

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO  
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA  
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Sidney Nascimento Cerqueira Junior

PRÉ-DESPACHO HIDROTÉRMICO BASEADO NA  
MAXIMIZAÇÃO DOS LUCROS DOS AGENTES GERADORES  
VIA OTIMIZAÇÃO POR ENXAME DE PARTÍCULAS

São Luís  
2012

Sidney Nascimento Cerqueira Junior

PRÉ-DESPACHO HIDROTÉRMICO BASEADO NA  
MAXIMIZAÇÃO DOS LUCROS DOS AGENTES GERADORES  
VIA OTIMIZAÇÃO POR ENXAME DE PARTÍCULAS

Dissertação apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da UFMA, como requisito para a obtenção parcial do grau de MESTRE em Engenharia Elétrica.

**Orientador: Osvaldo Ronald Saavedra Mendez**

**Doutor em Engenharia Elétrica - UFMA**

São Luís

2012

Cerqueira Junior, Sidney Nascimento.

Pré-despacho hidrotérmico baseado na maximização dos lucros dos agentes geradores via otimização por enxame de partículas/ Sidney Nascimento Cerqueira Junior – São Luís, 2012.

104 f.

Impresso por computador (fotocópia).

Orientador: Osvaldo Ronald Saavedra Mendez.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Maranhão, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade, 2012.

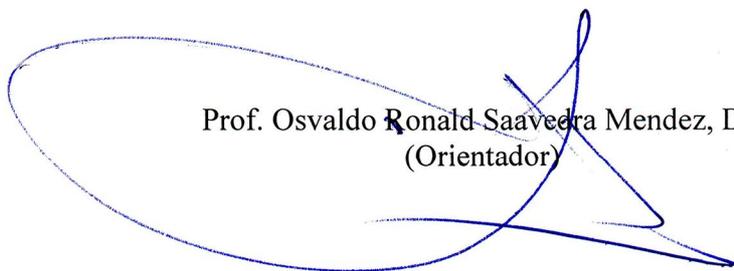
1. Mercado de Energia. 2. Pré-despacho hidrotérmico. 3. Otimização por enxame de partículas. I. Título.

CDU 621.311

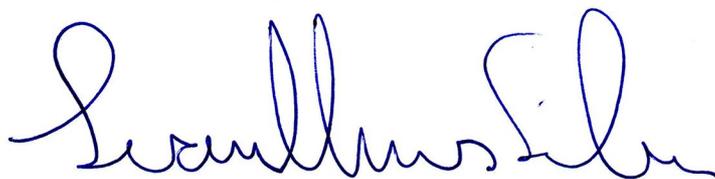
**PRÉ – DESPACHO HIDROTÉRMICO BASEADO NA  
MAXIMIZAÇÃO DOS LUCROS DOS AGENTES GERADORES  
VIA OTIMIZAÇÃO POR ENXAME DE PARTÍCULAS**

**Sidney Nascimento Cerqueira Junior**

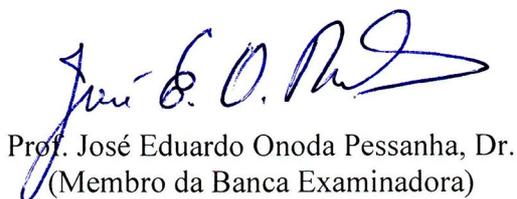
Dissertação aprovada em 01 de Junho de 2012.



Prof. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez, Dr.  
(Orientador)



Prof. Ivan Nunes da Silva, Dr.  
(Membro da Banca Examinadora)



Prof. José Eduardo Onoda Pessanha, Dr.  
(Membro da Banca Examinadora)

*A minha mãe, Sylvia Cristina (in memoria),  
pelo eterno amor e ajuda em todos os momen-  
tos da minha vida.*

*Obrigado por todos os ensinamentos aprendi-  
dos. Não poderia ter vindo ao mundo por pes-  
soa melhor. Saudades...*

## Resumo

CERQUEIRA JR, S. N., “*Pré-Despacho hidrotérmico baseado na maximização dos lucros dos Agentes Geradores via Otimização por Enxame de Partículas*”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2012.

