em um contexto geral, nas últimas décadas o setor elétrico mundial tem passado por grandes mudanças estruturais. Neste capítulo, apresenta-se um breve resumo sobre essas mudanças, além de mostrar uma visão básica do atual modelo do setor elétrico brasileiro, uma vez que este não ficou à parte das mudanças ocorridas mundialmente.

### 2.1 Contexto Geral da Reestruturação

Nas últimas décadas, diversos países têm realizado mudanças radicais na estrutura dos seus respectivos sistemas de energia elétrica. Como citado em [2], *o movimento geral em favor da reestruturação do setor elétrico foi iniciado nos Estados Unidos durante os anos 70, quando foram defendidas duas reformas: a introdução da competição e a imposição de preços que refletissem os custos reais de acordo com o uso.* Em seguida, vários países também instituíram leis visando introduzir a competição nos setores elétricos. Dentre esses países, os pioneiros foram Chile, Inglaterra, País de Gales e Noruega. Os modelos adotados nesses países difundiram-se a outros próximos geograficamente.

A reestruturação fez com que os setores elétricos evoluíssem para estruturas mais competitivas nas quais a energia elétrica se tornou um produto livremente comercializado nos Mercados de Energia Elétrica. Durante muito tempo funcionou o modelo de forte presença estatal, marcado pela multiplicidade de empresas com grande participação governamental, dedicadas a fornecer os serviços de energia elétrica, escoradas por ampla disponibilidade de recursos proporcionados pelos órgãos do governo. Esse modelo foi se esgotando com o passar do tempo, principalmente devido à incapacidade de criar condições de sustentabilidade, continuando, permanentemente, a depender de

recursos vinculados ou subsidiados. Entretanto, com a dinâmica da economia mundial e a nova postura das agências financiadoras que reduziram seus programas de financiamento, o referido modelo estatal foi seriamente afetado. Daí a necessidade de sua substituição por um novo modelo, baseado em investimentos privados, comprometidos com resultados [12].

A idéia da reestruturação nos diferentes mercados de energia elétrica é a separação entre o **produto** (consideração da energia elétrica como um bem de consumo) e **serviço** (transmissão, distribuição e controle do sistema). Ao contrário de um setor totalmente verticalizado (vide figura 2.1) com empresas produzindo, transmitindo, distribuindo e comercializando energia, na nova estrutura passam a existir empresas desverticalizadas, possibilitando a competição no âmbito, principalmente, da geração e da comercialização [3].

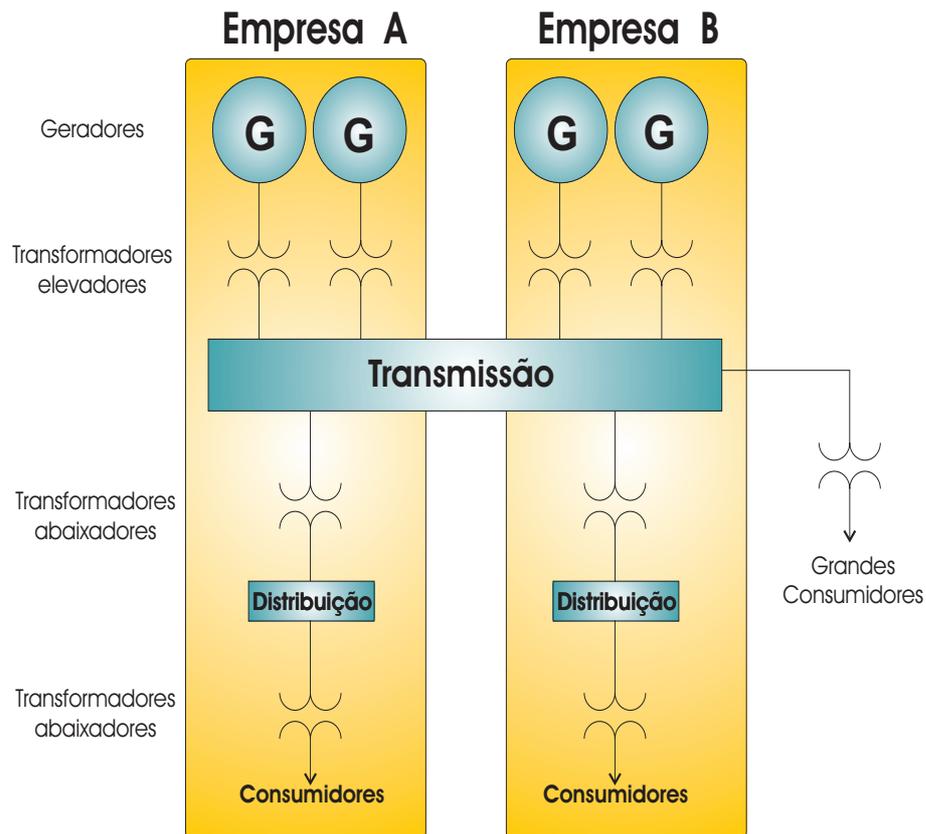


Figura 2.1: Estrutura do setor elétrico verticalizado.

Assim, pode-se dizer que reestruturação do setor elétrico teve como princípios básicos os seguintes pontos, segundo Lala em [12]: *o aumento de competitividade e eficiência, o atendimento adequado à demanda, a estabilidade de regras, a racionalização da oferta e da demanda, a capacidade de investimentos no setor, o respeito ao meio ambiente, o fortalecimento do estado regulador e fiscalizador e a participação privada com*

*qualidade e preço justo aos consumidores.* Então, com esses princípios, vários países, cada um com suas características, passaram a efetuar os ajustes necessários em seus sistemas de energia a fim de torná-los eficientes, lucrativos, seguros e com preços adequados aos consumidores.

## 2.2 Caso Brasileiro

No contexto nacional, o Novo Setor Elétrico Brasileiro é também o resultado de um processo de transformação institucional iniciado nos anos 90. No início dessa década, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) encontrava-se bastante precário, e conforme apresentado em [34], a situação era a seguinte:

- *Crise financeira da União e dos Estados inviabilizando a expansão da oferta de eletricidade e manutenção de padrões de qualidade e confiabilidade das linhas de transmissão;*
- *Dificuldade de gestão das empresas de energia elétrica, estatais a grande maioria, devido a um modelo legal e normativo ultrapassado, que não previa incentivos à eficiência e à produtividade; ao contrário, as engessava por mecanismos como **equalização tarifária**, regime tarifário baseado no custo do serviço e sua utilização como instrumento de política econômica ou social;*
- *Precariedade da legislação, centrada no Código de Águas, de 1934, e inexistência de regulação propriamente dita do setor, já que ao Estado, detentor do controle acionário das empresas, naturalmente não interessava se auto-fiscalizar;*
- *Inadequação do órgão normativo, o DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, do Ministério de Minas e Energia, sem estrutura e sem recursos, no sentido amplo, portanto, sem poder, e atrelado a políticas setoriais, com objetivos muitas vezes contraditórios, como busca concomitantemente de eficiência produtiva, controle inflacionário e universalização dos serviços.*

Os objetivos básicos do processo de reestruturação foram: primeiro, assegurar os **investimentos** necessários para a expansão da oferta de energia (garantia de suprimento do serviço), uma vez que havia uma percepção de esgotamento da capacidade do Estado de investir em infra-estrutura na escala necessária para atender ao aumento da demanda; segundo, assegurar que o setor fosse **economicamente eficiente**, utilizando

os recursos disponíveis para garantir um suprimento confiável de energia elétrica ao menor custo possível (modicidade tarifária); e ainda, promover a inserção social no Setor Elétrico, em particular pelos programas de universalização de atendimento. A noção básica era implementar a competição onde possível (geração e comercialização) e regulamentar os demais setores de monopólio com livre acesso (transmissão e distribuição). E como resultado desse processo, buscava-se reduzir a dívida pública e melhorar a eficiência produtiva do sistema e das empresas para a prestação de serviços aos consumidores [34, 35, 36].

Com vistas a realizar o processo de reestruturação do SEB (Setor Elétrico Brasileiro), foram adotadas ações gerais semelhantes às aquelas adotadas em outros países, as quais podem ser destacadas a seguir [35]:

- A **privatização** deveria proporcionar recursos para o setor público, além de transferir para o **setor privado** a responsabilidade pelos investimentos e, também, possibilitar a competição entre as empresas do setor proporcionando condições para que se tornassem mais eficientes;
- Estabelecimento de medidas visando a **competição na geração e na comercialização**. Este ambiente competitivo deveria ser o grande estímulo para o aumento da eficiência e, conseqüentemente, para a redução dos preços;
- Garantia de **livre acesso às redes de transmissão e distribuição**, de forma a permitir efetivamente a competição na produção e na comercialização.
- A **desverticalização** das empresas do setor elétrico. Isto é, a separação entre as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização que eram executadas por empresas verticalizadas, sendo a maioria delas estatais, faria com que essas atividades fossem realizadas por empresas distintas com interesses próprios. Desse modo, seria a desverticalização que garantiria o livre acesso de todos os produtores e consumidores às redes de transmissão e distribuição.

Com isso, o setor de geração de energia elétrica passava a ser uma **indústria competitiva**, enquanto que os setores de transmissão e distribuição ficariam como **monopólios naturais**, até pelas próprias características e pela necessidade de otimização elétrica e energética.

Observa-se, ainda, que no novo modelo surgem os **comercializadores de energia elétrica**, os quais são empresas, em geral, sem ativos elétricos, e funcionam como

uma espécie de **corretores** de energia elétrica (*brokers*). Estas empresas são alimentadas pelas oportunidades de negócio que surgem quando há falta ou excesso de energia em determinado mercado, ou seja, elas buscam quem tem sobre oferta de energia para vender a quem tem falta desse produto, e vice versa.

No Brasil, a contratação atualmente de energia é realizada em dois ambientes distintos, e sempre coordenado por um Operador do Mercado, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) [36]:

- **Ambiente de Contratação Regulada (ACR)** - compreende a contratação de energia para atendimento aos consumidores de tarifas regulados (consumo dos distribuidores) por meio de contratos regulados com o objetivo de assegurar a modicidade tarifária;
- **Ambiente de Contratação Livre (ACL)** - compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores livres, por intermédio de contratos livremente negociados entre vendedor e consumidor.

### 2.2.1 Estrutura do SEP brasileiro

A estrutura básica atual do SEB pode ser vista na figura 2.2, onde são mostrados os seus principais elementos, referentes à rede básica. Nela, pode-se verificar que as relações técnicas são tratadas junto ao Operador Nacional do Sistema, enquanto que as relações comerciais ficam a cargo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; porém, todas essas transações ficam sob a supervisão da ANEEL, a qual está diretamente vinculada ao Ministério de Minas e Energia e cuja responsabilidade é regulamentar e fiscalizar todo o Sistema Elétrico.

### 2.2.2 Principais Agentes Institucionais do SEP no Brasil

Com a reestruturação sendo imposta ao SEP, houve a necessidade da criação de várias instituições com objetivo de dar suportes regulatório e técnico a todos os envolvidos no Setor Elétrico. Assim, atualmente, constituem-se agentes centrais do novo modelo do SEB as seguintes instituições:

- **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)** - Criada em 1996 cujos objetivos principais são: mediar, regular e fiscalizar o funcionamento do Setor Elétrico; realizar leilões de concessão de empreendimentos de geração e transmissão

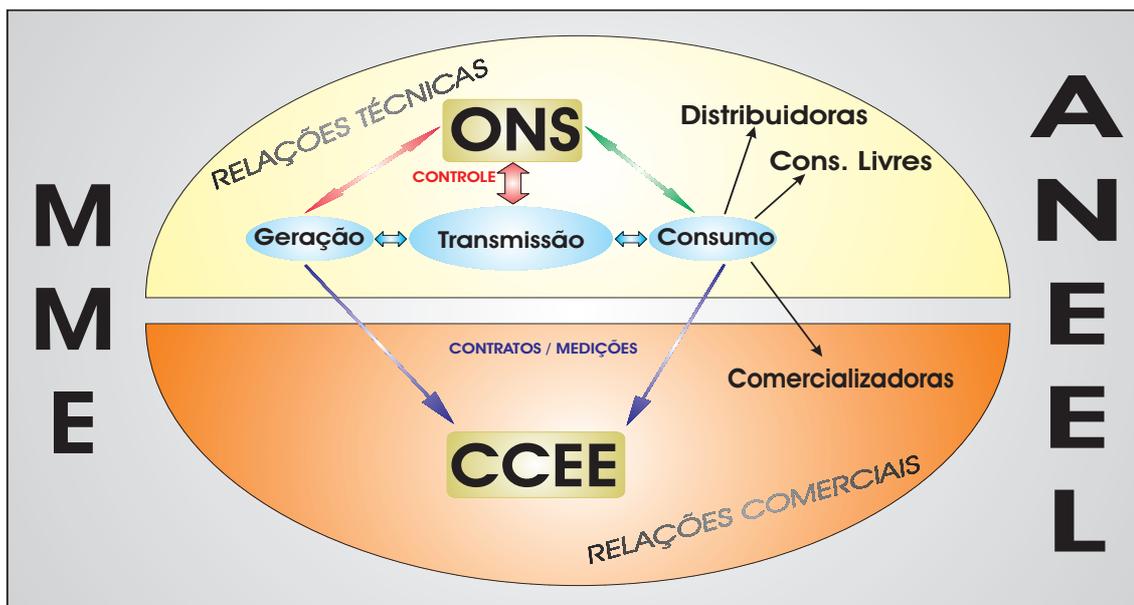


Figura 2.2: Estrutura atual do setor elétrico brasileiro.

por delegação do Ministério de Minas e Energia (MME); licitar a aquisição de energia para os distribuidores [36];

- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)** - Criada em 2004 com propósito de substituir o Mercado Atacadista de Energia (MAE). A CCEE é a responsável por: registrar e administrar todas transações de compra e venda de energia dos concessionários do serviço público de distribuição; realizar, sob autorização da ANEEL, leilões de compra de energia para os distribuidores; e exercer as funções de contabilização e liquidação que eram realizados pelo MAE, nos dois ambientes de contratação, o ACR e o ACL [36].
- **Operador Nacional do Sistema (ONS)** - Criado em 1998 com atribuições principais de coordenar e controlar quaisquer operações no Sistema Interligado Nacional (SIN), sempre visando à otimização energética e ao menor custo operacional. O ONS é uma entidade da qual participam todos os agentes do setor elétrico: geradores, empresas de transmissão e distribuição, consumidores livres, comercializadores, importadores e exportadores de eletricidade. Entre outras tarefas, cabe ao ONS garantir a qualidade de suprimento elétrico na rede de transmissão, garantir que todos os agentes do setor, de forma equitativa, tenham acesso aos serviços prestados pela rede de transmissão e, ainda, definir o preço da energia no mercado atacadista via otimização do despacho das centrais [37].

- **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)** - Criada em 2004 com a finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, entre outros.

### 2.2.3 Serviços Ancilares no Brasil

Objetivando um melhor entendimento sobre mercado de reserva de geração, nesta seção é feita uma breve explanação sobre os serviços ancilares no contexto nacional.

Existem diversas definições na literatura para o termo serviços ancilares. Normalmente se aceita na prática que os serviços ancilares são os recursos e ações que garantem a continuidade do fornecimento de energia, a segurança do sistema e a manutenção dos valores de frequência e tensão. Assim, os serviços ancilares contemplam diversos serviços, como regulação primária e secundária de frequência, suporte de reativo para controle de tensão, suprimento de perdas, reservas de contingências e capacidade de restauração autônoma (*Black Start*).

Em [35] e [38] são abordados os serviços ancilares de reserva de geração. Nesses trabalhos é feita uma ampla revisão de como este tema está sendo tratado no Brasil. Segundo apresentado em [38] e conforme estabelecido no módulo 14 dos procedimentos de rede do ONS [39], *no Brasil cabe ao Operador Independente do Sistema, o ONS, a contratação e administração dos serviços ancilares necessários à operação do Sistema Interligado Nacional. Em decorrência desta missão e da regulamentação da ANEEL, o ONS deverá estabelecer os procedimentos para os arranjos comerciais dos serviços ancilares providos pelos Agentes Prestadores de Serviços Ancilares, a celebração e administração dos Contratos de Prestação de Serviços Ancilares - CPSA e a apuração mensal referente aos serviços ancilares.*

Ainda segundo os procedimentos de rede do ONS, têm-se as seguintes responsabilidades com relação aos serviços ancilares no Brasil [39].

- (a) Cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica regulamentar, estabelecer tarifas e atualizar os tipos de serviços ancilares a serem providos pelos agentes;
- (b) Cabe ao Operador Nacional do Sistema contratar, administrar e realizar a apuração dos serviços ancilares; realizar análise técnica dos requisitos do sistema relativo aos serviços ancilares; além de outras responsabilidades detalhadas em [39].

## 2.3 Comentários do Capítulo

Neste capítulo foi feita uma breve introdução sobre as mudanças ocorridas nos SEP's nas últimas décadas, mostrando, também, a estrutura atual do modelo adotado no Brasil. Mostrou-se de forma rápida alguns princípios motivadores da reestruturação no setor, tanto a nível mundial, quanto a nível nacional. Também, foram mostrados, de forma básica, alguns tópicos relacionados à prestação de serviços ancilares no Brasil. O objetivo aqui foi dar uma idéia das mudanças que ocorreram, influenciando a reestruturação dos mercados de energia elétrica.

# 3. O Problema Pré-Despacho de Potência

Neste capítulo é apresentado o problema Pré-Despacho de potência, considerando geração termelétrica. É feita uma introdução teórica, bem como a formulação matemática para cada modelo de PRD considerado neste trabalho, ou seja: o PRD baseado no máximo retorno financeiro e o PRD considerando as restrições de segurança do sistema de transmissão.

## 3.1 Introdução ao PRD

Uma fonte geradora de energia amplamente utilizada em todo o mundo é a geração termelétrica. Neste tipo de geração, a energia elétrica é obtida através da transformação da **energia térmica** em **energia mecânica**, a qual movimenta uma **turbina** acoplada a um **gerador**. A diferença entre os vários tipos de usinas está no tipo de combustível e como ele é queimado [40].

No Brasil, a geração termelétrica corresponde a uma parcela pequena da produção total de energia, devido principalmente ao grande potencial hidrelétrico existente. Dados atuais indicam que essa parcela situa-se em torno de 23% de toda a geração, como pode ser visto na tabela 3.1, na qual são apresentados valores atuais (referentes a 2007) sobre as fontes energéticas exploradas no Brasil [41].

As usinas termelétricas, segundo o tipo de combustível utilizado, podem ser de dois tipos: **convencionais**, são aquelas que utilizam combustíveis fósseis como o carvão, óleo, gás natural, biomassa e madeira; e **nucleares**, são as que utilizam o urânio natural e enriquecido. A forma como o combustível é queimado resulta em outra divisão das usinas termelétricas: usinas com turbina a vapor, com turbina a gás e usinas de combustão direta.

Tabela 3.1: Matriz Energética Brasileira em 07/2007. FONTE: ANEEL [41]

Empreendimentos em Operação			
Tipo	Quantidade	(kW)	%
Centrais Geradoras Hidrelétricas	207	110.556	0,11
Centrais Geradoras Eólicas	15	236.850	0,24
Pequenas Centrais Hidrelétricas	283	1.678.913	1,69
Centrais Geradoras Solar	1	20	0,00
Usinas Hidrelétricas	158	74.920.411	75,30
Usinas Termelétricas	969	23.540.501	20,64
Usinas Termonucleares	2	2.007.000	2,02
<b>Total</b>	<b>1635</b>	<b>99.494.260</b>	<b>100</b>

Nas usinas com turbina a gás, a turbina é movida por uma mistura gasosa do ar comprimido com o gás obtido na queima do combustível, como pode ser visto pelo esquema da figura 3.1. Já nas usinas a vapor, o combustível é queimado para fornecer calor a uma caldeira, onde a água é aquecida e transformada em vapor que, sob pressão, movimenta a turbina. Este esquema pode ser visto na figura 3.2.

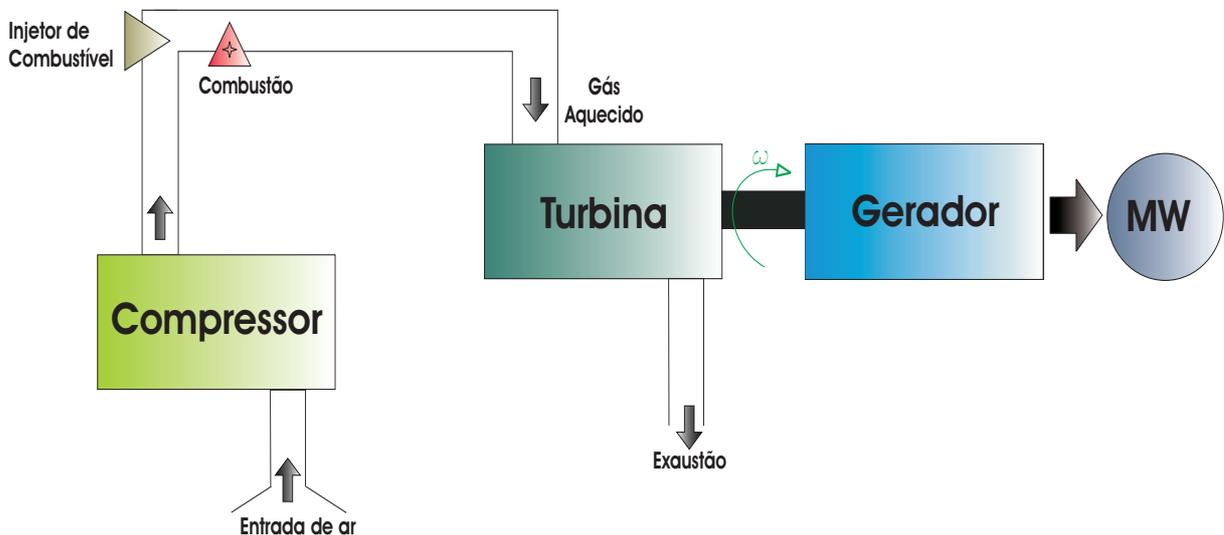


Figura 3.1: Esquema simplificado de uma termelétrica a gás. FONTE: Referência [40]

O custo total de operação de uma planta térmica inclui os custos de combustível, mão de obra, estoques de combustível (carvão, por exemplo) e manutenção. Esse custo é geralmente modelado como uma função convexa e crescente e representado por um polinômio de segundo grau [1]. Na figura 3.3, mostra-se uma curva de custo típica

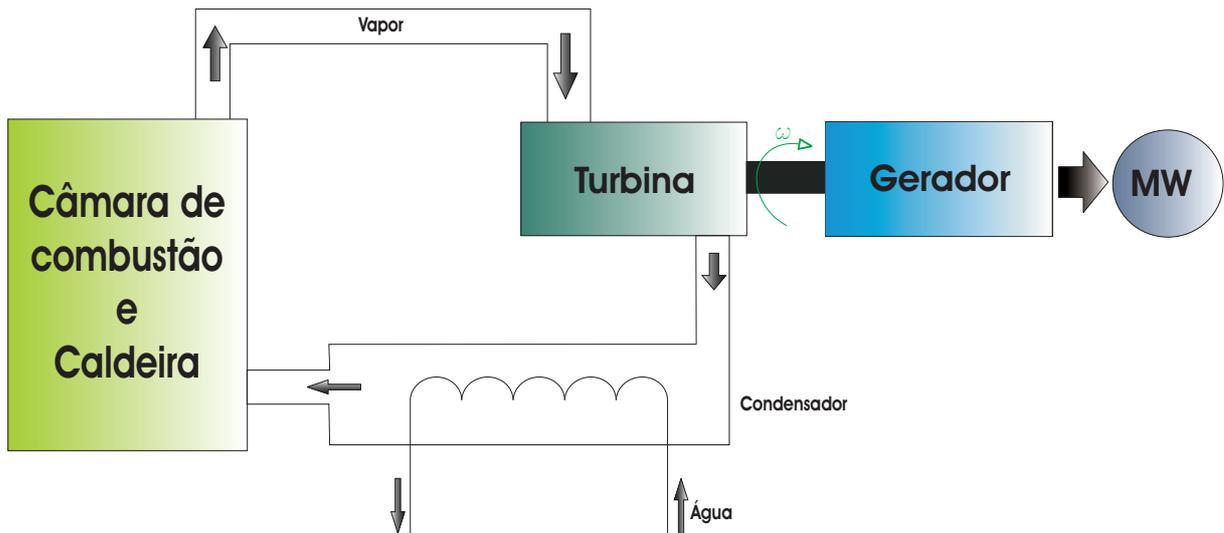


Figura 3.2: Esquema simplificado de uma termelétrica a vapor. FONTE: Referência [40]

para um gerador térmico, relacionando a **entrada (combustível - *fuel*)** com a **saída (MW gerados)**.