Nos últimos anos, o processo de reestruturação da indústria da eletricidade, trouxe diversas mudanças nos aspectos operacionais e regulatórios. A idéia principal foi a separação das atividades de geração, transmissão e distribuição, de modo a inserir competição entre esses, visando o aumento da eficiência, segurança e qualidade no fornecimento da energia elétrica. A programação horária, usualmente denominada de Pré-Despacho de Potência, tem como objetivo a definição de quais unidades devem estar ligadas/desligadas e seus respectivos pontos de operação. Em alguns mercados baseado neste novo modelo, a determinação da programação ótima dos geradores (termelétricas e hidrelétricas) é feita pelo próprio Agente Gerador, sendo este o maior responsável pela alocação de seu portfólio. Diante disto, o objetivo deste trabalho é encontrar a política operativa que irá maximizar o lucro desse Agente Gerador, baseado na previsão de preço horário e respeitando as restrições térmicas, hidráulicas e de mercado atribuídas ao problema. Assim, a programação ótima encontrada é um importante fator para elaboração das estratégias de ofertas de lances à leilões em que o Agente Gerador irá participar. Para estudo de caso, a técnica Otimização por Enxame de Partículas é aplicada para solucionar o problema em usinas que pertencem ao sistema elétrico brasileiro, onde é analisado também a influência do custo de partida na programação ótima horária.

**Palavras-chaves:** Mercado de Energia, Pré-Despacho hidrotérmico, Otimização por Enxame de Partículas.

## Abstract

CERQUEIRA JR, S. N., “*A profit maximization Hydrothermal Unit Commitment by Particle Swarm Optimization*”, Master Thesis, Federal University of Maranhão, São Luís, 2012.

In the last years, the process of restructuring of the electricity market, brought several changes in the operational e regulatory aspects. The main idea was the separation of the generation, transmission and distribution activities in order to insert the competition among them, aimed to increase the efficiency, safety and quality of supply of electrical energy. The hourly schedule, usually called a Unit Commitment has as objective the definition of which generators should be online/offline and their respective operation points. In some markets based on this new model, the determination of the optimal scheduling of generators (thermal and hydro) is made by the Agent Generator, which is largely responsible for the allocation of your portfolio. Given this, the aim of this work is to find the operational policy that will maximize the profit of Agent Generator, based on forecast price and respecting the thermal, hydro and market constrictions assigned to the problem. Thus, the optimal schedule found is an important factor in developing strategies to offers of bids to auctions in which the Genco will participate. For the case study technique Particle Swarm Optimization is applied to solve the problem in plants belonging to the Brazilian electric system, which are also analyzed the influence of the start-up cost to the optimal schedule.

**Keywords:** Energy Market, Hydrothermal Unit Commitment, Particle Swarm Optimization.

## Agradecimentos

A Deus em primeiro lugar pelo dom da vida e ajuda em todos os momentos difíceis que passei.

A minha mãe , *Sylvia Cristina* , pela ajuda e amor dado em todos os momentos. A batalha está difícil sem você, mas sei que seu amor sempre estará comigo, me dando força para continuar e não desistir dos objetivos. Muito obrigado por tudo mãe.

Ao meu pai, *Sidney*, pela ajuda e apoio nesse momento de superação.

As minhas irmãs, *Danielle e Mayara Serpa*, pelas horas de brincadeiras e risos.

A minha querida esposa, *Elizangela Cerqueira*, pelo amor e companheirismo. Você me deu e ainda me dá muita força para enfrentar todas as batalhas. Sou muito feliz por estar contigo.

Ao meu filho, *João Guilherme*, nova razão para continuar. Te amo muito meu filho. Você trouxe uma nova vida para seu pai.

As minhas avós *Lucinéia e Maria da Graça*. A querida bisavó *Laura*, que Deus a tenha em bom lugar.

A todos os primos, tios e tias. Especialmente as tias *Rosário e Ana Lúcia*.

Ao professor *Oswaldo Saavedra*, pela orientação, ajuda e paciência em todos os momentos.

Obrigado por acreditar em mim e me conceder esta oportunidade.

Aos professores do grupo de potência, *Leonardo Paucar e José Pessanha*.

Um agradecimento especial ao meu companheiro de turma *Sérgio Augusto*. Muito obrigado *Sérgio* pela sua ajuda, sou muito grato a você.

Aos amigos do GSP *Igor Soares, Cláudio Roberto, Gabriel Nascimento, Sâmila Bruna, Jéssica Sousa, Allas Jone, Mauro Sérgio e Jamerson*.

Aos amigos de todos os momentos *Hubaldo, Humberto, Uziel, Eduardo Gibran, José Reinaldo e Wanderson*.

A todos que me ajudaram, o meu MUITO OBRIGADO!!! QUE DEUS ABENÇOE A TODOS.

*“Dê a um homem um peixe e ele comerá um dia. Mas ensine-o a pescar e ele comerá pelo resto de sua vida.”*

*Provérbio Chinês*

# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>ix</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>xi</b>
<b>Lista de Abreviaturas</b>	<b>xii</b>
<b>Lista de símbolos</b>	<b>xiii</b>
<b>1 <i>Introdução</i></b>	<b>1</b>
1.1 A importância do Pré-Despacho de Potência . . . . .	3
1.2 Revisão Bibliográfica . . . . .	4
1.3 Objetivos e Motivação . . . . .	5
1.4 Organização do trabalho . . . . .	6
<b>2 <i>Planejamento de sistemas hidrotérmicos</i></b>	<b>8</b>
2.1 Introdução . . . . .	9
2.2 Usinas Hidrelétricas . . . . .	12
2.2.1 Reservatórios . . . . .	14
2.2.2 Variáveis de vazão . . . . .	15
2.2.3 Balanço hídrico . . . . .	15
2.2.4 Altura de queda d'água . . . . .	16
2.2.5 Potência . . . . .	18
2.2.6 Limitações operacionais . . . . .	18
2.2.7 Custos de partida . . . . .	19
2.2.8 Meta Energética . . . . .	20

2.3	Usinas Termelétricas . . . . .	20
2.3.1	Curva de custo . . . . .	22
2.3.2	Restrições térmicas . . . . .	23
<b>3</b>	<b><i>Pré-Despacho Hidrotérmico</i></b>	<b>26</b>
3.1	Introdução . . . . .	27
3.2	Modelagem do PD clássico . . . . .	29
3.2.1	Despacho Econômico . . . . .	33
3.3	Modelagem do PD em Ambiente Competitivo (PDAC) . . . . .	33
3.3.1	Formulação do problema . . . . .	36
<b>4</b>	<b><i>Otimização por Enxame de Partículas</i></b>	<b>39</b>
4.1	Introdução . . . . .	40
4.2	O algoritmo OEP . . . . .	41
4.3	A versão binária do OEP . . . . .	45
4.4	OEP aplicado ao PDAC . . . . .	46
4.4.1	Representação das partículas . . . . .	46
4.4.2	Função fitness, tratamento de restrições e algoritmo . . . . .	48
<b>5</b>	<b><i>Simulações e Resultados</i></b>	<b>50</b>
5.1	Introdução . . . . .	51
5.2	Teste 1 . . . . .	51
5.2.1	Teste A: Análise de parâmetros do OEP . . . . .	53
5.2.2	Teste B: Análise da influência dos custos de partida . . . . .	57
5.2.3	Teste C: Análise da variação do contrato bilateral . . . . .	60
5.3	Teste 2 . . . . .	62
5.3.1	Teste A: Análise de parâmetros do OEP . . . . .	64
5.3.2	Teste B: Análise da influência dos custos de partida . . . . .	67