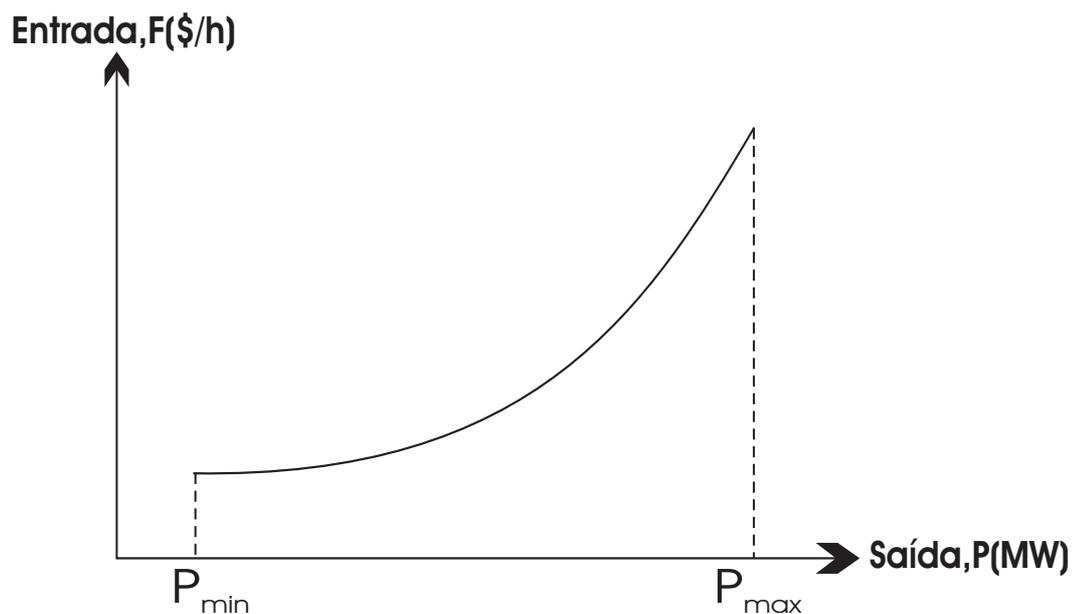


Figura 3.3: Curva de custo relacionando entrada e saída de um gerador térmico.

Para sistemas compostos majoritariamente por unidades geradoras térmicas, um problema de grande relevância é o Pré-Despacho. Este problema pode ser simplificado como a determinação de quais unidades geradoras estarão ativas, e em quais intervalos de tempo, respeitando algumas restrições. Então, definidas as máquinas a estarem em operação, surge a necessidade de determinar o ponto de operação para cada uma dessas unidades. Este problema é tradicionalmente definido como **Despacho Econômico (DE)**. Portanto, a solução do DE são os níveis de potência gerada para

aquelas unidades geradoras que foram previamente definidas no problema PRD. O Despacho Econômico funciona como um subproblema do Pré-Despacho.

### **Importância do PRD para o planejamento da Geração**

O planejamento da operação de curto prazo (um dia à frente) de sistemas de energia elétrica consiste na determinação de um programa de produção de energia elétrica para o próximo dia, sendo este denominado problema Pré-Despacho. Neste processo, é importante escolher adequadamente o número de máquinas (conjunto turbina/gerador) em operação em cada intervalo de tempo, pois esta decisão tem grande influência sobre a eficiência do sistema e sobre os custos totais de operação dos SEP's como um todo. Sob o ponto de vista de otimização da eficiência do sistema, é interessante variar a configuração das máquinas em operação ao longo do dia, de modo a buscar uma melhor configuração de acordo com a variação diária da carga. Por outro lado, do ponto de vista dos custos de partida/parada, é melhor variar pouco a configuração das máquinas em operação, em detrimento da eficiência do sistema.

## **3.2 Formulação do PRD Clássico (mínimo custo)**

Na modelagem de um sistema termelétrico, deve-se considerar as diversas classes das usinas, classificadas de acordo com os custos de operação (tipos de combustíveis), restrições de geração máxima e mínima de cada usina, tempos de ligamento e desligamento, restrição de rampa de carga, eficiência das caldeiras e dos conjuntos turbina-gerador, etc.

No ambiente verticalmente integrado, o planejamento dos estados (ligados/desligados), bem como das saídas de potência das unidades térmicas, deve ser realizado a fim de atender completamente a demanda prevista num horizonte futuro de curto prazo (um dia ou uma semana, discretizado em intervalos de 1 hora).

Este planejamento deve ser feito de forma a obter o **mínimo custo** de operação do sistema, enquanto são atendidas restrições tais como demanda, reserva girante, restrições físicas e operacionais das unidades [21].

Matematicamente, a formulação visando minimizar os custo de produção e operação pode ser escrita como segue:

- **Custo de Operação** - Os principais custos da operação das unidades termelétricas

são aqueles associadas às partidas e paradas e aqueles relacionados aos MW gerados.

A função clássica a minimizar é o custo total:

$$\min. \quad CT = \sum_{i=1}^{ng} \sum_{t=1}^T \left[ \left( F_i(P_{it}) + (1 - X_{i(t-1)})ST_{it} \right) \cdot X_{it} \right] \quad (3.1)$$

sendo:

$CT$  - o custo total de produção;

$F_i(P_{it})$  - a função custo de combustível(*fuel*) da unidade  $i$  na hora  $t$ , e é dada por

$F_i = a_i + b_i P_i + c_i P_i^2$ , em que  $a_i$ ,  $b_i$  e  $c_i$  são as constantes dos geradores;

$P_{it}$  - a potência de saída da unidade  $i$  na hora  $t$ ;

$ng$  - o número de unidades geradoras;

$T$  - o número de horas (intervalo total de planejamento);

$ST_{it}$  - o custo de partida (*start up*) da unidade  $i$  na hora  $t$ ;

$X_{it}$  - o estado (ligado/desligado) da unidade  $i$  na hora  $t$ .  $X_{it} = 1$  se o gerador estiver ligado e  $X_{it} = 0$  se estiver desligado.

A função objetivo da equação (3.1) deve ser minimizada, porém, as restrições dadas em (3.2)-(3.6) devem ser satisfeitas.

- **Restrição de balanço de potência** - Esta restrição expressa a obrigatoriedade em atender totalmente a demanda prevista para o sistema, sendo dada pela equação (3.2).

$$\sum_{i=1}^{ng} (P_{it} \cdot X_{it}) = D_t^{pre}, \quad t = 1, \dots, T, \quad (3.2)$$

sendo  $D_t^{pre}$  a demanda de potência prevista na hora  $t$ .

- **Restrição de reserva girante** - O termo reserva girante (*Spinning Reserve*) é usado para descrever a quantidade total de geração máxima disponível de todas as unidades sincronizadas no sistema menos a demanda presente e as perdas no sistema. Esta reserva é necessária para poder enfrentar algumas contingências como, por exemplo, a perda de uma unidade de geração. Existem regras típicas para especificar o valor da reserva: uma delas é que a reserva deve ser um percentual do pico de demanda. A equação (3.3) a seguir representa matematicamente esta restrição.

$$\sum_{i=1}^{ng} (P_i^{max} \cdot X_{it}) \geq D_t^{pre} + R_t^{pre}, \quad t = 1, \dots, T, \quad (3.3)$$

sendo  $R_t^{pre}$  a demanda de reserva girante prevista na hora  $t$ .

- **Restrição de limites operacionais das unidades** - Esta restrição resulta de que uma determinada unidade deve operar dentro dos limites mínimo e máximo pré-estabelecido. A equação (3.4) representa este fato.

$$P_i^{min} \leq P_i \leq P_i^{max}, \quad i = 1, \dots, N, \quad (3.4)$$

sendo  $P_i^{max}/P_i^{min}$  os limites máximo/mínimo da potência gerada pela unidade  $i$ .

- **Restrições de tempos mínimo ligada e desligada (*minimum up and down times*)** - Estas restrições resultam do fato de que quando uma unidade está operando ela não pode ser desligada imediatamente; o mesmo acontece quando ela está desligada, onde não pode ser imediatamente ligada. As equações (3.5) representam matematicamente esse efeito.

$$X_{it} = 1, \quad \text{para} \quad \sum_{h=t-T_i^{up}}^{t-1} X_{th} < T_i^{up} \quad (3.5)$$

$$X_{it} = 0, \quad \text{para} \quad \sum_{h=t-T_i^{down}}^{t-1} (1 - X_{th}) < T_i^{down},$$

sendo  $T_i^{up}, T_i^{down}$  os tempos mínimos ligada e desligada (em horas), respectivamente.

O custo de partida  $ST$  (*start up cost*) de uma unidade resulta da energia gasta para deixá-la “pronta” (*on*) para fornecer potência ao sistema, porém esta energia gasta não resulta em nenhuma potência ( $MW$ ) gerada ao sistema. Este custo de partida pode variar de um valor máximo de **partida a frio** (*cold-start*) no qual a unidade já está há bastante tempo desligada, até um pequeno valor de **partida quente** (*hot-start*) no caso de a unidade ter sido recentemente desligada e ainda se encontrar com a temperatura próxima à de operação. Existem algumas formas de se determinar o custo de partida de uma unidade térmica, sendo que neste trabalho o custo de partida é calculado como segue [3]:

$$ST = \begin{cases} HSC, & \text{se } DT \leq MDT + CSH, \\ CSC, & \text{se } DT > MDT + CSH. \end{cases} \quad (3.6)$$

sendo:

$HSC$  - o custo de partida quente (*hot start cost*);

$CSC$  - o custo de partida a frio (*cold start cost*);

$DT$  - o tempo (em horas) que a unidade estiver desligada;

$MDT$  - o tempo mínimo que o gerador deve permanecer desligado (*minimum down time*);

$CSH$  - o N° de horas a partir do qual será considerado partida a frio (*cold start hour*).

Nesta seção foi feita a modelagem clássica para o PRD, muito utilizada no modelo tradicional dos mercados de energia elétrica, uma vez que as empresas funcionavam de forma verticalizada. Na próxima seção é mostrada a modelagem do PRD para um mercado competitivo, ou seja, as empresas geradoras buscam maximizar seus rendimentos de forma individual.

### 3.3 PRD na visão dos AGGER's (máximo retorno financeiro - PRDMF)

Na maioria dos países, cujos setores elétricos têm sido ou vêm sendo reestruturados, a energia elétrica passa a ser comercializada como um produto. O despacho dos recursos do sistema é, então, definido em bases comerciais, derivando-se do preço do produto energia elétrica nos chamados mercados de curto prazo, o mercado *Spot*, a partir da livre interação entre oferta e demanda. De um modo geral, cada mercado possui um Operador Independente do sistema, o qual é composto pelos agentes do setor, sob a supervisão do ente regulador do governo [12].

Os mercados de energia elétrica após a reestruturação são compostos por vários agentes (geradores, distribuidores, comercializadores, entidades de transmissão, etc.). A adequada interação entre esses agentes é uma questão complexa e tem gerado muito debate entre pesquisadores e os órgãos governamentais responsáveis pela proposta de novos instrumentos de regulamentação.

Sob a estrutura do regular mercado elétrico, a reserva deveria ser obrigatoriamente disponibilizada de forma que em caso de a saída de um gerador, ou uma linha, não houvesse interrupção no fornecimento de energia para a carga. Entretanto, com a indústria elétrica caminhando para a desregulamentação, a responsabilidade sobre a reserva não está mais bem definida, e assim alguns geradores preferem evitar o custo devido a essa necessidade.

Os geradores, consumidores e o OIS, todos podem comprar e/ou vender a geração de reserva num mercado desregulamentado. Para um Agente de Geração, é preciso definir o quanto de energia será negociado no **mercado primário** e que quantidade será retida como reserva, no **mercado de serviços auxiliares**, a fim de maximizar o benefício esperado. Supõe-se aqui que o proprietário da geração pode negociar o nível de reserva com outros participantes do mercado [3, 13].

No novo modelo, os preços de energia e reserva tornam-se importantes parâmetros na tomada de decisão do Agentes da Geração. Estes podem levar um planejamento onde a geração seja menor que a demanda, caso esta situação resulte um maior lucro. A existência de um **mercado competitivo de energia** sugere a organização de **mercados competitivos para a provisão de serviços ancilares**, especialmente aqueles que estão estreitamente relacionados com os mercados de energia, como é o caso da **Reserva de Potência Ativa**.

Na figura 3.4 é apresentado um esquema representando o PRD em ambiente competitivo do ponto de vista do AGGER. Nessa figura, pode-se verificar que no centro das decisões encontra-se o Agente de Geração, o qual recebe como estímulo os preços ofertados para a energia e para a reserva girante. Baseado nessas tarifas, o AGGER decide, então, realizar um PRDMF e obter uma solução ótima na qual seus benefícios financeiros sejam maximizados.

Verifica-se, ainda, que os mercados de energia (primário) e de reserva (serviços ancilares) são independentes, porém, a otimização realizada pelo AGGER considera, num mesmo problema, as duas variáveis, já que a coordenação entre ambas é fundamental para a correta operação de todo o sistema. A otimização da quantidade a ofertar de cada um desses produtos implica em considerar custos de oportunidade em cada um dos seus respectivos mercados.

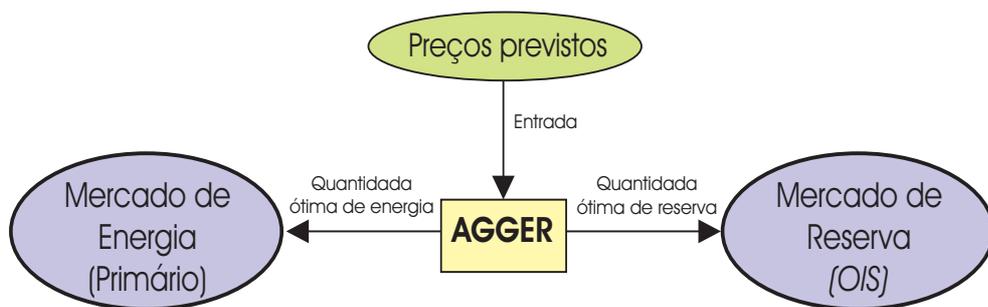


Figura 3.4: Esquema gráfico do Pré-Despacho do AGGER num ambiente competitivo.  
 FONTE: Referência [3]

Num ambiente baseado na livre concorrência, os Agentes da Geração executam o PRD baseado nas demandas de reserva e potência previstas, assim como nos seus respectivos preços. Neste caso, o objetivo é maximizar os benefícios individuais de cada AGGER. Portanto, na formulação do novo PRD, deve-se mudar a função objetivo do tradicional Pré-Despacho, que era de minimização de custos (ver seção 3.2), para maximização do lucro, como visto na equação (3.7).

Pode-se observar que esta equação é uma generalização daquela do PRD clássico mostrada em (3.1), a qual considera apenas a função custo.

$$\textbf{Objetivo:} \quad \textit{Max.} \quad LC = RB - CT, \quad (3.7)$$

sendo que  $LC$  e  $RB$  correspondem, respectivamente, ao lucro total e receita bruta para um AGGER.

As restrições de balanço de potência e de reserva girante devem mudar de (3.2) e (3.3) para

$$\sum_{i=1}^{ng} (P_{it} \cdot X_{it}) \leq D_t^{pre}, \quad t = 1, \dots, T, \quad (3.8)$$

e

$$\sum_{i=1}^{ng} (R_{it} \cdot X_{it}) \leq R_t^{pre}, \quad t = 1, \dots, T, \quad (3.9)$$

sendo  $R_{it}$  a reserva disponibilizada pela unidade  $i$  no instante  $t$ .

Observa-se, nas equações (3.8) e (3.9), que as restrições de balanço de potência e de reserva girante são diferentes do PRD tradicional, pois o Agente da Geração pode agora optar por vender menos energia e reserva que os níveis previstos caso seja mais conveniente. Desse modo, devem ser adicionadas mais duas restrições como segue:

$$0 \leq R_i \leq P_i^{max} - P_i^{min}, \quad (3.10)$$

$$R_i + P_i \leq P_i^{max}, \quad (3.11)$$

$$\forall \quad i = 1, \dots, N.$$

No entanto, as restrições de capacidade das unidades e de tempos mínimos de desligamento/ligamento não sofrem alterações, permanecendo as mesmas das equações (3.4) e (3.5).

Num ambiente competitivo, o AGGER negocia a energia no mercado de energia (mercado primário) e a reserva no mercado de reserva (serviços ancilares) como pode ser visto na figura 3.4. Sendo assim, as quantidades de potência e reserva a serem vendidas dependem diretamente do modelo de remuneração. É de grande importância conhecer bem esses modelos, porque a equação para o cálculo da receita bruta de um AGGER varia para os diferentes métodos. Neste trabalho, dois métodos de compensação para reserva são utilizados e podem ser vistos com mais detalhes em [3, 13].

- **Método I - compensação por energia utilizada**

Neste cenário, para um Agente da Geração que negocia a potência como reserva, o

pagamento por essa quantidade disponível é feito somente quando ela for utilizada. Conseqüentemente, deve-se esperar que a **tarifa de reserva** seja maior que a **tarifa de energia** (preço *Spot*). Portanto, o AGGER não receberá nenhuma compensação financeira caso a reserva não seja utilizada.

Então, neste método, as expressões para a **receita bruta** e o **custo total** a serem utilizadas na equação (3.7) podem ser calculados a partir das expressões (3.12) e (3.13).

$$RB = \sum_{i=1}^{ng} \sum_{t=1}^T [(P_{it} \cdot SP_t + r \cdot RP_t \cdot R_{it}) \cdot X_{it}], \quad (3.12)$$

$$CT = \sum_{i=1}^{ng} \sum_{t=1}^T [((1-r) \cdot F_i(P_{it}) + r \cdot F_i(P_{it} + R_{it}) + ST_i(1 - X_{i(t-1)})) \cdot X_{it}], \quad (3.13)$$

sendo:

$SP_t/RP_t$  - as tarifas de energia/reserva (*spot price/reserve price*) previstas para instante  $t$ ;

$r$  - é a probabilidade do sistema necessitar utilizar a reserva e ela estar disponível para tal em tempo adequado.

- **Método II - compensação por reserva alocada**

Neste método, o AGGER recebe uma tarifa por unidade de reserva para todo o período em que ela estiver **alocada**, mas não for utilizada. Porém, quando o sistema utilizar a reserva, o AGGER receberá a tarifa de energia (preço *spot*) pela parcela da reserva realmente **utilizada**. Uma vez que a reserva não é utilizada a maior parte do tempo, ela terá um baixo custo esperado, e conseqüentemente, a tarifa de reserva deverá ser menor que o preço *Spot* de energia [13].

A **receita bruta** e o **custo total** para este método de compensação de reserva podem ser calculados a partir das expressões (3.14) e (3.15):

$$RB = \sum_{i=1}^{ng} \sum_{t=1}^T [(P_{it} \cdot SP_t + ((1-r) \cdot RP_t + r \cdot SP_t) \cdot R_{it}) \cdot X_{it}], \quad (3.14)$$

$$CT = \sum_{i=1}^{ng} \sum_{t=1}^T [((1-r) \cdot F_i(P_{it}) + r \cdot F_i(P_{it} + R_{it}) + ST_i(1 - X_{i(t-1)})) \cdot X_{it}], \quad (3.15)$$

### **3.4 PRD na visão do OIS (considerando limites de fluxos na transmissão - PRDRS)**

Em todos os Sistemas de Energia Elétrica (SEE), mesmo aqueles operando em um ambiente competitivo, a segurança operativa dos SEP's ainda deve ser vista como fator de extrema importância para o funcionamento correto do SEE e, também, para dar suporte físico às transações de compra e venda de energia elétrica entre os diversos agentes do MEE.

Um sistema de transmissão é composto por meios físicos, tais como linhas de transmissão, transformadores, elementos de compensação das linhas de transmissão como capacitores e reatores, etc, que conduzem a energia desde o sistema de geração até os consumidores. Com isso, a representação da rede de transmissão dentro do planejamento da operação de curto prazo permite uma melhor compatibilização do programa de geração às condições da rede elétrica e, conseqüentemente, uma representação mais real do sistema elétrico. Essa representação pode ser feita através de um fluxo de potência AC ou DC.

Além do mais, em muitos SEE's, as limitações da rede de transmissão afetam fortemente a operação do sistema elétrico. Neste caso, a segurança operativa do sistema pode ser explicitamente considerada, assegurando-se que os fluxos nas linhas de transmissão estejam dentro de limites pré-especificados.

Assim, verifica-se a necessidade de realizar um Pré-Despacho das unidades de geração de modo que, além das restrições próprias dos geradores e de atendimento das cargas, considere também as restrições do sistema de transmissão tais como: limites de fluxos nos ramos, níveis de tensão nos barramentos e outras. Este problema é denominado neste trabalho por Pré-Despacho com Restrições de Segurança (PRDRS) [5, 6]

Como visto na secção 3.2, em um SEP, o Pré-Despacho é executado com o objetivo de otimizar as fontes de geração térmicas para suprir uma determinada demanda de potência (carga) de modo que sejam satisfeitas algumas restrições, como tempos mínimos em operação e fora de operação, limites rampa, limites de geração das unidades, etc.

Já na secção 3.3, foi visto que no ambiente competitivo, o PRDMF, executado pelos Agentes da Geração, é realizado de forma a maximizar seus benefícios financeiros individuais. Nesse caso, o PRDMF tem um objetivo diferente do PRDRS, uma vez que aquele enfatiza o preço da energia como principal sinal motivador para

a otimização das unidades de geração. Por outro lado, no PRD baseado no máximo retorno financeiro, os Agentes de Geração não são obrigados a atender completamente a demanda de potência declarada. O OIS será, então, o responsável por executar o PRDRS e assegurar que a operação do sistema além de ótima do ponto de vista econômico, atenda às demandas e, também, seja fisicamente viável para o sistema de transmissão [3, 7, 8].

Para resolver este problema, o OIS utiliza as informações fornecidas pelos participantes do mercado. Estas informações podem ser: características das unidades geradoras e ofertas de geração (fornecidas pelos AGGER's); disponibilidade da capacidade de transmissão fornecida pelos Agentes de Transmissão (AGTRAN's); contratos de demanda fornecidos pelos Agentes de Distribuição (AGDIS); etc [5, 6].

Em [5, 6, 11] o PRDRS é resolvido através da técnica de Decomposição de Benders, a qual utiliza um processo iterativo em dois blocos principais como pode ser visto na figura 3.5. Nessa figura, pode-se verificar que os agentes fornecem os dados para o operador independente, ao qual fica a responsabilidade de executar o PRDRS. Assim, o primeiro bloco engloba o **problema mestre**, no qual se resolve um PRD simples e cujas saídas são a programação ótima e o nível de geração das unidades geradoras. Já o segundo bloco engloba os **subproblemas**, os quais são responsáveis em assegurar que as restrições do sistema (limites de fluxos, tensão, balanço de carga) sejam atendidas.

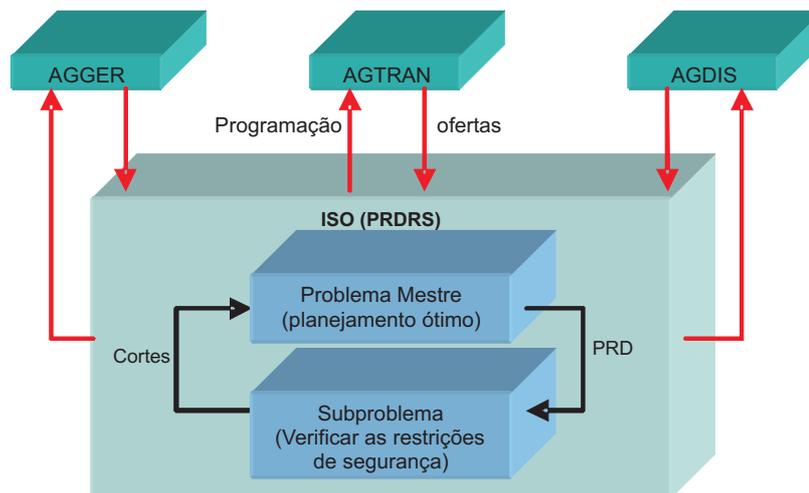


Figura 3.5: OIS e os principais agentes do mercado na solução do PRDRS. FONTE: Referência [6].

O processo por trás da figura 3.5 é o seguinte: inicialmente, é resolvido um PRD simples e um despacho econômico (DE) no bloco do problema mestre, a partir das informações disponibilizada pelos agentes. Em seguida, no bloco dos subproblemas, checam-se as restrições de segurança e tenta-se minimizar possíveis violações existentes;

caso essas violações persistam, certas restrições (cortes de Benders) serão enviadas ao bloco do problema mestre para recalculer a solução do PRD; o processo iterativo continua até que todas as violações sejam eliminadas e uma solução ótima convergida seja obtida [6].