5.3.3	Teste C: Análise da variação do contrato bilateral . . . . .	70
<b>6</b>	<b><i>Conclusão</i></b>	<b>73</b>
6.1	Conclusões . . . . .	73
6.2	Trabalhos Futuros . . . . .	75
6.3	Artigos recorrentes dessa dissertação . . . . .	75
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>77</b>
<b>7</b>	<b><i>Apêndice</i></b>	<b>84</b>
7.1	A1. Dados utilizados no Teste 1. . . . .	84
7.2	A2. Dados utilizados no Teste 2. . . . .	85

## Lista de Figuras

2.1	Sistema hidrotérmico básico. Adaptado de [5]	9
2.2	Tomada de decisão em um sistema hidrotérmico. Extraída de [6].	10
2.3	Curva de custo. Extraída de [6].	11
2.4	Planejamento com relação a horizonte de estudo. Adaptado de [24]	12
2.5	Esquema de uma usina hidrelétrica. Extraída de [8].	13
2.6	Reservatórios em cascata.	16
2.7	Esquema de uma usina com turbina a vapor. Adaptado de [26].	21
2.8	Esquema de uma usina com turbina a gás. Adaptado de [13].	22
2.9	Curva de entrada-saída de uma usina termelétrica. Adaptado de [11].	23
2.10	Exemplo de um perfil de produção de um gerador térmico. Adaptado de [18].	24
3.1	Esquema do problema do PD. Adaptado de [10]	27
3.2	Curva de ofertas por demanda de energia. Adaptado de [4].	35
4.1	Fluxograma básico do algoritmo do OEP. Adaptado de [47].	42
4.2	Partículas espalhadas no espaço de busca. Extraída de [46]	42
4.3	Processo de atualização da posição do algoritmo. Adaptado de [53].	43
5.1	Perfil de preços para o Teste 1.	52
5.2	Perfil de contratos bilaterais realizados para o Teste 1.	53
5.3	Perfil de geração do Teste A.	56
5.4	Vazão turbinada da usina de B.E.	56
5.5	Perfis dos volumes do OEP e Hydrolab.	57
5.6	Perfil de geração do Teste B.	59

5.7	Perfil dos volumes para os Testes A(1) e B(2). . . . .	59
5.8	Curvas de convergência dos Testes A e B. . . . .	60
5.9	Perfil de geração do Teste C. . . . .	61
5.10	Curvas de vazão e volume do Teste C. . . . .	61
5.11	Perfil de preços para o Teste 2. . . . .	62
5.12	Perfil de contratos bilaterais realizados. . . . .	64
5.13	Perfil de geração do Teste A. . . . .	67
5.14	Curvas de convergência dos Testes A e B. . . . .	70
5.15	Comparação dos valores da potência total dos testes A e C. . . . .	72

## Lista de Tabelas

2.1	Coeficientes da cota de montante da usina de Boa Esperança [8]. . . . .	17
5.1	Estado dos geradores e o número de horas ligado/desligado. . . . .	52
5.2	Custos de partida por máquina. . . . .	53
5.3	Resultados encontrados no Teste A. . . . .	54
5.4	Estado ótimo das unidades geradoras para o Teste A. . . . .	55
5.5	Resultados encontrados no Teste B. . . . .	58
5.6	Estado dos geradores e número de horas já ligados/desligados. . . . .	63
5.7	Metas energéticas e custos de partida. . . . .	63
5.8	Melhores resultados para o Teste A. . . . .	65
5.9	Despacho ótimo do Teste A com valores expressos em MW. . . . .	66
5.10	Melhores resultados para o Teste B. . . . .	68
5.11	Despacho do Teste B em MW. . . . .	69
5.12	Melhor despacho para o Teste C em MW. . . . .	71
7.1	Dados gerais da usina de Boa Esperança. . . . .	84
7.2	Dados de Vazão Turbinada, Vazão incremental e Produtibilidade Específica. . . . .	84
7.3	Coeficientes da cota de montante de Boa Esperança. . . . .	84
7.4	Coeficientes da cota de jusante de Boa Esperança. . . . .	85
7.5	Dados das usinas termelétricas. . . . .	85
7.6	Dados dos geradores hidrelétricos. . . . .	85
7.7	Dados das usinas termelétricas. . . . .	86

## Lista de Abreviaturas

<i>OM</i>	-	Operador do Mercado
<i>SEP</i>	-	Sistema Elétrico de Potência
<i>PDH</i>	-	Pré-Despacho Hidrotérmico
<i>OEP</i>	-	Otimização por Enxame de Partículas
<i>OIS</i>	-	Operador Independente do Sistema
<i>UTE</i>	-	Unidades Geradoras Termelétricas
<i>UH</i>	-	Unidades Geradoras Hidrelétricas
<i>B.E</i>	-	Usina Hidrelétrica de Boa Esperança
<i>PH</i>	-	Potência de saída do gerador hidrelétrico
<i>PT</i>	-	Potência de saída do gerador termelétrico
<i>CP</i>	-	Custo partida
<i>PD</i>	-	Pré-Despacho
<i>M</i>	-	Meta Energética
<i>UT</i>	-	Tempo mínimo para ligar
<i>DT</i>	-	Tempo mínimo para desligar
<i>FIT</i>	-	Função fitness

## Lista de símbolos

$i$	- índice dos geradores térmicos
$j$	- índice dos geradores hidráulicos
$q$	- vazão turbinada
$u$	- vazão de defluência
$s$	- vazão vertida
$v$	- volume do reservatório
$y$	- vazão incremental
$N_u$	- número de reservatórios rio acima
$\tau$	- tempo de deslocamento entre reservatórios
$h_b$	- altura de queda bruta
$h_{jus}$	- nível de jusante
$h_{mon}$	- nível de montante
$h_l$	- altura de queda líquida
$PH_{perdas}$	- função polinomial de perdas hidráulica
$\rho$	- constante de produtibilidade específica
$U$	- estado do gerador (ligado/desligado)
$N_H$	- número total de geradores hidráulicas
$N_T$	- número total de geradores térmicas
$a_i, b_i, c_i$	- coeficientes característico dos geradores termelétricos
$T^{on}$	- mínimo up-time
$T^{off}$	- mínimo down-time
$F$	- função de custo total
$T^{lig}, T^{desl.}$	- contadores de tempo
$D$	- demanda
$\alpha$	- custo fixo do gerador térmico
$\gamma$	- custo de partida a frio
$\delta$	- constante de tempo de resfriamento do gerador térmico

$CT$	-	custo combustível dos geradores que ligados
$C_i$	-	função de custo de produção dos geradores termelétricos
$\pi$	-	preço da energia no mercado spot
$\pi_C$	-	preço da energia do contrato bilateral
$PB$	-	potência do contrato bilateral
$P_{spot}$	-	potência do mercado spot
$d$	-	índice de partículas
$X_d$	-	vetor posição das partículas
$V_d$	-	vetor velocidade das partículas
$P_{best}$	-	melhor posição partícula
$G_{best}$	-	melhor posição global no enxame
$w$	-	peso inercial
$C_1, C_2$	-	fatores de aprendizagem
$r_1, r_2$	-	números randômicos no intervalo $[0,1]$
$N_{par}$	-	número de partículas
$iter$	-	número de iterações
$\kappa$	-	fator de constrição
$\lambda$	-	peso para penalização da função fitness

# 1 *Introdução*

A indústria da eletricidade em várias regiões no mundo vem passando por diversas mudanças em seus modelos regulatórios e de operação, onde é inserida a competitividade entre os seus participantes, no intuito de melhorar a qualidade e o preço final do fornecimento de seu produto para os consumidores [1],[2].

Essas mudanças, apesar de poderem variar de país a país ou região de operação, contêm algumas características na estrutura organizacional que em geral são similares a quase todos os sistemas e visam aumentar a eficiência no setor, tais como [1],[4]:

- **Desverticalização** - Separação das atividades de geração, transmissão e distribuição. Desse modo, estas atividades podem ser administradas por empresas diferentes, incentivando a competitividade. Há uma abertura dos mercados de energia elétrica;
- **Privatização** - Introdução do capital privado para os investimentos necessários para expansão do setor, substituindo o estado;
- **Despacho baseado em ofertas** - Os Agentes Geradores agora são livres para operar suas unidades geradoras. Neste novo paradigma, as decisões referentes à operação passaram a ser direcionadas ao mercado. A atenção maior é dada aos custos de produção de energia.