No entanto, esse processo pode se tornar demasiadamente lento. Assim, neste trabalho, a proposta desenvolvida foi inserir as restrições de segurança diretamente dentro do problema mestre, como mostrado na figura 3.6; eliminando-se assim, o processo iterativo e o bloco de subproblemas.



Figura 3.6: Modelo proposto em substituição ao modelo da figura 3.5

A idéia principal nesse modelo é incorporar as restrições do sistema de transmissão diretamente dentro do **problema primal** do método Relaxação de Lagrange no **PRD clássico**, descrito na secção 3.2. Mais especificamente, pode-se dizer que no momento de resolver o **despacho econômico**, são consideradas, além das restrições normais dos geradores e de demandas, as restrições do sistema de transmissão.

Vale resaltar que o PRDRS é resolvido pelo Operador Independente do Sistema de maneira clássica, ou seja, o objetivo do OIS é minimizar os custos totais de geração e operação do sistema, mas considerando também a rede de transmissão. Portanto, neste trabalho, a consideração das restrições de transmissão é feita dentro do PRD clássico (minimizar de custos); apenas são inseridas mais algumas restrições dentro da modelagem do **despacho econômico**. A solução do DE é obtida por meio de uma ferramenta computacional de otimização não linear denominada MINOS [42] e será mais detalhado na próxima seção.

## 3.5 Modelagem do Despacho Econômico

O despacho econômico pode ser visto como um subproblema do Pré-Despacho. Em [43] os autores propuseram um algoritmo de solução para o DE, o qual era baseado em estratégias evolutivas. Nesse trabalho, o método proposto resolveu, com sucesso, o despacho econômico considerando diferentes restrições, tais como: limites rampa, efeito dos pontos válvula, zonas proibidas, etc.

Na solução do PRD via relaxação de Lagrange, o DE é resolvido no **problema primal**, onde já se conhece quais e quantos geradores estão aptos a fornecer energia para o sistema. Considerando essas “ng” unidades, o objetivo é determinar uma política de geração ótima para elas de modo a atender a demanda de potência (carga e reserva girante) e também os limites próprios dos geradores e da malha de transmissão.

Como visto nas seções anteriores, o objetivo do DE pode ser de **minimização de custos** (casos do PRD clássico e PRDRS) ou de **maximização de lucros** (caso do PRDMF).

Para todas as modelagens utilizadas neste trabalho, a função de custo adotada para cada gerador tem a forma quadrática, como visto na equação (3.16).

$$F_i(P_i) = a_i + b_i \cdot P_i + c_i \cdot P_i^2, \quad (3.16)$$

sendo  $a_i$ ,  $b_i$  e  $c_i$  as constantes características dos geradores.

### 3.5.1 DE para o PRD Clássico

Neste caso, o DE visa minimizar os custos totais de produção para um determinado instante do horizonte de planejamento, ou seja,

$$\text{Objetivo:} \quad \min. CT_t = \sum_{i=1}^{ng} F_i(P_i). \quad (3.17)$$

Essa função objetivo deve estar sujeita às restrições dadas pelas equações (3.2)-(3.4). Além dessas restrições, neste trabalho foram considerados os limites rampa. Esta restrição modela a situação de uma determinada unidade geradora não poder variar instantaneamente sua potência de saída. Assim, a restrição de desigualdades para os limites rampa é escrita como segue:

$$\text{Limites rampa} \quad \max. (P_i^{min}, P_i^{t-1} - DR_i) \leq P_i^t \leq \min (P_i^{max}, P_i^{t-1} + UR_i). \quad (3.18)$$

sendo:

$P_i^t$  = potência gerada, em  $MW$ , pela unidade  $i$  no instante  $t$ ;

$UR_i/DR_i$  = limites crescente/decrecente para o gerador  $i$ , em  $MW$ .

### 3.5.2 DE para o PRDRS

Uma vez que o objetivo do Operador Independente é otimizar o sistema como um todo e considerar as restrições próprias dos geradores e da rede de transmissão, então a formulação do DE no PRDRS é baseada no mínimo custo, cuja função objetivo é dada por (3.19).

$$\text{Objetivo} \quad \min. CT_t = \sum_{i=1}^{ng} F_i(P_i) + \alpha \sum_{l=1}^{NL} (C_l^1 + C_l^2) \quad (3.19)$$

sendo:

$C_l^1$  e  $C_l^2$  as variáveis de folga para as restrições de fluxos nas linhas de transmissão, dadas em  $MW$  e sempre positivas;

$\alpha$  é uma constante de ajuste, dada em  $\$/MW$ ;

$NL$  é o número de ramos do sistema.

Verifica-se, a partir de (3.19), que o segundo somatório é uma penalidade devida às restrições de limites de fluxos na rede de transmissão. Portanto, esta equação é uma generalização de (3.17). Essa função objetivo deve estar sujeita às restrições dadas pelas equações (3.2)-(3.4), (3.18).

As equações (3.20)-(3.22) representam as restrições da rede de transmissão modeladas neste trabalho. É importante lembrar que nesta dissertação tem-se como foco a potência ativa, não sendo, portanto, modeladas as restrições de potência reativa e de tensão.

$$\text{Balanço de potência (fluxo DC)} \quad [P_G] - [B'] [\theta] = [P_C], \quad (3.20)$$

$$\text{Limites de fluxos} \quad \begin{cases} b_{ij} (\theta_i - \theta_j) - C_{ij}^1 \leq FP_{ij}^{\max} \\ -b_{ij} (\theta_i - \theta_j) - C_{ij}^2 \leq FP_{ij}^{\max} \end{cases}, \quad (3.21)$$

$$\text{Referência angular} \quad \theta_{ref} = 0, \quad (3.22)$$

sendo:

$[P_G]$  e  $[P_C]$  os vetores de potência gerada e potência consumida, respectivamente;

$[B']$  a matriz representando a estrutura do sistema de transmissão (modelo DC);

$\theta$  o vetor de ângulos dos sistema;

$b_{ij}$  e  $FP_{ij}^{\max}$  a susceptância e o limite máximo de fluxo no ramo  $ij$ , respectivamente.

### 3.5.3 DE para o PRD baseado no Máximo retorno Financeiro

Neste caso, o Agente de Geração está buscando maximizar, individualmente, seu retorno financeiro. Logo, o DE é formulado considerando o máximo lucro, cuja função objetivo é representada pela equação (3.23).

$$\text{Objetivo:} \quad \max. LC_t = RB_t - CT_t, \quad (3.23)$$

com  $CT_t$  e  $RB_t$  sendo calculados conforme as equações (3.24)-(3.26), onde pode-se observar que o valor de  $RB_t$  depende do método de compensação financeira para a reserva girante. Dois métodos foram utilizados neste trabalho, os quais foram detalhados já na secção 3.3.

$$CT_t = \sum_{i=1}^{ng} \left\{ (1-r) \cdot F(P_{it}) + r \cdot F(P_{it} + R_{it}) \right\} \quad (3.24)$$

$$\text{método 1} \quad RB_t = \sum_{i=1}^{ng} \left\{ P_{it} \cdot SP_t + r \cdot R_{it} \cdot RP_t \right\} \quad (3.25)$$

$$\text{método 2} \quad RB_t = \sum_{i=1}^{ng} \left\{ P_{it} \cdot SP_t + [(1-r) \cdot R_{it} + r \cdot SP_t] \cdot RP_t \right\} \quad (3.26)$$

Para esta formulação do DE, a função objetivo deve estar sujeita às restrições dadas pela equação (3.4) e também por (3.8)-(3.11), referentes às demandas de potência e reserva girante, e limites operacionais das unidades.

Além do mais, deve-se enfatizar que o PRD baseado no máximo retorno financeiro é realizado pelos Agentes de Geração e, portanto, não levam em consideração as restrições de segurança operativa do sistema de transmissão, uma vez que os AGGER's preocupam-se apenas em maximizar suas receitas. Assim, a segurança do sistema deve ser garantida pelo Operador Independente executando um PRDRS, o qual foi discutido na secção anterior.

## 3.6 Comentários do Capítulo

Neste capítulo foram mostradas as duas formulações principais para o Pré-Despacho de potência: aquela que reflete a visão dos agentes de geração, a qual visa única e exclusivamente maximizar o retorno financeiro desses agentes; e aquela que mostra a visão da entidade responsável pela operação física do sistema de energia elétrica, que é de otimização do sistema como um todo, incluindo atendimento das demandas e restrições da malha de transmissão.

Também foi mostrada a relação entre os diversos modelos utilizados neste trabalho para PRD, e que pode ser resumida da seguinte forma: O PRD clássico (3.1) visa minimizar os custos totais; o PRDMRF (3.7) é uma generalização do PRD clássico, pois além dos custos, considera a receita obtida pela venda de energia e reserva; e o PRDRS também é uma extensão do PRD clássico, visto que diferem apenas nas funções objetivo do despacho econômico dadas em (3.19) e (3.17), respectivamente.

Nos próximos capítulos, será detalhada toda a formulação matemática da metodologia proposta nesta dissertação para a resolver os problemas apresentados aqui.

## 4. Estratégias Evolutivas - EE's

### 4.1 Visão geral sobre computação Evolutiva

A Computação Evolutiva (CE) tem recebido atenção significativa durante as últimas décadas, embora tenha suas origens bem antes de 1950. Segundo Bäck, Hammel e Schwefel, a CE traz muitos benefícios porque possibilita ganhos de flexibilidade e adaptabilidade aos problemas a resolver e, além disso, possui um desempenho robusto (embora dependa da classe do problema) e características de busca global [44].

Dada a necessidade de solucionar diferentes tipos de problemas, com variado grau de complexidade, os Algoritmos Evolutivos (AE's) estão sendo utilizados com grande sucesso. Estes algoritmos são baseados na teoria da evolução natural Darwiniana. O paradigma Neo-Darwiniano estabelece que a história da vida envolve apenas uns poucos processos estatísticos que agem nas - entre as - populações e espécies. Estes processos são: **reprodução, mutação, competição e seleção**. Segundo as leis de Mendel, somente a seleção natural não seria a responsável pela produção de novas espécies, atribuindo, portanto, uma maior responsabilidade para mudança genética, chegando-se à teoria da mutação [45].

A Computação Evolutiva é baseada em processos de aprendizagem coletiva dentro de uma população de indivíduos, sendo que cada indivíduo representa um ponto de busca no espaço de potenciais soluções para um determinado problema [45].

A Computação Evolutiva também é denominada de “Evolução Simulada”, sendo que a maioria de suas implementações atuais derivam-se de três grandes correntes independentes: **Algoritmos Genéticos (AG's), Estratégias Evolutivas e Programação Evolutiva (PE)**. Nas seções a seguir apresenta-se uma descrição um pouco mais detalhada sobre cada um desses métodos, sendo que para as Estratégias Evolutivas será dada uma atenção mais especial devido ao fato de a proposta deste trabalho envolver um algoritmo híbrido baseado em EE's.

## 4.2 Algoritmos Genéticos

Foram desenvolvidos por Holland (1975) na University of Michigan. Os AG's são técnicas não-determinísticas de busca, e foram inicialmente propostos como modelo geral de processo adaptativo, mas sem dúvida, a maior aplicação de AG é no domínio da otimização, no qual manipula um espaço de soluções potenciais.

Os AG's são algoritmos de busca baseados no mecanismo de seleção natural e genética natural. Eles combinam a adaptação natural (genes) ou procedimento da evolução, com uma otimização funcional. Um conjunto de soluções candidatas (strings) do problema, com uma representação apropriada (geralmente uma representação binária) forma uma população que evolui pela aplicação iterativa de um conjunto de operadores estocásticos, imitando a natureza [46].

Os operadores básicos do AG são:

- Avaliação e Seleção;
- Recombinação;
- Mutação.

Sendo que a recombinação é o principal responsável pela geração de novos indivíduos.

## 4.3 Estratégias Evolutivas

As Estratégias Evolutivas (EE's) foram desenvolvidas na Alemanha, na década de 60, por Rechenberg e Schwefel, mais precisamente na *Technical University of Berlin*. As primeiras aplicações foram na resolução de problemas contínuos de otimização paramétrica, sendo estendidas para tratamento de problemas discretos. Nas EE's um indivíduo é representado por um par de vetores reais na forma  $a = (x, \sigma)$ , onde  $x$  representa um ponto de busca no espaço de soluções e o vetor  $\sigma$  é o desvio padrão associado a  $x$ . [47, 48]

Uma característica muito importante das EE's é que o parâmetro  $\sigma$ , o qual determina a mutação de  $x$ , também está sujeito ao processo de evolução. Essa característica é fundamental para as Estratégias Evolutivas, já que permite o auto-ajuste de seus parâmetros. A seguir são apresentadas algumas características das EE's [48].

- As EE's podem ser usadas para problemas de otimização sem restrições, assim como com restrições (lineares ou não lineares), para escalar e otimização multiobjetivo;
- As EE's não requerem informações auxiliares acerca das funções, como por exemplo, derivadas, etc. Apenas a função objetivo e restrições (se existir) são utilizadas para encontrar as direções de busca;
- As EE's operam sobre uma população de pontos no espaço de busca aplicando seus operadores para direcionar a população para melhores soluções;
- As EE's utilizam regras probabilísticas e determinísticas para gerar novos descendentes e selecionar os melhores indivíduos;
- As EE's são robustas para encontrar o ótimo global para uma otimização escalar ou um grupo de soluções ótimas para uma otimização multiobjetivo.
- As EE's são capazes de realizar um “diálogo inteligente” para obter resultados. Isto principalmente para otimização multiobjetivo, na qual se deve escolher a melhor dentre múltiplas soluções.

### 4.3.1 Estratégias Evolutivas - População Unitária

Uma primeira versão de EE's desenvolvida por Schwefel focaliza um processo de busca no esquema *1genitor – 1descendente*. Essa versão foi denominada  $(1 + 1) - EE$ , onde um único descendente é criado de um único genitor e ambos são confrontados numa competição pela sobrevivência, sendo que a seleção elimina a solução mais pobre.

Como somente um indivíduo é processado, então somente um operador é utilizado que é a mutação. Portanto, um indivíduo  $a = (x, \sigma)$  gera um descendente pela mutação de  $x$  da seguinte forma:

$$x_{i+1} = x_i + N(0, \sigma) \quad (4.1)$$

Sendo que  $N(0, \sigma)$  é um vetor de números gaussianos independentes com média zero e desvio padrão  $\sigma$ . O indivíduo  $x_{i+1}$  é aceito como novo membro da população, substituindo ao seu genitor se, e somente se, tem uma *fitness* melhor e satisfaz as restrições do problema. No caso de maximização:

- Se  $f(x_{i+1}) > f(x_i)$ , então  $(x_{i+1}, \sigma_{i+1})$  substitui  $(x_i, \sigma)$ ;

- Caso contrário, permanece o indivíduo original.

Um aspecto negativo observado é a convergência lenta, além de a busca ser susceptível a estagnar em mínimos locais[48].

### 4.3.2 Estratégias Evolutivas Multi-Indivíduos

A primeira EE multi-membro ou  $(\mu + 1) - EE$  baseada em população foi projetada por Rechenberg para introduzir o operador recombinação, permitindo assim, que  $\mu > 1$  indivíduos pais gerem um descendente por recombinação e mutação. O indivíduo gerado substitui ao pior daqueles da população de pais se possuir desempenho melhor.

Essa estratégia nunca foi extensamente utilizada, pois ela não fornecia uma maneira adequada para controlar os desvios padrão da mutação. Esse problema foi resolvido pela EE multi-indivíduo ou  $(\mu, \lambda) - EE$ . A notação  $(\mu, \lambda)$  indica que  $\mu$  pais criam  $\lambda$  descendentes por meio de recombinação e mutação, e somente os  $\mu$  melhores indivíduos da população de descendentes são deterministicamente selecionados para substituir os pais na próxima geração. Note que este mecanismo permite que o melhor indivíduo da população na geração  $t + 1$  seja pior que o melhor indivíduo na geração  $t$ , ou seja, o método é não elitista, permitindo, assim, que a estratégia aceite temporariamente uma piora na solução que talvez possa fazer com que se escape de uma região de mínimo local para em seguida alcançar um ótimo mais global. Nesse caso, o período de vida de cada indivíduo é limitado a apenas uma geração [47].

Um outro tipo de EE multi-indivíduo é a representa por  $(\mu + \lambda) - EE$ , a qual difere da anterior somente no processo de seleção. Em  $(\mu + \lambda) - EE$  os novos  $\mu$  indivíduos para formarem a nova população de pais são selecionados da união da população de pais com a de descendentes. Nas duas estratégias apresentadas tem-se a seguinte relação para os tamanhos das populações:  $\lambda > \mu \geq 1$ . Apresentamos a seguir algumas características das EE's multi-indivíduos [47, 48].

- Todos os indivíduos da população têm a mesma probabilidade de procriação;
- É incorporado o operador *recombinação*, onde dois ou mais genitores, após a seleção aleatória, se combinam para produzir um descendente. Existem várias formas de implementar a recombinação;

- Além da recombinação, os indivíduos são submetidos à mutação, de forma similar à estratégia  $(1 + 1) - EE$  ;
- Os parâmetros  $\sigma$ , responsáveis do controle da mutação dos indivíduos, também são submetidos à evolução (auto-adaptação).

Cada indivíduo  $\vec{a} = (\vec{x}, \vec{\sigma})$  consiste dos seguintes componentes:

- $\vec{x} \in \mathbf{R}^n$ : vetor dos parâmetros a serem otimizados, também chamado vetor das variáveis objeto;
- $\vec{\sigma} \in \mathbf{R}_+^{n_\sigma}$ : vetor de desvios padrão de distribuição normal  $1 \leq n_\sigma \leq n$ ;

A componente  $\vec{\sigma}$  é denominada de “parâmetro da estratégia evolutiva”. Este parâmetro determina a variância da distribuição normal  $n$ -dimensional. Segundo apresentado em [47, 48], as escolhas mais utilizadas são: s

- $n_\sigma = 1$ . Mutação padrão com um desvio padrão simples controlando a mutação de todos os componentes de  $\vec{x}$  .

$$\sigma' = \sigma \cdot \exp(\tau_0 \cdot N(0, 1)) \quad (4.2)$$

$$x'_i = x_i + \sigma' \cdot N(0, 1), \quad (4.3)$$

sendo  $\tau_0 \propto (1/\sqrt{n})$ .

- $n_\sigma = n$ . Mutação padrão com desvios padrão individuais  $\sigma_1, \dots, \sigma_n$  controlando as mutações das correspondentes variáveis objeto  $x_i$  individualmente.

$$\sigma'_i = \sigma_i \cdot \exp\left(\tau' \cdot N(0, 1) + \tau \cdot N_i(0, 1)\right) \quad (4.4)$$

$$x'_i = x_i + \sigma'_i \cdot N(0, 1), \quad (4.5)$$

sendo  $\tau' \propto (\sqrt{2n})^{-1}$  e  $\tau \propto (\sqrt{2\sqrt{2n}})^{-1}$ .

A quantidade de informação incluída nos indivíduos por meio do princípio da auto-adaptação reflete o enorme grau de liberdade para os modelos internos dos indivíduos. Este grau de liberdade crescente frequentemente aumenta as potencialidades de busca global do algoritmo.

### 4.3.3 Algoritmo Geral para EE's

A partir da teoria exposta nas subseções anteriores, podemos formular um algoritmo para EE multi-indivíduos.

#### ALGORITMO GERAL PARA EE's MULTI-INDIVÍDUOS

$t:=0$ ;

*Inicializa*  $P(t)$

*Avalia*  $P(t)$

**enquanto** (*critério de parada não satisfeito*)

$P'(t) :=$  *Recombinação* de  $[P(t)]$

$P''(t) :=$  *Mutação* de  $[P'(t)]$

*Avalia*  $[P''(t)]$

*se*  $(\mu, \lambda) - EE$  *então*

$P(t+1) :=$  *Seleção* de  $[P''(t)]$

*senão*  $((\mu + \lambda) - EE)$

$P(t+1) :=$  *Seleção* de  $[P''(t) \cup P(t)]$

$t:=t+1$

**fim enquanto**

Neste algoritmo,  $P(t)$  refere-se à população de  $\mu$  indivíduos na geração  $t$ , sendo que na *inicialização*, esta população é gerada de forma aleatória. Uma população  $P''(t)$  de tamanho  $\lambda$  é gerada, a partir de  $P(t)$ , através dos operadores *recombinação* e *mutação*. Os descendentes são então avaliados e selecionados calculando-se os valores de suas respectivas *fitness* levando o processo para melhores soluções.

Cada ponto nas EE's é um vetor  $x \in \mathbf{R}^n$ , sendo que a *fitness* do indivíduo é o próprio valor da função aplicada nesse ponto.

Existem várias formas de realizar a *recombinação*, porém em todas elas a seleção dos genitores é aleatória [48]. A escolha do tipo de recombinação apropriada não depende somente da topologia da função objetivo, mas também da dimensão da função objetivo e da quantidade de parâmetros incorporados aos indivíduos [47].

Basicamente a recombinação trabalha com  $\rho$  ( $1 \leq \rho \leq \mu$ ) vetores genitores escolhidos da população  $P(t)$  com probabilidade uniforme. Logo, as características dos  $\rho$  pais são misturadas para criar um novo indivíduo.

Quando  $\rho = 2$ , a recombinação é denominada *bisexual*. Se  $\rho > 2$ , é denominada *multisexual*. E em particular, se  $\rho = \mu$ , é denominada de recombinação

*global* [48].

Em [48] alguns tipos de recombinação são apresentados, sendo os mais comuns citados a seguir:

- **Recombinação Intermediária Global I** - o  $i$ -ésimo componente do vetor descendente  $P'(t)$  é a média de todas as respectivas componentes de todos os pais.
- **Recombinação Local Intermediária** - dois indivíduos da população de pais são selecionados para cada componente do vetor descendente, calculando a média ponderada das componentes correspondentes desses pais.
- **Recombinação Discreta** - cada componente do vetor a ser gerado é copiado da componente correspondente de um indivíduo selecionado aleatoriamente da população de pais.

Nas implementações apresentadas neste trabalho, usou-se a **recombinação discreta**, na qual cada componente do vetor que representa o indivíduo a ser gerado é copiado do componente correspondente de um indivíduo selecionado aleatoriamente da população de pais. Mais detalhes sobre os tipos de recombinação podem ser encontrados em [45, 48].

Com relação ao operador *mutação*, nota-se que é aplicado aos indivíduos gerados pela *recombinação*. Um outro importante aspecto são os fatores  $\tau' \cdot N(0, 1)$  e  $\tau' \cdot N_i(0, 1)$  na equação (4.4). O primeiro permite mudanças globais na mutabilidade, enquanto que o segundo permite mudanças individuais de  $\sigma_i$ . O tipo de mutação utilizada nas implementações apresentadas neste trabalho é representado pelas equações (4.4) e (4.5), nas quais o parâmetro  $N(0, 1)$  representa um número com distribuição Gaussiana com média zero e desvio padrão unitário.

## 4.4 Programação Evolutiva

A programação Evolutiva foi inicialmente proposta por L. J. Fogel por volta de 1960 como tentativa de criar inteligência artificial. A PE teve enfoque inicial na evolução de máquinas de estado finito sendo que deveria prever eventos com base em informações anteriores. Posteriormente, PE foi estendida para problemas de otimização de parâmetros [44]-[47].

Na PE canônica, os indivíduos são representados por vetores onde as variáveis objeto correspondem aos parâmetros de otimização, isto é,  $\vec{a} = \vec{x} \in I$ , com

$I \in \mathbf{R}^n$ . A última versão incorpora parâmetros de auto-adaptação por indivíduo, parecido a uma EE, de forma que além dos parâmetros a serem otimizados, um vetor  $\vec{v} \in \mathbf{R}_{+n}$  de variâncias passa a fazer parte da representação [48].

Os operadores básicos da PE são:

- Avaliação e Seleção;
- Mutação.

Pode-se observar que a programação evolutiva não utiliza o operador recombinação (*crossover*), e, portanto, o principal responsável pela geração de novos indivíduos é o operador mutação. A representação dos indivíduos nesta técnica é em ponto flutuante (valores reais). Um estudo mais detalhado sobre PE pode ser encontrado nas referências [45] e [48].

## 4.5 Comentários do Capítulo

Neste capítulo foram apresentados os **algoritmos evolutivos** e suas principais variações, dentre das quais se deu mais ênfase às **estratégias evolutivas**, visto que esta foi a técnica de otimização utilizada no método híbrido proposto para resolver o problema de Pré-Despacho em suas difentes abordagens já discutidas em capítulos anteriores.

# 5. Método Híbrido Proposto para Resolver o Pré-Despacho de Potência

## 5.1 Introdução

Na revisão bibliográfica realizada no capítulo 3, várias técnicas utilizadas para resolver o PRD foram apresentadas. O método baseado em Relaxação de Lagrange tem sido utilizado em muitos trabalhos, mostrando-se bastante eficiente para resolver Pré-Despacho de Potência. Suas grandes vantagens são a habilidade de obter soluções rápidas e a facilidade de tratar as principais restrições do problema; no entanto, a qualidade da solução via RL depende do método utilizado para atualizar os multiplicadores de Lagrange. Portanto, uma boa metodologia deve ser utilizada para realizar os ajustes nos multiplicadores de Lagrange.

A fim de aproveitar a velocidade de convergência da técnica RL e utilizar a propriedade de busca global das EE's para atualizar os multiplicadores e melhorar o tradicional desempenho de RL, neste trabalho é proposto um método híbrido considerando Relaxação Lagrangeana e Estratégias Evolutivas (RLEE). O modelo proposto resolve o problema PRD adicionando, via multiplicadores de Lagrange, as principais restrições do problema à função principal. Este procedimento resulta em um problema que será resolvido via **otimização dual**. O procedimento dual busca encontrar o ótimo maximizando a função Lagrangeana em relação aos multiplicadores de Lagrange ( $\gamma$  para a restrição de balanço de potência e  $\pi$  para a restrição de reserva), equanto minimiza a mesma função com relação à potência gerada ( $P_{it}$ ), à reserva disponível ( $R_{it}$ ) e também com relação aos estados ( $X_{it}$ ) das unidades [1, 21, 3].

O **problema dual** pode ser resolvido para cada unidade geradora separadamente sem preocupação com as demais. Assim, o mínimo da função Lagrangeana poderá ser obtido encontrando-se o mínimo para cada uma das unidades em todo o

horizonte de planejamento, aplicando-se a Programação Dinâmica em um problema de uma única variável (condição de operação da unidade,  $(X_{it})$ ) e dois estados (ligado/desligado). Por outro lado, a fim de maximizar a função Lagrangeana, os multiplicadores de Lagrange serão cuidadosamente ajustados via EE's, resolvendo-se assim, o chamado **problema primal**, cuja solução fornece as saídas ótimas de potência  $(P_{ij})$  e reserva  $(R_{ij})$  para cada gerador.

Nas próximas seções serão mostrados com detalhes os procedimentos utilizados para se obter a função de Lagrange para cada situação: PRD considerando o mínimo custo e o PRD considerando o máximo lucro.

## 5.2 PRD Clássico (mínimo custo)

Aqui será mostrado o desenvolvimento das equações para se chegar à função de Lagrange e, também, à função resultante a ser minimizada, considerando o PRD tradicional.

No método RL, os multiplicadores de lagrange  $\gamma$  e  $\pi$  são utilizados como penalidades às restrições de balanço de potência e reserva girante, respetivamente. Assim, a função Lagrangeana assume a seguinte forma:

$$L(P, X, \gamma, \pi) = CT(P_{it}, X_{it}) - \left[ \sum_{t=1}^T \gamma_t \left( \sum_{i=1}^{ng} P_{it} X_{it} - D_t^{pre} \right) \right] - \left[ \sum_{t=1}^T \pi_t \left( \sum_{i=1}^{ng} P_i^{max} X_{it} - D_t^{pre} - R_t^{pre} \right) \right], \quad (5.1)$$

substituindo a função  $CT$  dada na equação (3.1) em (5.1) e realizando algumas operações matemáticas, obtêm-se

$$L = \sum_{i=1}^{ng} \sum_{t=1}^T \left[ (F_i(P_{it}) + ST_i(1 - X_{i(t-1)})) \cdot X_{it} \right] - \sum_{i=1}^{ng} \sum_{t=1}^T \left[ (\gamma_t P_{it} + \pi_t P_i^{max}) X_{it} \right] + \sum_{t=1}^T \left( \gamma_t D_t^{pre} + \pi_t (D_t^{pre} + R_t^{pre}) \right), \quad (5.2)$$

o último termo da equação (5.2) é constante ( $\gamma$  e  $\pi$  são fixos) e pode ser retirado da função, resultando em

$$L = \sum_{i=1}^{ng} \left[ \sum_{t=1}^T \left( (F_i(P_{it}) + ST_i(1 - X_{i(t-1)})) - \gamma_t P_{it} - \pi_t P_i^{max} \right) \cdot X_{it} \right]. \quad (5.3)$$

O termo entre colchetes pode ser resolvido separadamente para cada unidade. Portanto, o mínimo da função Lagrangeana é encontrado calculando-se o mínimo para cada uma das  $ng$  unidades geradoras em todos os períodos, como a seguir:

$$\min q(\gamma, \pi) = \sum_{i=1}^{ng} \min \sum_{t=1}^T \left[ \left( (F_i(P_{it}) + ST_i(1 - X_{i(t-1)})) - \gamma_t P_{it} - \pi_t P_i^{max} \right) \cdot X_{it} \right]. \quad (5.4)$$

Este problema é resolvido facilmente via PD e deve estar sujeito às restrições dadas nas equações (3.4) e (3.5).

### Procedimento via PD

A solução via relaxação de Lagrange é realizada em duas partes, como visto a seguir.

#### i) Aplicação do método PD

O método programação dinâmica para frente (*forward dynamic programming*) é utilizado para solucionar o problema **dual** (equação 5.4). O objetivo é minimizar a função Lagrangeana e obter os estados de operação das unidades. Graficamente, este procedimento é ilustrado na figura 5.1, onde se pode observar somente dois estados possíveis para a unidade  $i$  no instante  $t$ , isto é,  $X_{it} = 0$  ou 1. No estado

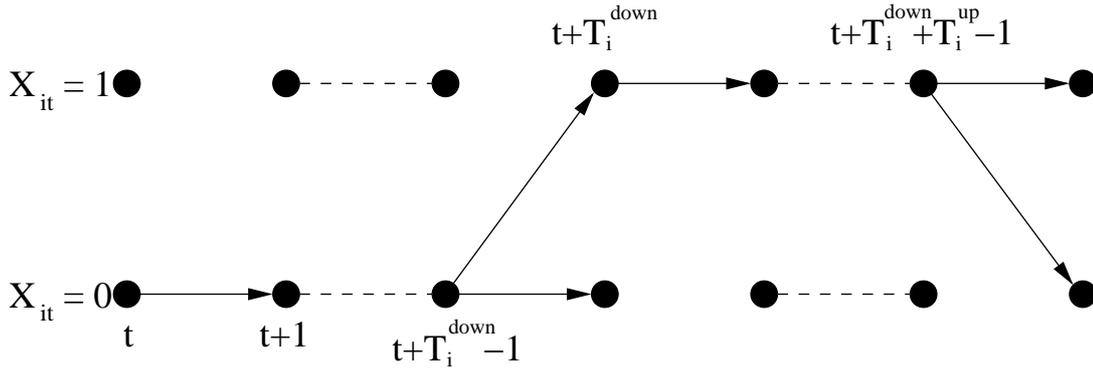


Figura 5.1: Programação Dinâmica para frente.

$X_{it} = 0$ , o valor da função a minimizar é zero; já no estado  $X_{it} = 1$ , considerando a parcela referente ao custo de partida constante, a função resultante da equação 5.4 a ser minimizada é

$$\min K = \left( F_i(P_{it}) - \gamma_t P_{it} - \pi_t P_i^{\text{max}} \right). \quad (5.5)$$

O mínimo da função acima é obtido tomando-se a sua primeira derivada, ou seja,  $\partial K / \partial P_{it} = 0$ :

$$\frac{d}{dP_{it}} \left( F_i(P_{it}) - \gamma_t P_{it} - \pi_t P_i^{\text{max}} \right). \quad (5.6)$$

Substituindo a função custo de combustível  $F_i(P_{it})$  por uma função quadrática ( $a_i + b_i P_i + c_i P_i^2$ ), a solução fica

$$P_{it} = \frac{\gamma_t - b_i}{2c_i}. \quad (5.7)$$

Neste caso, se o valor de  $P_{it}$  estiver fora dos limites máximo e mínimo, deve-se fazer seu valor igual ao limite violado.

ii) *Atualização dos multiplicadores de Lagrange*

O ajuste dos multiplicadores deve ser feito de tal forma que a função Lagrangeana seja maximizada em relação aos multiplicadores  $\pi$  e  $\gamma$ . Normalmente é utilizado o método sub-gradiente para realizar esta tarefa de maneira rápida, entretanto este método sofre com problema de convergência [1, 3], podendo estagnar em soluções sub-ótimas. Neste trabalho, os multiplicadores são atualizado via Estratégias Evolutivas, as quais são conhecidas por serem robustas na busca por um ótimo global. Na seção que descreve o algoritmo proposto, será mostrado, com detalhes, o processo de atualização dos multiplicadores.

### 5.3 PRD Baseado no Máximo Retorno Financeiro

Nesta seção, apresenta-se o desenvolvimento da função de Lagrange para o PRD baseado no máximo retorno financeiro, a fim de se obter a função resultante a ser minimizada via programação dinâmica. O procedimento é o mesmo utilizado para o PRD clássico visto anteriormente, ou seja, as restrições de balanço de potência e reserva são inseridas, via multiplicadores, na função principal; em seguida são realizadas algumas simplificações matemáticas para obter a função reduzida a ser resolvida via PD.

A partir das equações (3.7), (3.8) e (3.9), chega-se à função de Lagrange dada por (5.8) a seguir.

$$L(X, P, R, \gamma, \pi) = RB - CT - \sum_{t=1}^T \gamma_t \left( D_t^{pr} - \sum_{i=1}^N P_{it} X_{it} \right) - \sum_{t=1}^T \pi_t \left( SR_t^{pr} - \sum_{i=1}^N R_{it} X_{it} \right) \quad (5.8)$$

As funções de  $RB$  e  $CT$  dependem de como são realizadas as compensações para a energia e a reserva girante. Dois métodos foram apresentados na seção 3.3 do capítulo 3. Portanto, o mínimo da função de Lagrange deve ser obtido considerando cada um desses métodos, conforme será mostrado a seguir.

**Método de compensação I - compensação por reserva utilizada**

Neste método, deve-se substituir a **receita bruta** (equação (3.12)) e **custo total** (equação (3.13)) em (5.8) e realizando-se os mesmos processos efetuados para o tradicional PRD,

chega-se à equação resultante seguinte, a qual será resolvida via PD.

$$\min q = \sum_{i=1}^N \min \sum_{t=1}^T \left[ \left( (1-r) \cdot F(P_{it}) + r \cdot F(P_{it} + R_{it}) + ST_i(1 - X_{i(t-1)}) - P_{it} \cdot SP_t - r \cdot RP_t \cdot R_{it} + \gamma_t P_{it} + \pi_t R_{it} \right) \cdot X_{it} \right] \quad (5.9)$$

Nesta etapa, aplica-se a Programação Dinâmica para resolver este problema.

i) *Aplicação do método PD*

Se expressarmos a relação entrada-saída ( $F_i$ ) de cada unidade como uma função quadrática ( $a_i + b_i P_i + c_i P_i^2$ ), o mínimo dessa função no estado  $X_{it} = 0$  é zero; já no estado  $X_{it} = 1$ , a função a ser minimizada será:

$$\min K = (1-r) \cdot F(P_{it}) + r \cdot F(P_{it} + R_{it}) - P_{it} \cdot SP_t - r \cdot RP_t \cdot R_{it} + \gamma_t P_{it} + \pi_t R_{it}.$$

O mínimo dessa função é obtida fazendo-se  $\partial K / \partial P_{it} = 0$  e  $\partial K / \partial R_{it} = 0$ , resultando em:

$$\begin{bmatrix} P_{it} \\ R_{it} \end{bmatrix} = \frac{1}{1-r} \begin{bmatrix} 1 & -r \\ -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_{it} \\ B_{it} \end{bmatrix}, \quad (5.10)$$

sendo

$$A_{it} = \frac{SP_t - \gamma_t - b_i}{2c_i} \quad \text{e} \quad B_{it} = \frac{\frac{r \cdot RP_t - \pi_t}{r} - b_i}{2c_i}. \quad (5.11)$$

Aqui, da mesma forma que o caso anterior, se o valor de  $P_{it}$  estiver fora dos limites máximo e mínimo, deve-se fazer seu valor igual ao limite violado.

ii) *Atualização dos multiplicadores de Lagrange*

O ajuste dos multiplicadores é realizado através de Estratégias Evolutivas, como é feito no caso de PRD tradicional. Mais à frente, será mostrado um fluxograma sintetizando os principais passos do algoritmo de solução.

### Método de compensação II - compensação por reserva alocada

Neste método deve-se substituir a **receita bruta** (equação (3.14)) e **custo total** (equação (3.15)) em (5.8). Realizando-se os mesmos processos efetuados para o método I, chega-se à equação resultante seguinte, a qual será resolvida via PD.

$$\min q = \sum_{i=1}^N \min \sum_{t=1}^T \left[ \left( (1-r) \cdot F(P_{it}) + r \cdot F(P_{it} + R_{it}) + ST_i(1 - X_{i(t-1)}) - P_{it} \cdot SP_t - (1-r) \cdot RP_t \cdot R_{it} - r \cdot SP_t \cdot R_{it} + \gamma_t P_{it} + \pi_t R_{it} \right) \cdot X_{it} \right]. \quad (5.12)$$

O mínimo dessa função pode ser obtido de maneira análoga à do **método I**, no entanto, na equação (5.11), o valor de  $B_{it}$  deve mudar para

$$B_{it} = \frac{\frac{(1-r) \cdot RP_t + r \cdot SP_t - \pi_t}{r} - b_i}{2c_i} \quad (5.13)$$

## 5.4 Descrição do Algoritmo proposto - RLEE

Como já explanado anteriormente, a solução do Pré-Despacho de Potência, tanto para o baseado no mínimo custo quanto aquele baseado no máximo lucro, é obtida através de um método híbrido que combina Relaxação de Lagrange e Estratégias Evolutivas, denominado por RLEE. Na figura 5.2 é mostrada a estrutura da implementação do RLEE, onde se pode notar que essa estrutura é semelhante àquela do algoritmo de Estratégias Evolutivas vista no capítulo 4. Para melhor esclarecimento

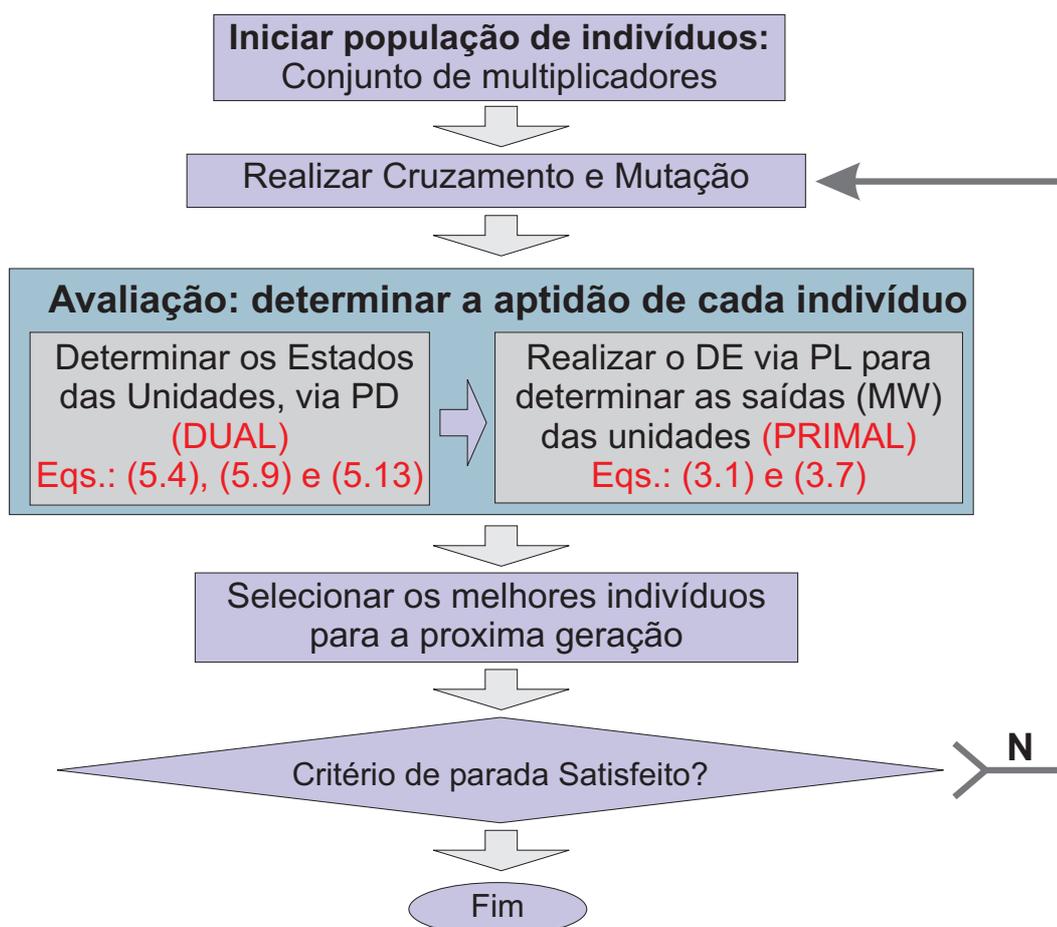


Figura 5.2: Fluxograma geral da metodologia proposta para resolver o Pré-Despacho.

sobre os detalhes do fluxograma da figura 5.2, a seguir é feita uma breve explanação sobre cada bloco apresentado.

### i) Iniciar população de indivíduos

Para um horizonte de planejamento de  $T$  intervalos, cada indivíduo é formado por um conjunto de  $T$  variáveis relacionadas às restrições de balanço de potência ( $\gamma$ ) e balanço de reserva girante ( $\pi$ ) e seus respectivos desvios padrão ( $\sigma$ ). Desse modo,

cada indivíduo  $i$  é representado como se mostra nas equações (5.14) - (5.16).

$$Indiv_i = (\gamma_i, \pi_i, \sigma_i^\gamma, \sigma_i^\pi). \quad (5.14)$$

Sendo:

$$\gamma_i = [\gamma_{i1}, \gamma_{i2}, \dots, \gamma_{iT}], \quad \pi_i = [\pi_{i1}, \pi_{i2}, \dots, \pi_{iT}] \quad (5.15)$$

e

$$\sigma_i^\gamma = [\sigma_{i1}^\gamma, \sigma_{i2}^\gamma, \dots, \sigma_{iT}^\gamma], \quad \sigma_i^\pi = [\sigma_{i1}^\pi, \sigma_{i2}^\pi, \dots, \sigma_{iT}^\pi]. \quad (5.16)$$

Logo, nesta etapa, uma população de indivíduos (chamada de população de pais) é inicializada de forma aleatória numa determinada faixa de variação. Neste trabalho, os limites máximo e mínimo para as variáveis  $\gamma$  e  $\pi$  foram +10 e -10, respectivamente. Na equação (5.17), mostra-se a estrutura de uma população de pais de tamanho igual a  $\mu$  indivíduos.

$$\mathbf{Pop.pais} = \begin{pmatrix} \gamma_{1t} & \pi_{1t} & \sigma_{1t}^\gamma & \sigma_{1t}^\pi \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \gamma_{\mu t} & \pi_{\mu t} & \sigma_{\mu t}^\gamma & \sigma_{\mu t}^\pi \end{pmatrix}, \quad \forall t = 1, \dots, T. \quad (5.17)$$

## ii) Realizar cruzamento e mutação

A criação de uma população de descendentes é feita aplicando-se os operadores **cruzamento** (ou recombinação) e **mutação**. A recombinação é o primeiro passo para criar esses novos indivíduos, sendo que, neste trabalho, foi utilizada a **recombinação discreta** (ver capítulo 4), onde cada gene do novo indivíduo é selecionado aleatoriamente dentre os correspondentes genes de todos os indivíduos da população de pais. Assim, um novo indivíduo  $Indiv^k$  é criado como segue:

$$Indiv_k = (\gamma_k, \pi_k, \sigma_k^\gamma, \sigma_k^\pi). \quad (5.18)$$

Sendo:

$$\gamma_{kt} = rand \begin{pmatrix} \gamma_{1t} \\ \vdots \\ \gamma_{\mu t} \end{pmatrix}, \quad \pi_{kt} = rand \begin{pmatrix} \pi_{1t} \\ \vdots \\ \pi_{\mu t} \end{pmatrix}, \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (5.19)$$

e

$$\sigma_{kt}^\gamma = rand \begin{pmatrix} \sigma_{1t}^\gamma \\ \vdots \\ \sigma_{\mu t}^\gamma \end{pmatrix}, \quad \sigma_{kt}^\pi = rand \begin{pmatrix} \sigma_{1t}^\pi \\ \vdots \\ \sigma_{\mu t}^\pi \end{pmatrix}, \quad \forall t = 1, \dots, T, \quad (5.20)$$

sendo que  $rand(\cdot)$  retorna um valor aleatório com distribuição uniforme. Com isso, uma população de filhos de tamanho  $\lambda$  vista na equação (5.21), semelhante àquela

da equação (5.17), é obtida nesta etapa.

$$\mathbf{Pop.filhos} = \begin{pmatrix} \gamma_{1t} & \pi_{1t} & \sigma_{1t}^{\gamma} & \sigma_{1t}^{\pi} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \gamma_{\lambda t} & \pi_{\lambda t} & \sigma_{\lambda t}^{\gamma} & \sigma_{\lambda t}^{\pi} \end{pmatrix}, \quad \forall t = 1, \dots, T. \quad (5.21)$$

Seguindo o operador cruzamento, vem o operador mutação, o qual serve para introduzir pequenas variações em cada um dos indivíduos da população de descendentes. A mutação (gaussiana foi utilizada) é realizada de acordo com as equações (5.22) e (5.23).

$$\gamma_{kt} = \gamma_{kt} + \sigma_{kt}^{\gamma} \cdot N(0, 1) \quad (5.22)$$

$$\pi_{kt} = \pi_{kt} + \sigma_{kt}^{\pi} \cdot N(0, 1) \quad (5.23)$$

$$\forall k = 1, \dots, \lambda \quad \text{e} \quad t = 1, \dots, T$$

sendo  $\lambda$  o tamanho da população de descendentes,  $\sigma$  o desvio padrão associado aos indivíduos e  $N(0, 1)$  um número de distribuição normal com média zero e desvio padrão unitário. Deve-se lembrar, que os desvios padrão também estão sujeitos ao processo de mutação, como pode ser visto, com mais detalhes, no capítulo 4.

### iii) Avaliação: determinar a aptidão de cada indivíduo

Esta etapa consiste em se atribuir a cada indivíduo um valor que defina sua aptidão (*fitness*) para passar para a próxima geração. Aqui, dois passos importantes são executados:

- 1) O primeiro consiste em determinar os estados de operação de cada unidade de geração, ou seja, verificar quais geradores estarão ligados (*on*) ao sistema e quais estarão desligados (*off*). Este processo é resolvido através de Programação Dinâmica e cujo resultado é a solução do chamado **problema dual**;
- 2) O segundo passo consiste em determinar a solução do chamado **problema primal**. A partir da solução obtida no passo anterior, utiliza-se a ferramenta de Otimização Não Linear, denominada MINOS [42], para resolver um **Despacho Econômico** para cada intervalo do horizonte de planejamento e, com isso, determinar o nível de geração de cada gerador programado para estar ligado ao sistema.

Neste trabalho, o valor da *fitness* de cada indivíduo é obtido dependendo do tipo de problema que está sendo resolvido: no caso de PRD tradicional (baseado no

mínimo custo), a função de avaliação empregada é dada pela diferença relativa entre os valores do problema **primal** e **dual**, como visto na equação (5.24); já quando se está resolvendo o PRD baseado no máximo Lucro, a função de avaliação empregada é a mesma função do problema primal, como mostrado na equação (5.25).

$$\min. \quad FIT_k = \varepsilon = \frac{J_k^* - q_k}{q_k} \quad (5.24)$$

$$\max. \quad FIT_k = LC_k = RB_k - CT_k \quad (5.25)$$

sendo  $J_k^*$  o valor primal, que é obtido a partir da equação (3.1) com os valores de  $P$  obtidos do DE;  $q_k$  é o valor dual obtido via PD utilizando-se a equação (5.4), e  $RB_k$  e  $CT_k$  são o rendimento bruto e o custo total, respectivamente, para um  $AGGER_k$ .

#### iv) Seleção de indivíduos para a próxima geração

Nesta etapa, é realizado um processo de escolha adequada dos indivíduos que sobreviverão e constituirão a população de pais da próxima geração. Vários são os critérios de seleção (ver capítulo 4). Neste trabalho, o critério utilizado é baseado na estratégia  $(\mu + \lambda) - EE$ , na qual a população de  $\mu$  pais da próxima geração será formada pelos melhores indivíduos selecionados da união das populações atuais de pais e filhos. Assim, tem-se uma seleção com características elitista, uma vez que apenas os melhores indivíduos sobrevivem.

#### v) Critério de parada

O processo iterativo é finalizado quando o valor da *fitness* do melhor indivíduo não tiver uma melhora em uma dada seqüência de gerações, ou quando um número máximo de gerações for alcançado.

## 5.5 Comentários do Capítulo

Uma vez que a proposta de solução é baseada na técnica Relaxação de Lagrange, neste capítulo foi mostrado todo o desenvolvimento matemático para se obter a equação de Lagrange para cada um dos casos considerados: o PRD clássico e o PRD visando o máximo retorno financeiro. Também foi visto o procedimento via programação dinâmica, o qual é utilizado no **problema dual** para se determinar os estados de cada unidade.

Além disso, foram apresentados o algoritmo RLEE e seu fluxograma estruturado, detalhando-se em seguida cada um dos seus pontos principais.

# 6. Interação dos tipos de PRD dentro de um Modelo de Leilão de Energia e Reserva

Neste capítulo é formulado um modelo de leilão de energia, no qual se verifica a interação entre os agentes de geração e o operador do mercado, buscando sempre o atendimento das demandas de potência e reserva, além de garantir que os limites operacionais do sistema de transmissão não sejam violados.

## 6.1 Introdução

Em capítulos anteriores, o Pré-Despacho foi formulado considerando duas abordagens distintas: o PRD executado pelos agentes de geração, onde os AGGER's visam maximizar, de forma individual, o retorno financeiro baseando-se única e exclusivamente nos preços dos produtos e na probabilidade de a reserva girante ser utilizada pelo sistema; e o PRD executado pelo operador do sistema, onde o OIS, de acordo com as ofertas dos AGGER's, visa minimizar o custo total de operação do sistema de modo a atender todas as demandas e garantir a segurança operativa do sistema de transmissão.

Com o objetivo de otimizar simultaneamente os mercados de energia e reservas operativas, em [35] é proposto um modelo de mercado competitivo baseado em leilões para atender as demandas tanto do mercado básico de energia, quanto para o mercado de serviços ancilares (neste caso as reservas operativas). Lembrando-se que o mercado de reservas operativas atende a um requisito do Operador do Independente Sistema visando garantir a segurança do sistema elétrico.

Basicamente, o modelo proposto por Lescano em [35] resolve um Despacho para uma determinada hora do dia visando apenas fechar o balanço geração-carga e,

ainda, não considera os efeitos do sistema de transmissão. Neste trabalho, o modelo de leilão é estendido para um horizonte de 24 horas, ou seja, aqui é resolvido um problema de Pré-Despacho, o qual é bem mais complexo que o Despacho. Além do mais, o modelo proposto nesta dissertação considera, além do atendimento às demandas, as restrições físicas do sistema de transmissão. Isto é, a solução obtida deverá garantir o balanço geração-carga e também que os fluxos nas linhas de transmissão estejam dentro de limites de segurança.

O modelo apresentado supõe que existam vários AGGER's e que as decisões sobre a oferta de geração e de reservas sejam tomadas pelos Agentes em função dos preços fixados pelo Operador de Mercado. Segundo visto em [35], *uma das principais vantagens do modelo proposto é que permite despachar simultaneamente o Mercado Básico de Energia e o Mercado de Reservas Operativas.*

Aqui, considera-se que os preços da energia tanto no **Mercado Primário** como no **Mercado de Reserva** são calculados pelo **Operador de Mercado**. No Brasil, o OM é representado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a qual é responsável por todas as transações financeiras de compra e venda de energia elétrica.

## 6.2 Características do Modelo de Leilão

O modelo estendido de leilão proposto neste trabalho possui as seguintes características:

- 1) Considera a interação, através do operador do mercado, entre os agentes de geração e o operador do sistema no contexto do Pré-Despacho de potência num horizonte de 24 horas em intervalos de 1 hora;
- 2) A tomada de decisão de ambas as partes, AGGER's e OIS, é feita por uma ferramenta de cálculo de Pré-Despacho, uma do ponto de vista de cada AGGER, e outra do ponto de vista sistêmico, que determina a decisão do OIS;
- 3) O operador do mercado é o único responsável pelo ajuste dos preços, que pode ser provocado por baixa oferta ou por violações dos limites de fluxos;
- 4) Apenas nos horários que houver baixa oferta ou violações de limites de fluxos é que serão ajustadas as tarifas pelo OM.

## 6.3 Descrição do Modelo Assumido

Nesta forma de leilão estendido, o OM busca atender uma determinada demanda por energia básica e reserva girante, e para isso ajusta os respectivos preços de forma a estimular a oferta por parte dos AGGER's. Por outro lado, o OIS fica observando se a solução fornecida pelos AGGER's é viável para o sistema de transmissão, em caso contrário, o OIS sinaliza ao OM para ofertar novos preços aos geradores.

Assim, ao final do processo, o modelo permite obter simultaneamente preços de mercado para a Energia Básica e preço do Serviço Ancilar de reserva girante. Além do mais, a oferta dos AGGER's é tal que, quando o Operador Independente do Sistema for realizar o despacho físico das unidades, os fluxos resultantes estejam dentro dos limites permitidos.

Como bem informado em [35], esta estrutura considera a *forte dependência existente entre ambos os mercados por negociar com produtos cujas ofertas são interdependentes, pois uma maior oferta em reserva girante em uma dada usina reduz a sua capacidade de geração para atender o mercado básico de energia*, ou vice versa.

Neste modelo, a partir de uma estimativa inicial de preços, há um processo iterativo de negociação entre os AGGER's e o OM até que se consiga obter preços tais que os AGGER's se disponham a fornecer energia e reserva suficiente ao atendimento das respectivas demandas. Quando isto acontece, o OIS pega as informações dos agentes de geração e procede a executar o PRDRS para realizar o despacho final e verificar os fluxos na transmissão; caso haja violação de fluxos em alguma linha em qualquer instante, uma nova oferta de preços será realizada pelo OM aos AGGER's. Este processo continua até que nenhuma violação na transmissão ocorra.

Na figura 6.1, é apresentada a estrutura do modelo proposto, mostrando as relações entre o Operador do Mercado, o Operador do Sistema e os diferentes Agentes de Geração. Nessa figura, pode-se observar a presença de  $k$  Agentes de Geração selecionados para participar do leilão, sendo que cada um deles busca maximizar individualmente seus benefícios, considerando, é claro, os preços ( $\lambda$ ) ofertados pelo Operador do Mercado.

Resumidamente, o processo da figura 6.1 inicia-se com o **OM** realizando uma estimativa inicial de preços para cada um dos produtos. Baseado nestes preços, os AGGER's fazem suas ofertas para cada hora, com o objetivo de maximizar seus lucros. Em seguida, o OM recebe todas as ofertas dos Agentes de Geração, verifica o atendimento das respectivas demandas e, se for o caso, procede a recalculer os preços do mercado de

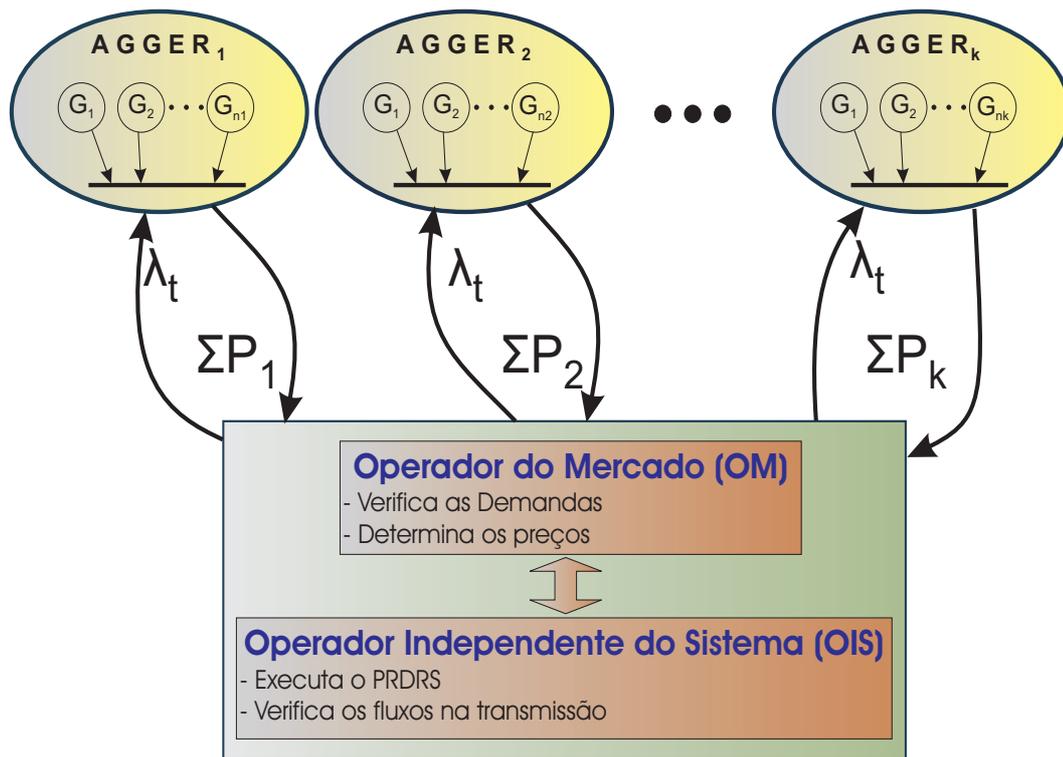


Figura 6.1: Modelo de mercado baseado em leilão considerando a interação entre os AGGER's, o OM e o OIS.

cada produto até obter, mediante um processo iterativo, ofertas dos geradores tais que as demandas para todos os mercados e para cada hora do horizonte de planejamento sejam atendidas. Em seguida, o **OIS** resolve o PRDRS e caso haja limites de fluxos violados informa ao OM, o qual fará novas ofertas de preços nos períodos em que houve as violações. Caso os fluxos estão dentro dos limites, encerra-se o processo.

O procedimento iterativo que rege o modelo da figura 6.1 é mostrado mais detalhadamente na figura 6.2 e pode ser resumido, basicamente, em três etapas principais:

- 1) Oferta de preços pelo Operador do Mercado;
- 2) Oferta de Quantidade de energia básica e reserva girante pelos Agentes de Geração;
- 3) Otimização global do sistema pelo Operador Independente visando a segurança operativa.

### 6.3.1 Funcionamento do Processo

A seguir são apresentados mais detalhadamente os passos do processo de leilão estendido descrito pelas figuras 6.1 e 6.2.

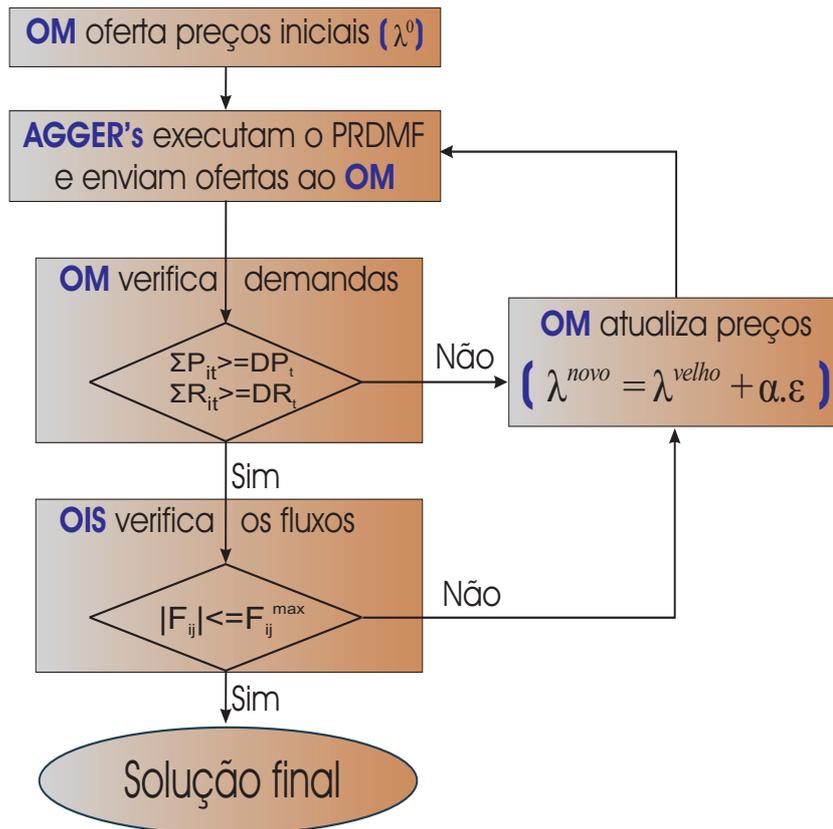


Figura 6.2: Etapas do funcionamento do mercado baseado em leilões.

- 1) **Oferta inicial de preços** - o Operador do Mercado apresenta, inicialmente, preços para a Energia Básica e cada um dos Serviços Ancilares considerados (neste caso, somente a reserva girante está sendo considerada no serviço ancilar).
- 2) **AGGER's executam o PRDMF** - com os preços apresentados pelo OM, cada AGGER executa o Pré-Despacho baseado no Máximo retorno Financeiro para determinar o montante de suas ofertas para o mercado básico (Mercado primário) e para os serviços ancilares (mercado de reserva) que lhe reportará um maior benefício. Portanto, nesta etapa os agentes de geração enviam os valores de  $P_{ij}$  e  $R_{ij}$  ao operador do mercado.  
As modelagens matemáticas para o custo e para a receita utilizadas aqui são baseadas no máximo retorno financeiro e considera, além dos preços, uma probabilidade de o sistema necessitar utilizar a reserva girante. Mais detalhes sobre essa modelagem podem ser vistos na seção 3.3 do capítulo 3 e em [3].
- 3) **OM verifica atendimento das demandas** - o operador do mercado analisa, para cada instante do horizonte de planejamento, o resultado das ofertas realizadas pelo AGGER's para cada um dos mercados. Se as ofertas são insuficientes para atender

às demandas do mercado básico ou do mercado de reserva girante, segue-se para o **passo 4**, caso contrário, prossegue-se para o **passo 5**

4) **OM atualiza os preços** - caso haja insuficiência na oferta para qualquer um dos mercados, será necessário realizar um ajuste nos preços para cada hora em que houve insuficiência, sendo que os novos preços serão apresentados aos agentes geradores na próxima iteração.

O ajuste de preços realizado pelo OM, caso as demandas não sejam atendidas, é baseado no erro entre a demanda do produto e a oferta total de todos os geradores. Esses cálculos podem ser vistos nas equações (6.1) e (6.2), lembrando-se novamente que esse ajuste é realizado para cada hora do intervalo de planejamento em que a demanda não tenha sido atendida.

Com os novos preços calculados, retorna-se ao **passo 2**.

$$\varepsilon_t = \frac{\text{demanda}_t - \text{oferta}_t}{\text{demanda}_t} \quad (6.1)$$

$$\text{preço}_t^{\text{novo}} = \text{preço}_t^{\text{velho}} + \alpha \cdot \varepsilon_t \quad (6.2)$$

Sendo que  $\alpha$  é uma constante que determina o passo de atualização dos preços.

5) **OIS verifica os limites de fluxos** - com as demandas de potência e reserva sendo atendidas, passa-se a tarefa ao OIS, o qual executa o PRDRS para verificar as restrições de fluxos na transmissão. Caso haja violação em alguma linha do sistema de transmissão, calcula-se o erro ( $\varepsilon$ ) de acordo com a equação (6.3) e retorna-se ao **passo 4**; senão, encerra-se o processo e a solução final obtida é tal que concilia o interesse dos AGGER's, a demanda e a segurança operativa do sistema.

$$\varepsilon = |F_{ij}| - F_{ij}^{\text{max}} \quad (6.3)$$

A solução final consiste dos níveis ótimos de potência e reserva para os seus respectivos mercados, além dos preços finais ofertados pelo operador do mercado.

## 6.4 Comentários do Capítulo

Neste capítulo foi apresentado um processo de interação entre os diversos tipos de PRD dentro de um modelo de leilão de forma a ver o comportamento dos agentes geradores. O objetivo é determinar uma política ótima de geração no curto prazo de forma a atender as demandas de potência e reserva girante, e também garantir a segurança

operativa do sistema de transmissão, levando em conta a visão econômica dos AGGER's e a visão sistêmica do OIS, onde além de procurar custo baixo para o despacho, também considera as restrições de segurança da rede.

No entanto, no ambiente competitivo, os agentes de geração não buscam fechar o balanço geração-carga, e tampouco buscam otimizar o sistema como um todo. Em vez disso, eles buscam maximizar o retorno financeiro de forma individual baseado nos preços dos produtos energia e reserva.

Portanto, um modelo iterativo que considera os interesses dos AGGER's, do OM e do OIS foi apresentado de forma a obter uma solução ótima tanto para os geradores, quanto para o operador do sistema.

# 7. Resultados

## 7.1 Introdução

Nesta dissertação, duas abordagens distintas para o PRD foram consideradas: uma que reflete a aptidão dos geradores em ofertar os produtos nos mercados primário e de reserva de potência objetivando o máximo retorno financeiro; e outra que reflete a preocupação do operador do sistema em despachar os geradores de tal forma que a operação de todo o sistema seja ao menor custo e fisicamente viável.

Outra contribuição contemplada neste trabalho é uma simulação do PRD em um mercado baseado em leilões, onde se busca, de forma iterativa, atender simultaneamente os objetivos dos AGGERS e do OIS e, com isso, obter uma solução global que maximiza retorno dos geradores, que provê a menor tarifa possível para os consumidores e que leva em conta as restrições de segurança da rede.

Os resultados das simulações são divididos em três conjuntos: o primeiro considera apenas PRD executado pelo operador independente do sistema (o PRDRS), o segundo considera o PRD executado pelos agentes de geração (o PRDMF) e o último considera a interação entre o PRDRS e o PRDMF.

O programa computacional foi implementado em um PC PENTIUM IV com o código em *FORTRAN 90* e utiliza uma ferramenta de otimização não-linear, o MINOS, o qual desempenha um importante papel no processo de solução do Pré-Despacho de Potência [42]. O sistema teste utilizado é composto por 6 barras, 7 linhas de transmissão e 10 unidades geradoras. Todos os dados desse sistema encontram-se no anexo A e em [3]; sendo que o horizonte de planejamento considerado é de 24 horas.

## 7.2 Resultados do PRD executado pelo Operador do Sistema - PRDRS

Nesta etapa, considerou-se que o OIS conhece todas as características das unidades geradoras e tem total liberdade para encontrar a configuração mais econômica para as unidades dentro do horizonte de planejamento. Na figura 7.1, mostra-se o diagrama com a estrutura do sistema teste utilizado. Nela pode-se observar a distribuição, por barra, de geradores e cargas.

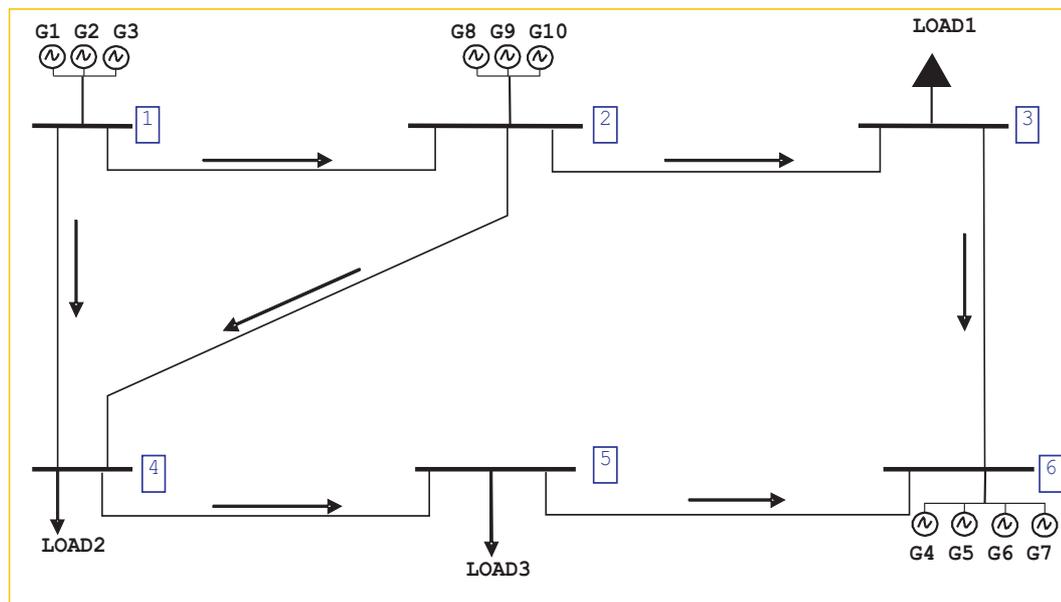


Figura 7.1: Diagrama do sistema teste utilizado.

Na figura 7.2 estão os gráficos com os fluxos em cada ramo de transmissão e para cada período, sendo que em (a) mostra-se a solução onde os limites são desconsiderados, já em (b) mostra-se a solução onde consideram-se os limites de fluxos. Observa-se que o limite do ramo 1-4, que é 405 MW, está sendo violado nas horas 11 e 12 da figura (a) enquanto que na figura (b) os valores de fluxos ficam em seu limite máximo.

Nas tabelas 7.1 e 7.2 estão os valores de potência obtidos pelo OIS para os casos **sem e com restrições** de fluxos nos ramos de transmissão, respectivamente. Analisando-se essas duas tabelas, observa-se que o custo total de operação aumenta quando os limites de fluxos são considerados. Isto ocorre devido a um novo arranjo dos fluxos (veja figura 7.2) no sistema de transmissão de modo atender os limites de transporte de potência dos equipamentos da rede.

Na tabela 7.3 encontram-se os valores de reserva de potência para os casos

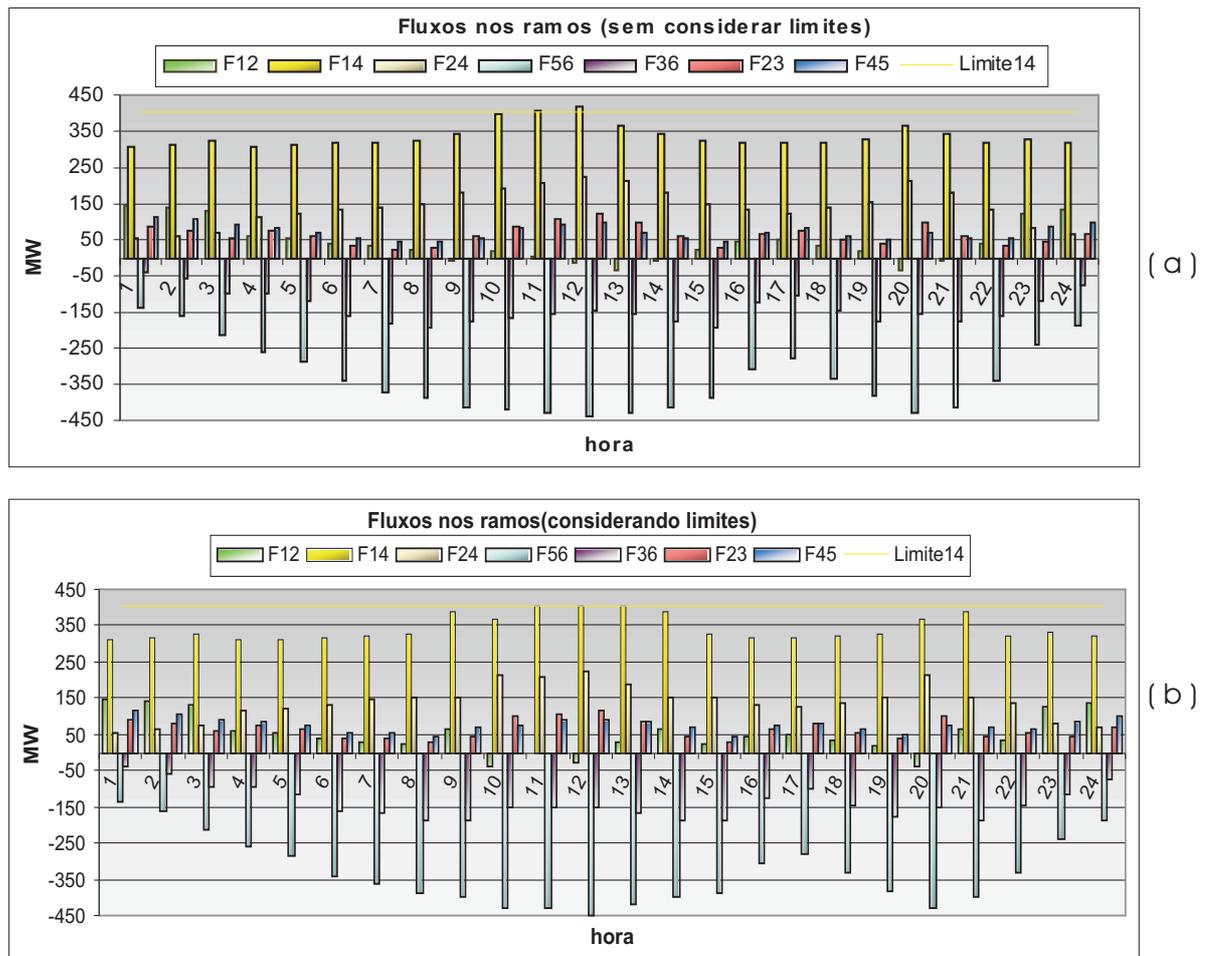


Figura 7.2: Fluxos nos ramos: (a) sem limites, (b) com limites.

com e sem restrições de limites de fluxos. Observa-se que em alguns horários, assim como acontece nas tabelas 7.1 e 7.2, há um deslocamento (valores em vermelho) na oferta desses produtos devido, é claro, aos limites de fluxos estarem sendo considerados. Como exemplo desse deslocamento observa-se, nas horas 14 e 21 da tabela 7.3, que o gerador 1 é responsável por disponibilizar a reserva necessária quando os limites são desconsiderados, já quando os mesmos são levados em conta, os geradores 8 e 9 é que passam a ter a responsabilidade por disponibilizar esse produto.

Também, como consequência em atender os limites de fluxos mostrados na figura 7.2, observa-se que a unidade 6 fica todo o período desligada na solução da tabela 7.1, enquanto que na solução da tabela 7.2 esta mesma unidade é ligada na hora 12.

A partir dos resultados desta seção, pôde-se constatar o aumento no custo total quando o Pré-Despacho leva em consideração o sistema de transmissão e seus limites operacionais. Portanto, esta solução é aquela mais econômica que considera a estrutura física da rede de transmissão.

Tabela 7.1: Programação ótima obtida de potência para o PRD executado pelo OIS relaxando os limites de fluxos.

H	$P_1$	$P_2$	$P_3$	$P_4$	$P_5$	$P_6$	$P_7$	$P_8$	$P_9$	$P_{10}$	Custo,\$
1	455,0	0	0	175,0	0	0	0	0	0,0	0	12.520,59
2	455,0	0	0	220,0	0	0	0	0	0,0	0	13.306,81
3	455,0	0	0	310,0	0	0	0	0	0,0	0	14.883,06
4	369,5	0	0	355,5	0	0	0	130	0,0	0	17.684,41
5	365,0	0	0	405,0	0	0	0	130	0,0	0	17.919,73
6	356,0	0	0	374,0	130	0	0	130	0,0	0	20.677,60
7	351,5	0	0	423,5	130	0	0	130	0,0	0	20.923,54
8	347,0	0	0	448,0	130	0	0	130	25,0	0	23.127,38
9	338,0	0	0	455,0	130	0	0	130	117,0	0	24.073,31
10	329,0	85	0	455,0	130	0	0	130	111,0	20	28.160,16
11	324,5	85	0	455,0	130	0	0	130	160,5	20	28.428,25
12	320,0	85	0	455,0	130	0	0	130	162,0	68	29.487,74
13	329,0	0	0	455,0	130	0	0	130	162,0	54	26.461,42
14	338,0	0	0	455,0	130	0	0	130	117,0	0	24.073,31
15	347,0	0	0	448,0	130	0	0	130	25,0	0	22.227,38
16	360,5	0	0	299,5	130	0	0	130	25,0	0	19.841,85
17	365,0	0	0	250,0	130	0	0	130	25,0	0	19.049,75
18	356,0	0	0	349,0	130	0	0	130	25,0	0	20.635,49
19	347,0	0	0	428,0	130	0	0	130	25,0	20	22.864,79
20	329,0	0	0	455,0	130	0	0	130	162,0	54	26.461,42
21	338,0	0	0	455,0	130	0	0	130	97,0	20	24.480,33
22	356,0	0	0	374,0	130	0	0	130	0,0	0	20.127,60
23	455,0	0	0	355,0	0	0	0	0	0,0	0	15.673,09
24	455,0	0	0	265,0	0	0	0	0	0,0	0	14.094,30
<b>Total</b>											<b>507.183,31</b>

### 7.3 Resultados do PRD considerando mercado competitivo - PRDMF

Nesta etapa, são apresentados resultados do PRD realizado pelos agentes de geração, o PRDMF. Neste trabalho, foram apresentadas duas modelagens para o PRDMF, os quais diferem na maneira que é feita a compensação para a reserva girante, e foram denominados por método I e método II. Aqui, os resultados referem-se apenas ao método I, que é aquele em que o agente gerador é recompensado pela reserva girante somente quando ela é efetivamente utilizada. Portanto, a tarifa da reserva é mais cara que a da energia básica, sendo que foi utilizada a seguinte relação:  $Reserve\_price = 5 \times Spot\_price$ .

Um outro parâmetro importante na modelagem do PRDMF é a probabilidade de a reserva ser utilizada ( $r$ ). Em todas as simulações realizadas aqui,

Tabela 7.2: Programação ótima obtida de potência para o PRD executado pelo OIS considerando os limites de fluxos.

H	$P_1$	$P_2$	$P_3$	$P_4$	$P_5$	$P_6$	$P_7$	$P_8$	$P_9$	$P_{10}$	Custo,\$
1	455,00	0	0	175,00	0	0	0	0	0	0,00	12.520,59
2	455,00	0	0	220,00	0	0	0	0	0	0,00	13.306,81
3	455,00	0	0	310,00	0	0	0	0	0	0,00	14.883,06
4	369,50	0	0	355,50	0	0	0	130	0	0,00	17.684,41
5	365,00	0	0	405,00	0	0	0	130	0	0,00	17.919,73
6	356,00	0	0	374,00	130	0	0	130	0	0,00	20.677,60
7	351,50	0	0	398,50	130	0	0	130	25	0,00	22.330,66
8	347,00	0	0	448,00	130	0	0	130	25	0,00	22.227,38
9	455,00	0	0	455,00	130	0	0	20	110	0,00	24.020,80
10	329,00	0	0	455,00	130	0	0	130	162	54,00	26.631,42
11	316,92	85	0	455,00	130	0	0	130	162	26,08	28.991,97
12	292,33	85	0	417,28	130	55	0	130	162	78,39	30.782,03
13	348,99	85	0	455,00	130	0	0	110	131	0,00	27.056,05
14	455,00	0	0	455,00	130	0	0	20	110	0,00	24.020,80
15	347,00	0	0	448,00	130	0	0	130	25	0,00	22.227,38
16	360,50	0	0	299,50	130	0	0	130	25	0,00	19.841,85
17	365,00	0	0	250,00	130	0	0	130	25	0,00	19.049,75
18	356,00	0	0	349,00	130	0	0	130	25	0,00	20.635,49
19	347,00	0	0	428,00	130	0	0	130	25	20,00	22.864,79
20	329,00	0	0	455,00	130	0	0	130	162	54,00	26.461,42
21	455,00	0	0	455,00	130	0	0	20	90	20,00	24.428,88
22	356,00	0	0	349,00	130	0	0	130	25	0,00	20.635,49
23	455,00	0	0	355,00	0	0	0	0	0	0,00	15.673,09
24	455,00	0	0	265,00	0	0	0	0	0	0,00	14.094,30
<b>Total</b>											<b>508.965,75</b>

foi usado o valor de  $r = 0.05$ .

Para este estudo de caso, as unidades geradoras foram divididas de modo a formarem 3 agentes de geração, sendo que as unidades 1-3 pertencem ao AGGER 1 (localizado na barra 1), as unidades 4-7 pertencem ao AGGER 2 (localizado na barra 6) e as unidades 8-10 pertencem ao AGGER 3 (localizado na barra 2).

Na tabela 7.4 estão os valores de potência para o mercado primário obtidos para todos os agentes. Já na tabela 7.5 estão os valores ofertados como reserva no mercado de serviços ancilares e, também, o total ofertado pelos AGGER's tanto para a potência quanto para a reserva de geração.

Observa-se nessas tabelas que o AGGER 1 disponibiliza apenas uma unidade no horizonte de planejamento, utilizando toda sua capacidade para ofertar como potência e nenhuma oferta é feita como reserva girante. Já os AGGER's 2 e 3 estão

Tabela 7.3: Programação ótima obtida de **reserva** para o PRD executado pelo OIS.

H	Valores desconsiderando limites				Valores considerando limites							
	$R_1$	$R_{2,3}$	$R_4$	$R_{5-10}$	$R_1$	$R_{2,3}$	$R_4$	$R_{5-7}$	$R_8$	$R_9$	$R_{10}$	
1	0	0	63	0	0	0	63	0	0	0	0	
2	0	0	67,5	0	0	0	67,5	0	0	0	0	
3	0	0	76,5	0	0	0	76,5	0	0	0	0	
4	85,5	0	0	0	85,5	0	0	0	0	0	0	
5	90	0	0	0	90	0	0	0	0	0	0	
6	99	0	0	0	99	0	0	0	0	0	0	
7	103,5	0	0	0	103,5	0	0	0	0	0	0	
8	108	0	0	0	108	0	0	0	0	0	0	
9	117	0	0	0	0	0	0	0	110	7	0	
10	126	0	0	0	126	0	0	0	0	0	0	
11	130,5	0	0	0	130,5	0	0	0	0	0	0	
12	135	0	0	0	135	0	0	0	0	0	0	
13	126	0	0	0	106	0	0	0	20	0	0	
14	117	0	0	0	0	0	0	0	110	7	0	
15	108	0	0	0	108	0	0	0	0	0	0	
16	94,5	0	0	0	94,5	0	0	0	0	0	0	
17	90	0	0	0	90	0	0	0	0	0	0	
18	99	0	0	0	99	0	0	0	0	0	0	
19	108	0	0	0	108	0	0	0	0	0	0	
20	126	0	0	0	126	0	0	0	0	0	0	
21	117	0	0	0	0	0	0	0	110	7	0	
22	99	0	0	0	99	0	0	0	0	0	0	
23	0	0	81	0	0	0	81	0	0	0	0	
24	0	0	72	0	0	0	72	0	0	0	0	

dispostos a ofertar tanto no mercado básico quanto no mercado de reserva, sendo que o agente 3 tem a maior oferta para a reserva girante, a qual é feita através da unidade 9 na maior parte das 24 horas.

Ainda, na tabela 7.4, estão os valores totais dos agentes de receita bruta, custo e lucro. Especificamente em relação a custos, observa-se que o custo total no PRDMF (R\$ 601.466,92 na tabela 7.4) é bem superior ao custo total da simulação do PRDRS (R\$ 508.965,75 na tabela 7.2). Isto é explicado pelo fato de o PRDRS ser executado de forma centralizada pelo OIS, considerando as unidades como um único agente. Assim, a solução é global para todo o sistema. Fato que não acontece no PRDMF, onde cada agente, de forma individual, busca otimizar suas unidades geradoras.

Com relação aos valores de potência e reserva totais (por hora) da tabela 7.5, os quais foram colocados graficamente na figura 7.3 juntamente com as respectivas demandas, observa-se que na maior parte do período as ofertas superam as demandas.

Tabela 7.4: Programação ótima de potência para o PRDMF (Método de Pagamento I, com  $r = 0.05$  e  $RP = 5 \times SP$ ).

h	AGGER 1		AGGER 2			AGGER 3			§		
	$P_1$	$P_{2,3}$	$P_4$	$P_5$	$P_{6,7}$	$P_8$	$P_9$	$P_{10}$	Receita	Custo	Lucro
1	455	0	392	0	0	130	99	0	24.531,13	23.129,87	1.401,26
2	455	0	387,5	0	0	130	94,5	0	24.216,50	21.507,54	2.708,96
3	455	0	455	130	0	130	85,5	0	29.443,84	25.898,32	3.545,51
4	455	0	455	130	0	130	76,5	0	28.717,37	25.174,38	3.542,99
5	455	0	455	130	0	130	72	0	29.399,63	25.087,63	4.311,99
6	455	0	455	130	0	130	63	0	28.865,36	24.914,60	3.950,76
7	455	0	455	130	0	130	58,5	0	28.223,44	24.828,32	3.395,12
8	455	0	365,87	130	0	130	54	0	26.228,98	23.259,18	2.969,80
9	455	0	455	130	0	130	45	0	28.368,90	24.570,38	3.798,52
10	455	0	455	130	0	130	162	63,98	41.089,56	29.033,60	12.055,96
11	455	0	455	130	0	130	162	80	42.571,80	29.047,98	13.523,82
12	455	0	455	130	0	130	162	80	44.689,80	29.047,98	15.641,82
13	455	0	455	130	0	130	36	0	30.442,50	24.399,19	6.043,31
14	455	0	455	130	0	130	45	0	30.484,13	24.570,38	5.913,74
15	455	0	455	130	0	130	54	0	28.147,50	24.742,19	3.405,31
16	455	0	455	130	0	130	67,5	0	28.123,09	25.001,04	3.122,05
17	455	0	455	130	0	130	72	0	28.135,13	25.087,63	3.047,49
18	455	0	356	130	0	130	63	0	26.096,17	23.267,65	2.828,52
19	455	0	429,54	130	0	130	54	0	27.348,29	24.318,09	3.030,20
20	455	0	455	130	0	130	36	0	28.029,38	24.399,19	3.630,18
21	455	0	455	130	0	130	45	0	28.742,17	24.570,38	4.171,79
22	455	0	455	130	0	130	63	0	28.865,36	24.914,60	3.950,76
23	455	0	455	130	0	130	81	0	28.920,94	25.261,27	3.659,66
24	455	0	455	130	0	130	90	0	28.818,90	25.435,53	3.383,37
<b>Total</b>									<b>71.8499,87</b>	<b>601.466,92</b>	<b>117.032,89</b>

No entanto, no intervalo 10-12 a demanda de reserva girante não é atendida, e na hora 13 é a oferta de potência no mercado básico que fica abaixo da demanda.

Este fato ocorre porque no ambiente competitivo os agentes geradores não se preocupam em atender totalmente as demandas, cuja tarefa deve ser realizada pelo operador do mercado, ofertando tarifas apropriadas no mercado básico e no mercado de reserva girante de modo a estimular uma maior oferta dos produtos por parte dos agentes geradores.

Os resultados desta seção mostraram o Pré-Despacho resolvido sob a ótica dos agentes geradores, os quais buscam sempre o máximo ganho individual, sem a obrigação em ofertar o suficiente para atender as demandas nos respectivos mercados. Como visto nas tabelas 7.4 e 7.5 e na figura 7.3, em alguns instantes a oferta total é inferior à demanda, uma vez que nesses horários, provavelmente, as tarifas não estimulam

Tabela 7.5: Programação ótima reserva e o total de potência e reserva em cada hora (Método de Pagamento I, com  $r = 0.05$  e  $RP = 5 \times SP$ ).

h	AGGER 1	AGGER 2		AGGER 3			MW	
	$R_{1-3}$	$R_4$	$R_{5-7}$	$R_8$	$R_9$	$R_{10}$	TOTAL P	TOTAL R
1	0	63	0	0	63	0	1076	126
2	0	67,5	0	0	67,5	0	1067	135
3	0	0	0	0	76,5	0	1255,5	76,5
4	0	0	0	0	85,5	0	1246,5	85,5
5	0	0	0	0	90	0	1242	90
6	0	0	0	0	99	0	1233	99
7	0	0	0	0	103,5	0	1228,5	103,5
8	0	89,13	0	0	108	0	1134,87	197,13
9	0	0	0	0	117	0	1215	117
10	0	0	0	0	0	16,02	1395,98	16,02
11	0	0	0	0	0	0	1412	0
12	0	0	0	0	0	0	1412	0
13	0	0	0	0	126	0	1206	126
14	0	0	0	0	117	0	1215	117
15	0	0	0	0	108	0	1224	108
16	0	0	0	0	94,5	0	1237,5	94,5
17	0	0	0	0	90	0	1242	90
18	0	99	0	0	99	0	1134	198
19	0	25,46	0	0	108	0	1198,54	133,46
20	0	0	0	0	126	0	1206	126
21	0	0	0	0	117	0	1215	117
22	0	0	0	0	99	0	1233	99
23	0	0	0	0	81	0	1251	81
24	0	0	0	0	72	0	1260	72

os AGGER's a ligaram novas unidades, visto que esta ação impactaria em elevados custos, inclusive custos de partida dessas unidades, que são elevados dependendo do tempo que estiverem desligadas.

## 7.4 Resultados das simulações do PRD dentro do modelo de leilão proposto

Nas duas seções anteriores, foram apresentados resultados do PRD sob a ótica do operador independentes do sistema, o PRDRS, e do PRD sob a ótica dos agentes de geração, o PRDMF.

Nesta seção são apresentados resultados do PRD operando dentro de um modelo de mercado baseado em leilões, o qual busca a interação entre os AGGER's, O

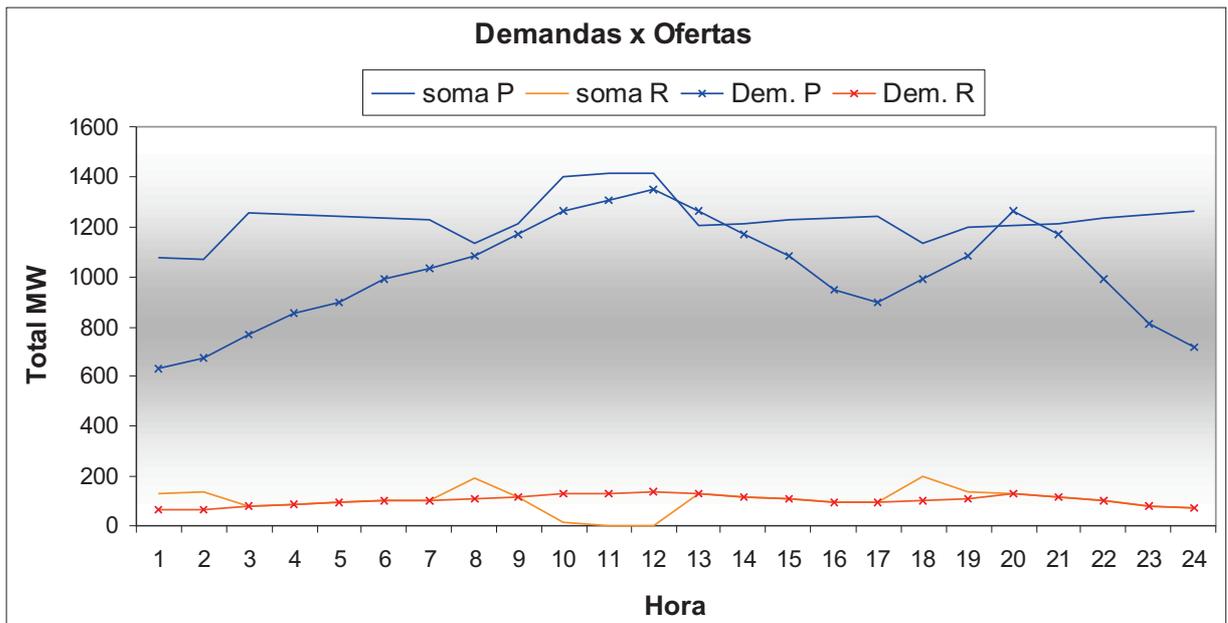


Figura 7.3: Relação entre as demandas de energia e reserva com suas respectivas ofertas.

OM e o OIS, visando obter uma solução em que as ofertas de produtos por parte dos geradores atendam a demanda e não causem violações de limites de fluxos na malha de transmissão.

O processo iterativo que rege o funcionamento do mercado foi descrito no capítulo 6. Uma estimativa inicial de preços feita pelo operador do mercado é apresentada aos agentes geradores, os quais executam o PRDMF e retornam os níveis de potência e reserva. Em seguida o OM verifica o atendimento das demandas e dos limites de fluxos, ajusta os preços e os apresenta novamente aos AGGER's. Este processo é repetido até que a oferta total dos geradores seja suficiente para atender as demandas e quando o OIS executar o PRDRS, não haja violações dos limites de fluxos na transmissão.

Para mostrar a evolução do comportamento dos geradores frente às ofertas de preços pelo operador do mercado, são reportados resultados de três momentos do processo:

- **Caso 0** - É a solução inicial, aquela em que a oferta dos geradores reflete a primeira oferta de preços pelo OM. Esta solução é igual àquela mostrada na seção anterior, visto que os preços iniciais ofertados aqui, coincidem com os preços utilizados lá. Como esta solução não atende às demandas em alguns horários, não há como verificar os fluxos para ela nesses instantes.
- **Caso 1** - É a solução intermediária, aquela em que após um certo número de

iterações, o OM apenas garante o atendimento das demandas e, portanto, ainda falta eliminar as possíveis violações dos limites de fluxos.

- **Caso 2** - É a solução final, aquela em que a oferta dos AGGER's atende tanto às demandas quanto aos limites de fluxos nos ramos de transmissão.

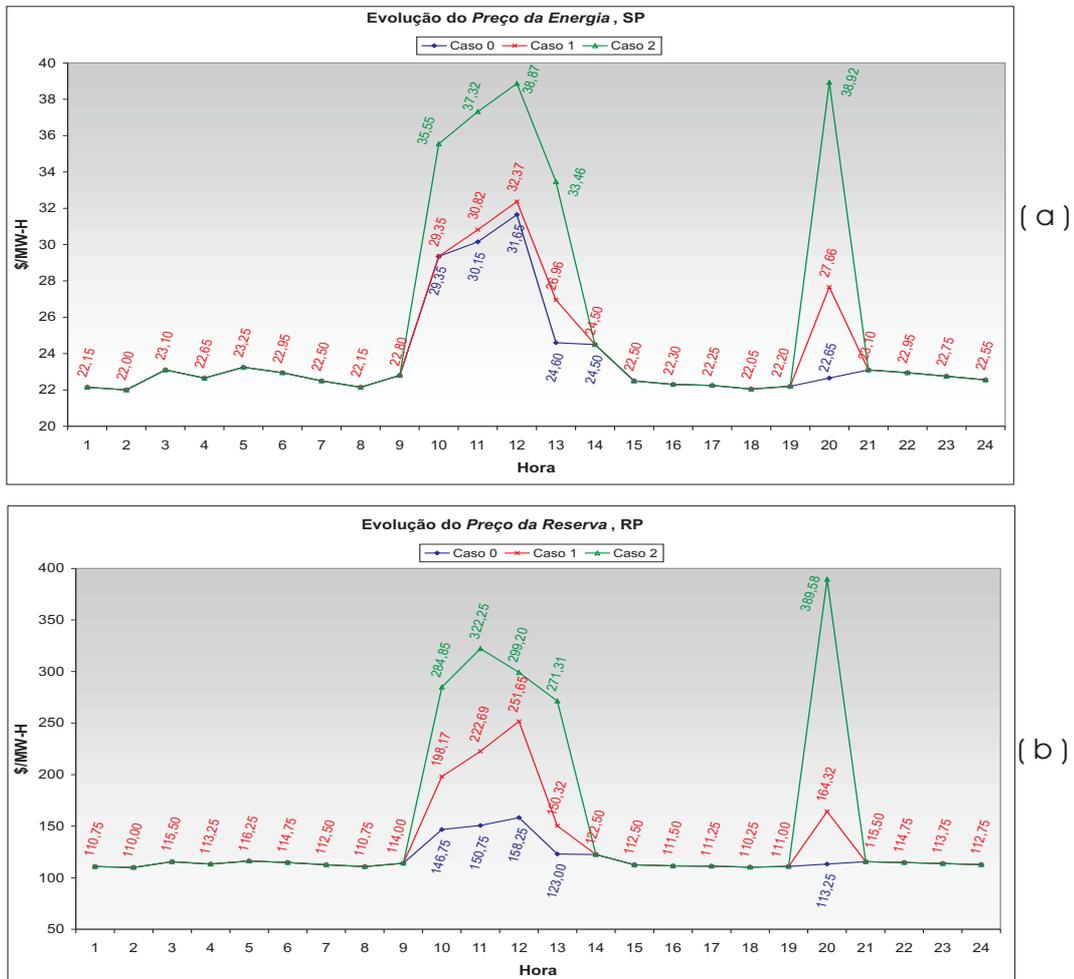


Figura 7.4: Evolução dos preços horários: (a) Preço da Energia, (b) Preço da Reserva.

Na figura 7.4 são mostrados os preços horários para os dois mercados. Observa-se que tanto na figura (a), quanto na (b) houve alterações nos preços durante as horas 10-13 e na hora 20. Estas mudanças foram provocadas ou porque as demandas não tenham sido atendidas, ou porque nesses horários os fluxos violavam o limite de algum ramo do sistema de transmissão.

As ofertas horárias de potência e reserva para todos os casos, juntamente com as curvas das respectivas demandas são mostradas na figura 7.5. Em (a) observa-se que oferta no caso 0 não é suficiente nas horas 13 e 20, enquanto que em (b), para o mesmo caso, há insuficiência de oferta nas horas 10, 11 e 12. Entretanto, verifica-se que

a curva do caso 1 consegue satisfazer plenamente a demanda nos dois mercados.

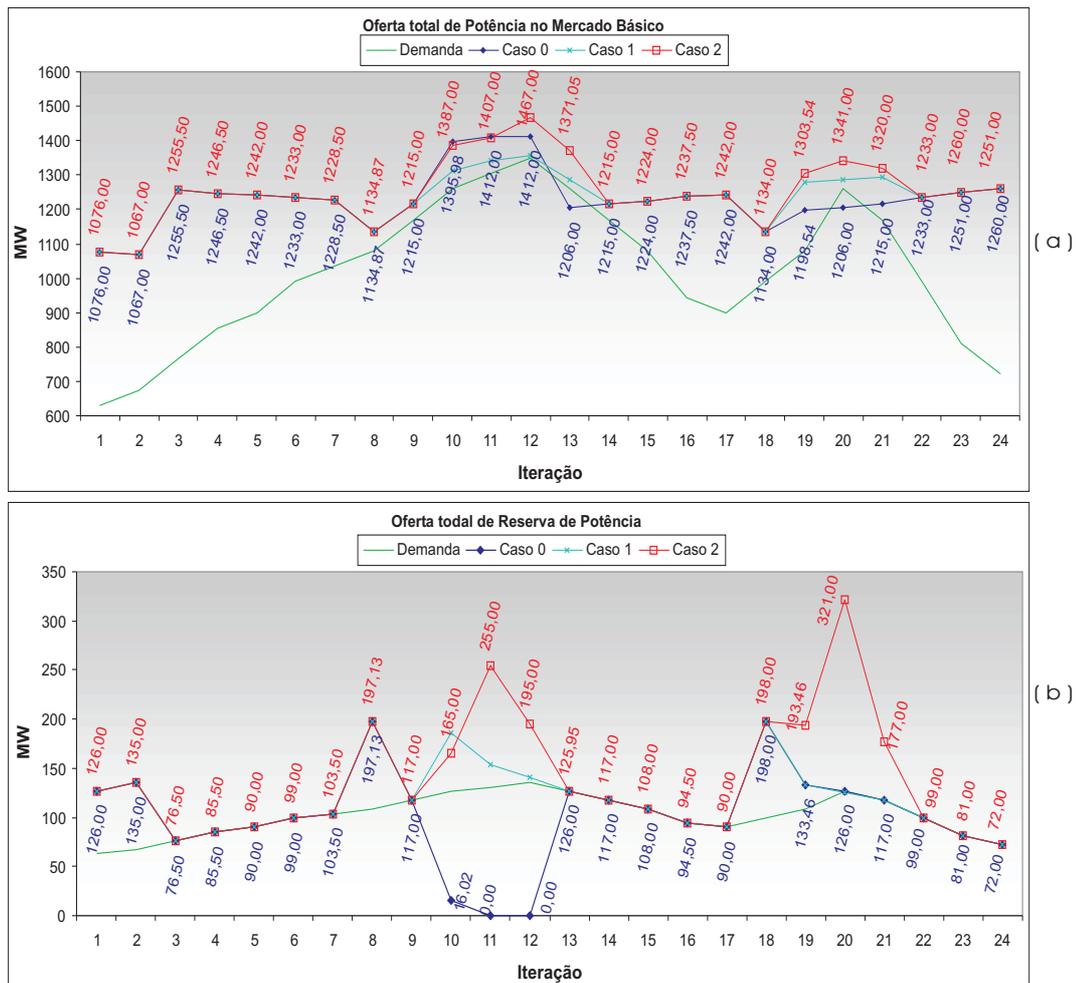


Figura 7.5: Evolução das ofertas de potência (a) e reserva (b) para o horizonte de planejamento.

Ainda na figura 7.5, nota-se que no caso 2, tanto em (a) quanto em (b), a curva de oferta é ainda mais elevada, mostrando, agora, o reflexo dos ajustes das tarifas nesses horários em decorrência de violações de limites de fluxos no ramos, violações estas que podem ser vistas na figura 7.6(a).

Os fluxos nos ramos são mostrados na figura 7.6, sendo que em (a) têm-se os resultados para o caso 1 e em (b), para o caso 2. Como citado no parágrafo anterior, no caso 1, que considera apenas a obrigação em atender às demandas, observa-se que os fluxos no ramo 1-4 estão acima do limite máximo nas horas 10-13 e 20. Estas violações provocaram um ajustes nas tarifas dos produtos para que novas ofertas fossem feitas pelos AGGER's. Com isso, chega-se à solução do caso 2, em que todas as violações são eliminadas, como pode ser constatado na 7.6(b).

A evolução do preço médio (para as 24 horas) de potência e de reserva é

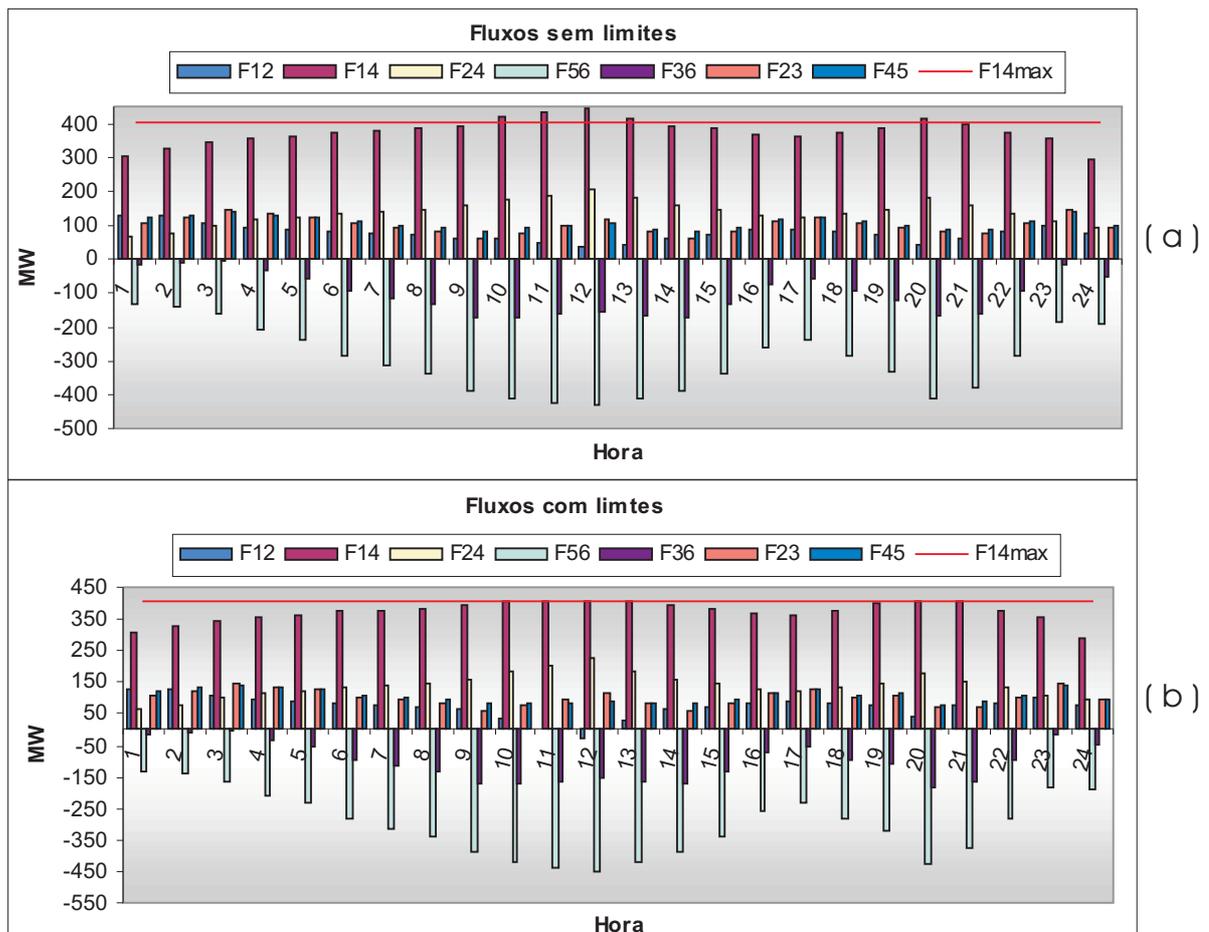


Figura 7.6: Fluxos no sistema de transmissão: (a) Caso 1, (b) Caso 2.

mostrada na figura 7.7. Esta evolução mostra os ajustes nas tarifas por falta de um determinado produto ou devido a violações na malha de transmissão. Como consequência desse ajuste crescente nos preços, observa-se na figura 7.8 um crescente rendimento líquido dos agentes de geração.

Deve-se fazer a seguinte observação para as figuras 7.7 e 7.8: a iteração 0 corresponde ao caso 0; desta, até a iteração 12, corresponde ao processo para chegar ao caso 1; e as três últimas iterações correspondem ao processo para chegar ao caso 2. Portanto, necessitou-se de 13 iterações internas (aquelas necessárias para se chegar ao atendimento das demandas) e mais 3 rodadas externas (aquelas necessárias para se atender as demandas e os limites de fluxos nas linhas).

Na figura 7.9, mostra-se a variação no custo total, onde a diferença entre os casos 2 e 1 pode ser interpretada como **custo da segurança operativa**, uma vez que esses custos foram reflexos das violações de limites operativo no sistema de transmissão.

A variação no número total (horário) de unidades ligadas em cada caso pode ser vista na figura 7.10. Observa-se, como era esperado, que apenas naqueles horários onde

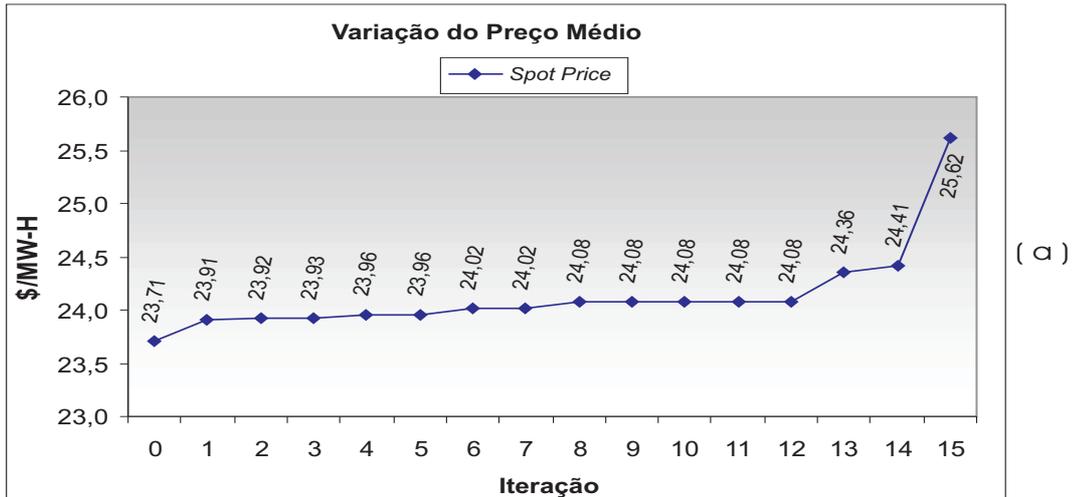


Figura 7.7: Evolução dos preços médios na interação OM-AGGER's: (a) Preço da Energia, (b) Preço da Reserva

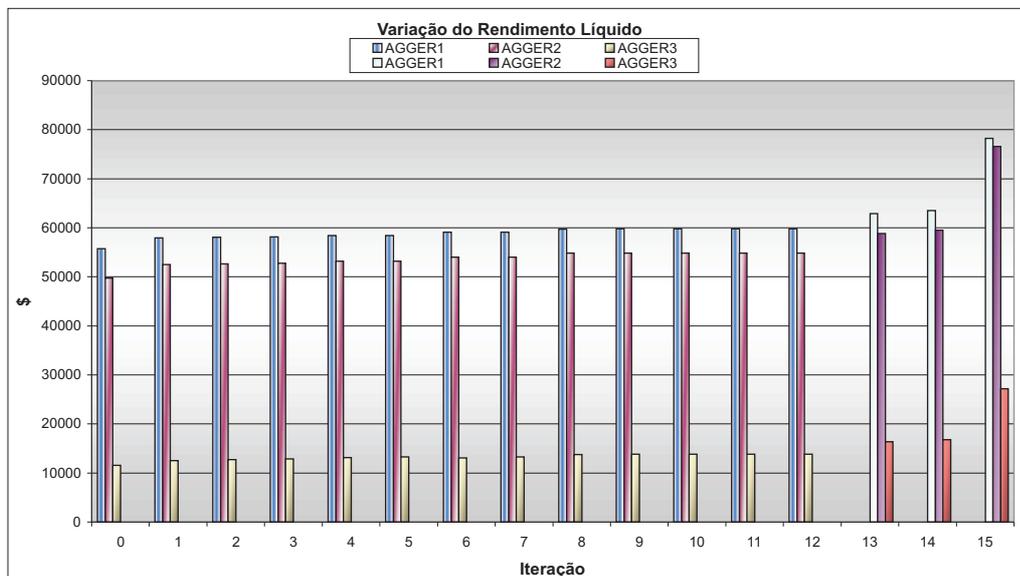


Figura 7.8: Evolução do rendimento líquido por agente de geração.

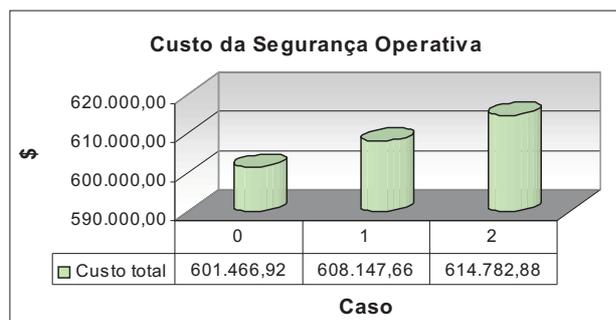


Figura 7.9: Evolução do custo total de geração.

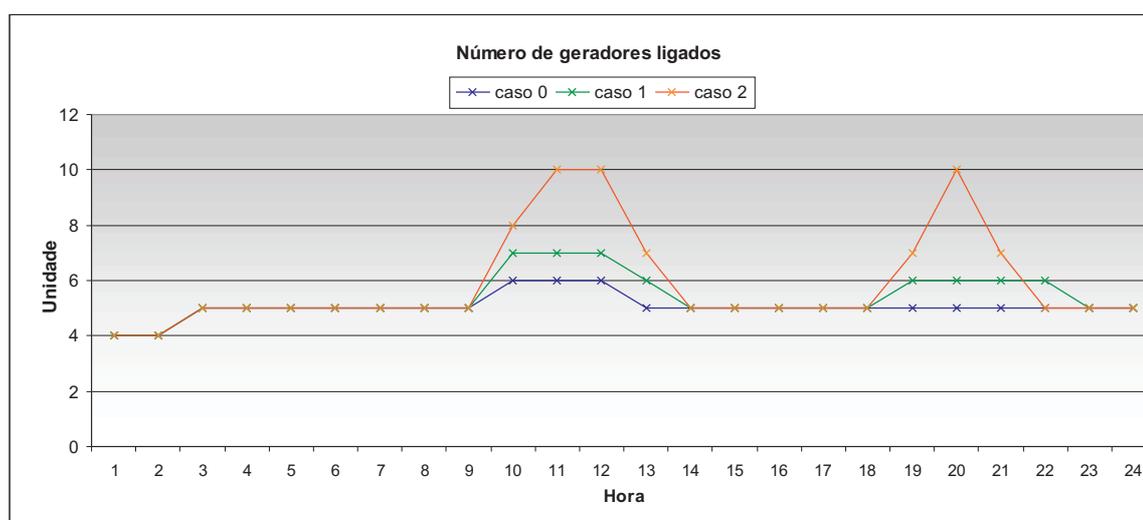


Figura 7.10: Evolução da quantidade de geradores ligados.

houve variação nos preços é que houve variação também no número de geradores ligados. Ou seja, o incremento nas tarifas tornou viável para os AGGER's a entrada em operação de mais unidades nesses horários. A tabela 7.6 contém o estado de operação de todas as unidades em todos os casos, reforçando o que se mostra nos gráficos da figura 7.10.

Com o objetivo de comparar a oferta dos AGGER's com o despacho final do operador do sistema, mostram-se na figura 7.11 as curvas de ofertas de cada agente e a curva dos valores que seriam efetivamente contratados pelo OIS. Com relação ao mercado primário, nota-se que o AGGER 1 é quem possui a maior parcela contratada com relação ao valor ofertado. Já os AGGER's 2 e 3 possuem uma diferença considerável entre o que foi ofertado e o despachado pelo OIS. O mesmo comportamento pode ser observado para o mercado de reserva, onde o AGGER 1 possui também a maior parcela contratada.

Para se ter uma visão mais sistêmica, mostra-se na figura 7.12 a distribuição de fluxos no sistema utilizado. Os valores correspondem aos casos 1 e 2 para a hora 12. Pode-se observar no ramo 1-4 que o limite (405MW) é violado no caso 1, já no caso 2,

Tabela 7.6: Estado de operação dos geradores em cada caso considerado.

h	Caso 0			Caso 1			Caso 2		
	AGGER1	AGGER2	AGGER3	AGGER1	AGGER2	AGGER3	AGGER1	AGGER2	AGGER3
1	1 0 0	1 0 0 0	1 1 0	1 0 0	1 0 0 0	1 1 0	1 0 0	1 0 0 0	1 1 0
2	1 0 0	1 0 0 0	1 1 0	1 0 0	1 0 0 0	1 1 0	1 0 0	1 0 0 0	1 1 0
3	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0
4	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0
5	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0
6	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0
7	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0
8	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0
9	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0
10	1 0 0	1 1 0 0	1 1 1	1 1 0	1 1 0 0	1 1 1	1 1 0	1 1 1 0	1 1 1
11	1 0 0	1 1 0 0	1 1 1	1 1 0	1 1 0 0	1 1 1	1 1 1	1 1 1 1	1 1 1
12	1 0 0	1 1 0 0	1 1 1	1 1 0	1 1 0 0	1 1 1	1 1 1	1 1 1 1	1 1 1
13	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 1	1 1 0	1 1 0 0	1 1 1
14	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0
15	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0
16	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0
17	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0
18	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0
19	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 1	1 1 0	1 1 0 0	1 1 1
20	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 1	1 1 1	1 1 1 1	1 1 1
21	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 1	1 1 0	1 1 0 0	1 1 1
22	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0
23	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0
24	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0	1 0 0	1 1 0 0	1 1 0

o valor fica exatamente igual a seu limite. Para compensar a redução de fluxos no ramo 1-4, nota-se que houve um incremento nos fluxos do ramo 2-4 e uma redução no ramo 4-5, pois a barra 4 possui uma carga a ser atendida. Este mesmo comportamento se repete em todos os horários em que houve limites violados no caso 1.

## 7.5 Comentários do Capítulo

Neste capítulo foram apresentados os resultados do Pré-Despacho para as diferentes abordagens consideradas nesta dissertação. O método de solução proposto mostrou-se capaz de resolver, satisfatoriamente, o problema tratado, sendo os resultados apresentados na forma de gráficos e tabelas e divididos em três conjuntos (caso 0, caso 1 e cas 2) visando facilitar entendimento e compreensão.

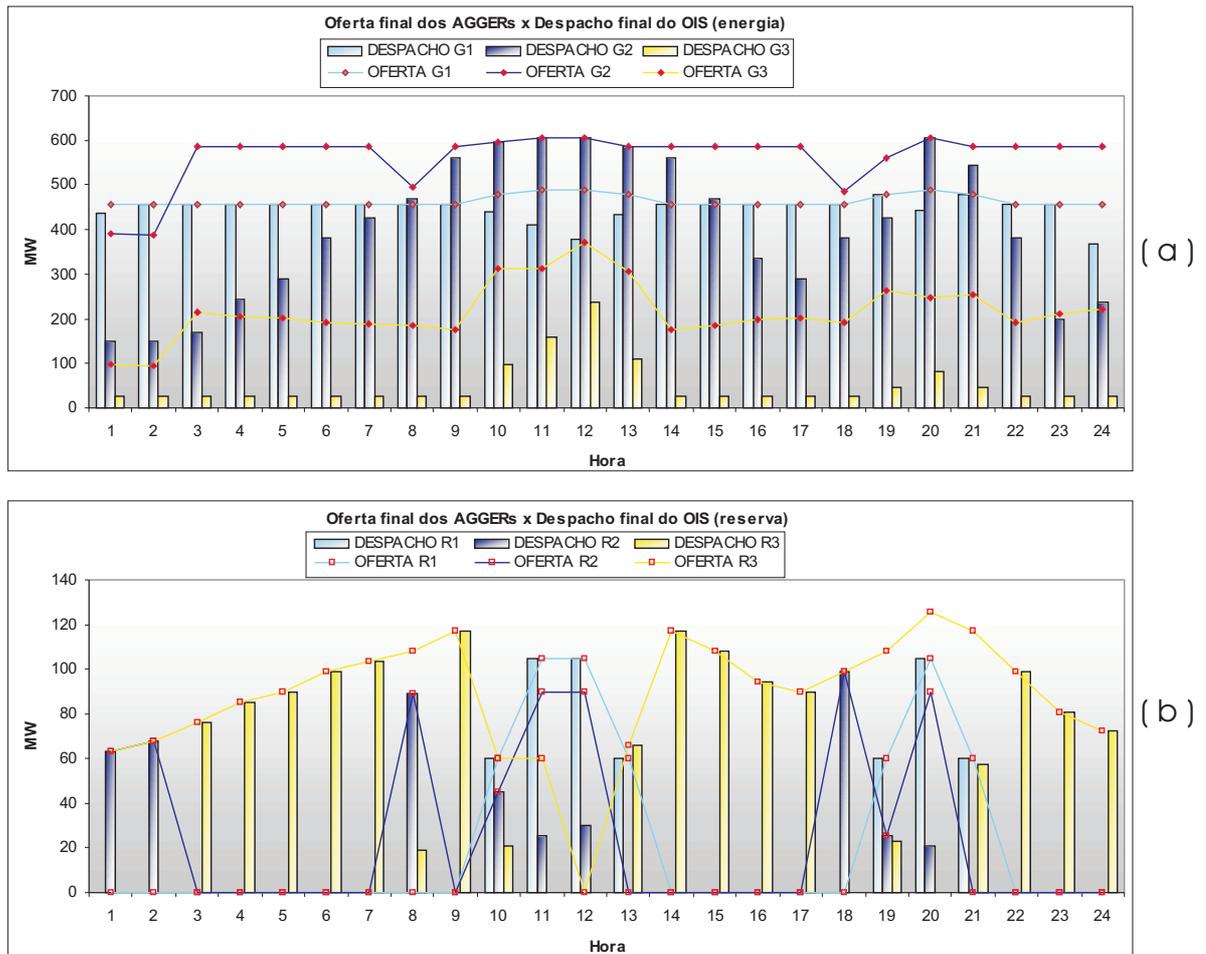


Figura 7.11: Relação entre a oferta final dos AGGER's e o despacho final do OIS: (a) mercado básico, (b) mercado de reserva.

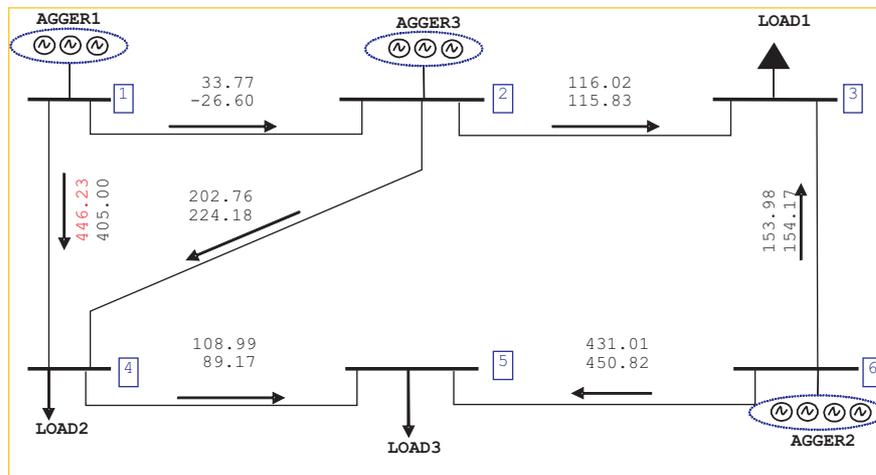


Figura 7.12: Distribuição de fluxos na hora 12 para os casos 1 e 2.

## 8. Conclusões

### 8.1 Introdução

Com a reestruturação dos mercados de energia elétrica, a pressão por redução de custos e aumento de receita por parte das empresas de geração tornou-se ainda maior, uma vez que o novo ambiente é baseado, principalmente, na competição entre os diversos agentes na prestação de determinado serviço. Assim, neste novo ambiente, os geradores sempre buscam maximizar seus ganhos, estimulado apenas pelas tarifas dos produtos e limitados apenas pelas características físicas de suas unidades geradoras.

Por outro lado, neste novo cenário, existe o operador independente do sistema, o qual tem a função de coordenar toda a operação física do sistema elétrico, inclusive o despacho físico das unidades geradoras. O objetivo aqui é suprir as demandas de potência e de reserva sempre ao menor custo de operação, além de garantir um ponto de operação fisicamente viável para todo o sistema de transmissão.

Então, para resolver o PRD, foi proposto neste trabalho um método híbrido baseado em Relaxação de Lagrange (para a modelagem matemática do problema) e Estratégias Evolutivas (para a tarefa de atualizar os multiplicadores de Lagrange). Este método baseou-se no mesmo algoritmo das estratégias evolutivas, sendo que um indivíduo, que representa uma solução do problema, é composto pelos multiplicadores de Lagrange utilizados no horizonte de estudo, 24 horas neste caso.

### 8.2 Principais Contribuições

A seguir, são resumidas as principais contribuições desta dissertação no âmbito do planejamento de curto prazo em sistemas de potência e em ambiente competitivo.

- 1) **Foi proposto um algoritmo híbrido usando técnicas inteligentes para resolver o Pré-Despacho de potência considerando o ponto de vista do operador independente do sistema**

No ambiente competitivo atual, surge uma entidade, o OIS, com a responsabilidade de controlar a operação física de todo o sistema elétrico de forma interligada. O único interesse do OIS é operar o sistema ao menor custo possível, mantendo a segurança da rede de transmissão sempre dentro de uma margem aceitável. Para isto, neste trabalho foi proposto um método de solução do PRD que considera a estrutura física do sistema de transmissão, sendo modelada a restrição de limites de fluxos na rede.

Este problema foi modelado de modo a assegurar o atendimento das demandas ao menor custo possível, mas considerando as características físicas do sistema de transmissão. Muitos trabalhos na literatura resolvem o PRD simples, porém, com a desverticalização ocorrida no setor elétrico, torna-se extremamente importante o desenvolvimento de modelos que incluam o sistema de transmissão na solução do Pré-Despacho. Isto fará com que a solução encontrada seja a mais próxima do real, uma vez que já prevê, inclusive, os fatores limitantes da transmissão.

Foram apresentados resultados em tabelas e gráficos para simulações com e sem restrições de limites de fluxos. Esses resultados obtidos para PRDRS mostraram, como era esperado, que à medida que se parte de uma solução sem considerar limites de fluxos para aquela que considera, há um aumento no custo total de operação; mostraram também uma nova configuração das unidades que estariam aptas a fornecer potência e reserva, uma vez que as restrições de fluxos forçaram a entrada em operação de novas unidades.

- 2) **Foi proposto um algoritmo híbrido usando técnicas inteligentes para resolver o Pré-Despacho de potência considerando o ponto de vista do agente gerador.**

Com grande parte dos mercados elétricos no mundo funcionando sob um modelo competitivo, torna-se de grande importância o desenvolvimento de modelos que consideram o novo objetivo dos agentes de geração: maximizar sempre o retorno financeiro, de forma individualizada; ou seja, cada AGGER otimiza suas unidades independentemente dos outros agentes.

Então, nesta etapa foi resolvido o Pré-Despacho considerando a visão dos agentes de geração. O objetivo aqui é diferente daquele do PRDRS, pois os AGGER's buscam maximizar o retorno financeiro, e não se preocupam em servir totalmente a demanda do sistema, podendo ofertar menos que o previsto caso seja mais rentável para si. Foram considerados dois métodos distintos para o PRDMF, os quais dependem do tipo de compensação financeira que é realizado para a reserva girante, porém, apenas um deles foi utilizado nas simulações.

Os resultados foram apresentados em tabelas e gráficos para o PRDMF considerando apenas o método I para compensação de reserva de geração. Os resultados mostraram, como esperado, que em alguns horários, a oferta dos AGGER's não foi suficiente para atender às demandas do mercado primário e do mercado de reserva. Além do mais, notou-se que o custo total no PRDMF é bem mais elevado que no PRDRS. Isto é compreensível, uma vez este considera um despacho centralizado de todas as unidades, enquanto que naquele, cada AGGER busca otimizar individualmente suas unidades geradoras.

### 3) Foi proposto um modelo de leilão para o caso do PRD, considerando simultaneamente os pontos de vista dos AGGER's e do OIS

Com dois agentes operando num mesmo sistema elétrico e com objetivos diferentes, é importante a obtenção de um modelo que resolva o Pré-Despacho contemplando as características do PRDMF e do PRDRS. Então, um modelo de leilão apresentado em [35] foi estendido para o Pré-Despacho, considerando um horizonte de 24 horas e, também, considerando restrições de limites de fluxos na malha de transmissão.

Neste modelo simulou-se a interação entre os **agentes de geração**, o **operador do mercado** e o **operador do sistema**. As variáveis de interligação entre esses agentes são os produtos nos mercados primário e de reserva, ofertados pelos geradores, além das respectivas tarifas, as quais são ofertadas pelo operador do mercado. O OIS realiza a etapa de verificação das restrições físicas da rede de transmissão.

A idéia deste modelo iterativo é estimular os AGGER's a aumentar suas ofertas de potência e reserva. Esse estímulo aos geradores é feito por meio de ajustes nos preços dos produtos apenas nos horários em que a demanda não tenha sido atendida, ou que haja violação de limite de transporte de potência em algum ramo de transmissão.

Ao final deste processo iterativo, a solução obtida é aquela que fornece o maior ganho

para os agentes geradores, além de ser uma solução em que, quando o OIS executar o PRDRS, todos os fluxos na rede de transmissão estejam dentro dos limites.

Nos resultados apresentados, comprovou-se importância na otimização simultânea dos mercados de energia e de reserva, pois observou-se que, dependendo das tarifas apresentadas para esses mercados, os agentes diminuem/aumentam a oferta de um produto para aumentar/diminuir a oferta em outro. Esta característica é muito importante, pois são dois produtos que podem ser oferecidos pela mesma unidade geradora, onde a limitação física é única para ambos.

Assim, baseando-se no que foi proposto e nos resultados alcançados, pode-se dizer que o trabalho atingiu seus objetivos, já que a metodologia proposta conseguiu resolver o Pré-Despacho nas suas diferentes formulações apresentadas aqui. Além do mais, considera-se que o tema abordado possui grande relevância no setor elétrico, uma vez que a reestruturação provocou mudanças significativas no paradigma de otimização, passando-se de um sistema baseado em monopólios para um em que se busca a competição entre os agentes.

### 8.3 Sugestões para Trabalhos Futuros

O problema Pré-Despacho de potência foi resolvido neste trabalho considerando diversos aspectos relacionados à sua modelagem. Um dos principais objetivos foi considerar uma formulação para o PRD que refletisse o comportamento do mercado elétrico em um ambiente de mercado competitivo. Foi modelado um PRD voltado para os geradores e um PRD voltado para o operador do sistema. Também foi proposto um modelo de mercado na forma de leilão para simular a interação entre os diversos agentes do setor. Então, alguns trabalhos futuros são sugeridos a seguir:

- Modelagem do PRDRS considerando mais restrições do sistema de transmissão, tais como limites de tensão, limites de reativos; também podem ser inseridos transformadores defasadores no sistema, etc;
- A partir do trabalho existente, pode-se partir para um modelo de planejamento que considere os geradores hidro-elétricos, visto que esta corresponde à maior fonte de geração de energia elétrica no Brasil;
- Implementação de novos modelos de compensação para os produtos nos diferentes mercados, e também adição de novos tipos de reserva de geração.

## APÊNDICES

# A. Principais dados do Sistema

## Teste utilizado

Os principais dados do sistema teste utilizado são mostrados nas tabelas A.1-A.3. As características das unidades térmicas encontram-se na tabela A.1, já os dados das linhas de transmissão estão na tabela A.2. Por fim, na tabela A.3, estão as demandas horárias para os mercados primário e de reserva, além das respectivas tarifas.

Tabela A.1: Características das unidades térmicas.

U	Barra	Coeficientes das unidades			Pmin	Pmax	Min_up	Min_down	Inicial	HSC	CSC	CSH
		a(\$/h)	b(\$/MWh)	c(\$/MW2h)	MW	MW	(h)	(h)				(h)
G1	1	1000	16,19	0,00048	150	455	8	8	8	4500	9000	5
G2	1	480	27,74	0,00079	25	85	3	3	-3	260	520	2
G3	1	670	27,79	0,00173	10	55	1	1	-1	30	60	0
G4	6	970	17,26	0,00031	150	455	8	8	8	5000	10000	5
G5	6	700	16,60	0,00200	20	130	5	5	-5	550	1100	4
G6	6	660	25,92	0,00413	10	55	1	1	-1	30	60	0
G7	6	665	27,27	0,00222	10	55	1	1	-1	30	60	0
G8	2	680	16,50	0,00211	20	130	5	5	-5	560	1120	4
G9	2	450	19,70	0,00398	25	162	6	6	-6	900	1800	4
G10	2	370	22,26	0,00712	20	80	3	3	-3	170	340	2

Tabela A.2: Dados das linhas de transmissão.

No	barra_de	barra_para	R(pu)	X(pu)	Limite(MW)
1	1	2	0,0050	0,047	150
2	1	4	0,0030	0,034	405
3	2	4	0,0070	0,067	240
4	5	6	0,0020	0,036	450
5	3	6	0,0005	0,018	200
6	2	3	0,0000	0,042	150
7	4	5	0,0000	0,037	150

Tabela A.3: Demandas e preços para cada um dos mercados, o básico e o de reserva.

H	$D_t^{pre}$ (MW)	$R_t^{pre}$ (MW)	SP (\$/MW-H)	RP (\$/MW-H)
1	630,0	63,0	22,15	110,75
2	675,0	67,5	22,00	110,00
3	765,0	76,5	23,10	115,50
4	855,0	85,5	22,65	113,25
5	900,0	90,0	23,25	116,25
6	990,0	99,0	22,95	114,75
7	1035,0	103,5	22,50	112,50
8	1080,0	108,0	22,15	110,75
9	1170,0	117,0	22,80	114,00
10	1260,0	126,0	29,35	146,75
11	1305,0	130,5	30,15	150,75
12	1350,0	135,0	31,65	158,25
13	1260,0	126,0	24,60	123,00
14	1170,0	117,0	24,50	122,50
15	1080,0	108,0	22,50	112,50
16	945,0	94,5	22,30	111,50
17	900,0	90,0	22,25	111,25
18	990,0	99,0	22,05	110,25
19	1080,0	108,0	22,20	111,00
20	1260,0	126,0	22,65	113,25
21	1170,0	117,0	23,10	115,50
22	990,0	99,0	22,95	114,75
23	810,0	81,0	22,75	113,75
24	720,0	72,0	22,55	112,75

## B. Publicações decorrentes das Pesquisas desta Dissertação

Toda a pesquisa que deu suporte para esta dissertação gerou algumas publicações, as quais são citadas a seguir:

- 1) PEREIRA-NETO, Aniceto; SAAVEDRA, Osvaldo R.; PESSANHA, José Eduardo Onoda. **Pré-Despacho de Potência Considerando as Restrições de Segurança em Sistemas de Potência: abordagem via Estratégias Evolutivas e Relaxação de Lagrange**. In: VII Congresso Latino-Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, 2007, Valparaíso. Anais do VII CLAGTEE 2007. Valparaíso: UCV, 2007. v. 1. p. 1-8.
- 2) PEREIRA-NETO, Aniceto; SAAVEDRA, Osvaldo R.; PESSANHA, José Eduardo Onoda. **Pré-Despacho de Potência Ativa Levando em Conta o Mercado de Reserva de Potência**. In: XVI Congresso Brasileiro de Automática, 2006, Salvador. Anais do XVI CBA. Salvador: UFBA, 2006. v. 1. p. 1-6.
- 3) PEREIRA-NETO, Aniceto; SAAVEDRA, Osvaldo R.; PESSANHA, José Eduardo Onoda; UNSIHUAY, Clodomiro. **Profit Based Unit Commitment Considering the Cold Reserve under Competitive Environment**. In: 2005 IEEE St.Petersburg PowerTech, 2005, St.Petersburg. Proceeding of the 2005 IEEE St.Petersburg PowerTech. St.Petersburg: IEEE, 2005. v. 1. p. 1-4.
- 4) PEREIRA-NETO, Aniceto; SAAVEDRA, Osvaldo R.; UNSIHUAY, Clodomiro. **Pré-Despacho de Potência Baseado no Lucro: resolução através de uma abordagem híbrida**. In: VII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, 2005, São Luís. VII SBAI / II IEEE LARS, 2005. v. 1. p. 1-6.
- 5) PEREIRA-NETO, Aniceto; UNSIHUAY, Clodomiro; SAAVEDRA, Osvaldo R.. **Um Algoritmo Híbrido para a Resolução do Unit Commitment Baseado no Lucro em Mercados Elétricos Competitivos**. In: VIII Brazilian Symposium on Neural Networks, 2004, São Luís. Proceedings of The 7th SBRN. São Luís: UFMA, 2004. v. 1. p. 1-6.
- 6) UNSIHUAY, Clodomiro; PEREIRA-NETO, Aniceto; SAAVEDRA, Osvaldo R.. **A Hybrid Evolutionary Strategy and Lagrangian Relaxation Algorithm for Unit Commitment**. In: Ifac Symposium on Power Plants & Power Systems Control, 2003, Seul. Proceedings of the IFAC Symposium on Power Plants & Power Systems, 2003.

# Referências Bibliográficas

- [1] A. J. WOOD; B. F. WOLLENBERG, **Power Generation, Operation and Control**. 2nd ed. New York: Willey, 1996.
- [2] S. L. Haffner, **O Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos no Contexto de um Ambiente Competitivo**. Tese de Doutorado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, 2000.
- [3] P. ATTAVIRIYANUPAP, et al. **A hybrid LR-EP for solving new profit-based UC problem under competitive environment**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 18, Issue: 1, Feb. 2003, p. 229-237.
- [4] C. W. RICHTER Jr., **A Profit-Based Unit Commitment GA for the Competitive Environment**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 15, Issue: 2, May 2000, p. 715-721.
- [5] Z. LI; M. SHAHIDEHPOUR, **Security-Constrained Unit Commitment for Simultaneous Clearing of Energy and Ancillary Services Markets**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 20, no. 2, May 2005, p. 1079-1088.
- [6] Y. FU; M. SHAHIDEHPOUR, **Security-Constrained Unit Commitment With AC Constraints**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 20, no. 2, May 2005, p. 1001-1013.
- [7] A. D. PEREIRA-NETO; C. UNSIHUAY; O. R. SAAVEDRA; J. O. PESSANHA, **Profit Based Unit Commitment Considering the Cold Reserve Under Competitive Environment**. IEEE St. Petersburg PowerTech Proceedings, 2005.

- [8] T. LI; M. SHAHIDEHPOUR, **Price-based Unit Commitment: A case of Lagrangian Relaxation versus Mixed Integer Programming**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 20, no. 4, Nov. 2005, p. 2015-2025.
- [9] D. L. TSENG; S. S. OREN, **A Transmission-Constrained Unit Commitment Method in Power System Scheduling**. Decision Support System, v. 24, Jan. 1999, p. 297-310.
- [10] J. J. SHAW, **A Direct Method for Security-Constrained Unit Commitment**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 10, no. 3, Aug. 1995, p. 1329-1342.
- [11] H. MA; M. SHAHIDEHPOUR, **Unit Commitment with Transmission Security and Voltage Constraints**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 14, no. 2, May 1999, p. 757-764.
- [12] J. A. OSCULLO LALA, **Um Modelo de Pré-Despacho com Gerenciamento de Congestionamento no Sistema de Transmissão**. Dissertação (mestrado)-Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, 2002.
- [13] E. H. ALLEN; M. D. ILIC, **Reserve Markets for Power Systems Reliability**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 15, no. 1, Feb. 2000, p. 228-233.
- [14] R.; GONZALEZ, M. P. BONGRAIN; A. RENAUD, **Unit commitment handling Transmission Constraints with an Interior Point method**, in Proceeding of 13th Power Systems Computation Conference, 1999, p. 715-723.
- [15] T. Li; M. Shahidehpour; Z. Li, **Risk-Constrained Bidding Strategy With Stochastic Unit Commitment**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 22, no. 1, Feb. 2007, p. 449-458.
- [16] Tsung-Ying Lee, Chun-Lung Chena, **Unit commitment with probabilistic reserve: An IPSO approach**. Energy Conversion and Management, v. 48, Feb. 2007, p. 486-493.
- [17] L. WALTER, SNYDER Jr.; H. D. POWELL JÚNIOR, J. C. RAYBURN, **Dynamic programming approach to unit commitment**, IEEE Transactions on Power Systems, v. PWRS-2, no. 2, May 1987, p. 339-350.

- [18] S. VIRMANI, E. C. ADRIAN, K. IMHOF, S. MUKHERJEE, **Implementation of a Lagrangian relaxation based unit commitment problem**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 4, no. 4, Oct. 1989, pp. 1373-1380.
- [19] S. TAKRITI, R. BIRGE, **Using Integer Programming to Refine Lagrangian-Based Unit Commitment Solutions**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 15, no. 1, Feb. 2000, p. 151-156.
- [20] J. A. MUCKSTADT, S. A. KOENIG, **An Application of Lagrangian Relaxation to Scheduling in Power-Generation Systems**. Operation Research, v. 25, no. 3, May-Jun. 1977, pp. 387-403.
- [21] C. UNSIHUAY, A. D. PEREIRA-NETO, O. R. SAAVEDRA, **A Hybrid Algorithm for Unit Commitment Using Evolutionary Strategy Combined with Lagrangian Relaxation**. IFAC Symposium on Power Plants Control and Power Systems, Seoul, Korea, 2003.
- [22] S. K. TONG, S. M. SHAHIDEHPOUR, Z. OUYANG, **A heuristic short-term unit commitment**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 6, no. 3, Aug. 1991, p. 1210-1216.
- [23] F. ZHUANG, F. D. GALIANA, **Unit commitment by simulated annealing**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 5, no. 1, Feb. 1990, p. 311-318.
- [24] D.N. Simopoulos, S.D. Kavatza, C.D. Vournas, **Reliability Constrained Unit Commitment Using Simulated Annealing**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 21, no. 4, Nov. 2006, p. 1699-1706.
- [25] D. DASGUPTA, D.R. MCGREGOR, **Thermal unit commitment using genetics algorithms**. IEE Proceedings Part C - Generation, Transmission and Distribution, v. 141, no. 5, Sept. 1994, p. 459-465.
- [26] S. A. KAZARLIS, A. G. BAKIRTZIS, V. PETRIDIS, **A genetic algorithm solution to the unit commitment problem**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 11, no. 1, Feb. 1996, p. 83-92.
- [27] T. T. MAIFELD, S. B. SHEBLE, **Genetic-based unit commitment algorithm**, IEEE Transactions on Power Systems, v. 11, no. 3, Aug. 1996, p. 1359-1365.

- [28] G. B. SHEBLE, et al. **Unit commitment by genetic algorithm with penalty methods and a comparison of Lagrangian search and genetic algorithm-economic dispatch example**. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, v. 18, no. 6, Aug. 1996, p. 339-346.
- [29] K. A. JUSTE, et al. **An Evolutionary Programming Solution to the Unit Commitment Problem**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 14, no. 4, Nov. 1999, p. 1452-1459.
- [30] R. H. LIANG, F. C. KANG, **Thermal generating unit commitment using an extended mean field annealing neural network**. IEE Proceedings Part C - Generation, Transmission and Distribution, v. 147, no. 3, May, 2000, p. 164-170.
- [31] W. Li, et. all. **Genetic-tabu hybrid algorithm for optimization of unit commitment**. Journal of Zhejiang University (Engineering Science). Vol. 41, no. 11, p. 1862-1865, nov. 2007.
- [32] C. C. A. Rajan, M.R. Mohan **Neural-based Tabu Search method for solving unit commitment problem for utility system**. International Journal of Energy Technology and Policy, v. 5, no. 4, p. 489-508, 2007.
- [33] Li-Hua Zhang, and Hua Wei, **Interior point method and branch-and-bound method for unit commitment**. Relay. v. 34, no. 18, p. 18-21, Sept. 2006.
- [34] S. R. R. Tavares, **O papel da ANEEL no Setor Elétrico Brasileiro**. Dissertação de mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, 2003.
- [35] G. M. A. Lescano, **Um Modelo de Despacho Econômico para Reservas Operativas**. Dissertação de mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, 2004.
- [36] MME. **O Modelo Institucional do Setor Elétrico**. Brasília: MME, 2005. Disponível em: <[http://ucel.eln.gov.br/gse\\_doc/Modelo\\_Energia.pdf](http://ucel.eln.gov.br/gse_doc/Modelo_Energia.pdf)>. Acesso em: 10 mai. 2007.
- [37] M. T. TOLMASQUIM, et al. **As Empresas do Setor Elétrico Brasileiro: Estratégias e Performance**. Rio de Janeiro: CENERGIA, 2002.

- [38] F. S. Silva, **Modelo de Formação de Preços para os Serviços Ancilares de Reserva**. Dissertação de mestrado - Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, 2005.
- [39] Procedimentos de Rede - Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS - endereço eletrônico: <<http://www.ons.org.br>>.
- [40] M. A. Cicogna, **Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientada por Objetos**. Dissertação de mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, 1999.
- [41] ANEEL, BIG - Banco de Informações de Geração - Matriz de Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil>>. Acesso em: 09/jul/2007.
- [42] B. A. MURTAGH, M. A. SAUNDERS, **Minos User's Guide: technical report SOL 83-20R**. 5.4 edn, Stanford University, Department of Operations Research of Stanford University, Stanford, California, 1995.
- [43] A. PEREIRA-NETO, C. UNSIHUAY, and O. R. SAAVEDRA, **Efficient evolutionary strategy optimisation procedure to solve the nonconvex economic dispatch problem with generator constraints**. IEE Proc., Gener., Transm. Distrib., v. 152, Issue: 5, Sept. 2005, p. 653-660.
- [44] T. BÄCK, U. HAMMEL, H.-P. SCHWEFEL, **Evolutionary computation: Comments on the history and current state**. IEEE Transactions on Evolutionary Computation, v. 1, no. 1, 1997, p. 3-17.
- [45] O. R. SAAVEDRA, **Computação Evolutiva**. Disponível em: <<http://www.dee.ufma.br/~osvaldo/evolutivo2003.pdf>>. Acesso em: 09 jul. 2004.
- [46] O. R. SAAVEDRA, **Algoritmos Genéticos**. Disponível em: <<http://www.dee.ufma.br/~osvaldo/ia.htm>>. Acesso em: 09 jul. 2004.
- [47] T. BÄCK, H.-P. SCHWEFEL, **Evolutionary computation: An overview**, in Proc. IEE Int. Conf. Evolutionary Computation, 1996, pp. 20-29.
- [48] O. R. SAAVEDRA, **Estratégias Evolutivas e Programação Evolutiva**. Disponível em: <<http://www.dee.ufma.br/~osvaldo/ia.htm>>. Acesso em: 09 jul. 2004.

# Livros Grátis

( <http://www.livrosgratis.com.br> )

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)  
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)  
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)  
[Baixar livros de Matemática](#)  
[Baixar livros de Medicina](#)  
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)  
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)  
[Baixar livros de Meteorologia](#)  
[Baixar Monografias e TCC](#)  
[Baixar livros Multidisciplinar](#)  
[Baixar livros de Música](#)  
[Baixar livros de Psicologia](#)  
[Baixar livros de Química](#)  
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)  
[Baixar livros de Serviço Social](#)  
[Baixar livros de Sociologia](#)  
[Baixar livros de Teologia](#)  
[Baixar livros de Trabalho](#)  
[Baixar livros de Turismo](#)