Nas últimas décadas, o consumo da energia elétrica aumentou expressivamente, fato esse explicado pelo aprimoramento tecnológico, crescimento populacional mundial e melhor distribuição de renda. Todavia, a produção de energia elétrica não segue este crescimento acelerado, visto que é inviável construir uma usina a cada aumento da demanda. Outrossim, o impacto ambiental da construção de novas usinas tem sido alvo de constantes discussões. Diante disto, torna-se necessário um planejamento para o uso mais racional dos recursos energéticos disponíveis e diminuição do impacto ambiental causado pela produção de energia elétrica e construção de uma nova usina.

Com a introdução da competitividade, são necessárias novas ferramentas que auxiliem a tomada de decisão por parte de todos os envolvidos com a produção até dis-

tribuição de energia elétrica. Estas ferramentas de otimização tornam-se um diferencial para permanecer no atual modelo de mercado.

Em geral, existem dois tipos de modelos de mercados de energia elétrica: *Pool* e *Bilateral*. No modelo *Pool* ou bolsa, os geradores e compradores de energia fazem ofertas de lances ao leilão<sup>1</sup> coordenado pelo Operador do Mercado (OM), que irá aceitar ou não as ofertas. Os lances ofertados são compostos basicamente em preço e quantidade (MW) de energia a um determinado período temporal (uma hora ou meia-hora). Após recebido todos os lances ofertados, o OM organizará as ofertas por ordem de mérito até que a demanda seja atendida, prosseguindo com a liquidação do mercado através da interseção das curvas de *oferta*  $\times$  *compra*[1],[2]. Este tipo de modelo é utilizado em mercados onde as transações são realizadas um dia antes ao de operação, como por exemplo o mercado diário<sup>2</sup>. No modelo *Bilateral*, são realizados contratos entre vendedores e compradores de energia diretamente, sem a intervenção de uma terceira parte. Neste tipo de contrato, cada participante especifica seus termos como quantidade de energia, preço e duração do contrato. Os contratos bilaterais protegem os agentes de uma provável flutuação no preço do mercado. Em muitos mercados adota-se um modelo em que há uma combinação entre os dois modelos citados anteriormente, juntando as melhores características de ambos, conhecido como modelo *Híbrido*. Assim, os participantes são livres para negociar entre si e/ou participar do Pool [4],[12].

Operar um Sistema Elétrico de Potência (SEP) economicamente é de grande importância dado que, otimizar recursos energéticos garantindo qualidade e segurança no fornecimento, não é uma tarefa fácil. Fazer uso eficiente dos recursos energéticos, tornou-se um grande desafio para as empresas do setor, pois agora estes recursos são administrados pelas próprias empresas. O custo combustível em usinas termelétricas são altos, enquanto que em usinas hidrelétricas pode ser considerado nulo, já que utiliza como combustível a água e esta não possui nenhum custo de produção associado. Porém, um sistema onde há uma predominância hidráulica, a preocupação com uso dos recursos energéticos disponíveis é maior ainda, pois sendo este de características aleatórias, requer estudos à longo prazo [6],[7].

---

<sup>1</sup>Um leilão pode ser definido como um mecanismo de negociação, cuja principal característica é instituir uma dinâmica transacional capaz de conduzir à revelação do preço de um determinado produto ou bem. Para tanto, deve-se estabelecer limites para atuação de estratégica dos participantes e estimular a revelação dos custos de oportunidade.

<sup>2</sup>A expressão na língua inglesa é *Day-Ahead Market*

## 1.1 A importância do Pré-Despacho de Potência

O Pré-Despacho (PD) de unidades geradoras de energia elétrica é uma das atividades mais importantes no processo de tomada de decisão no planejamento energético de curto prazo. O objetivo do PD é determinar quais unidades geradoras estarão ligadas ou desligadas e seus respectivos pontos de operação, minimizando o custo de produção, sujeito a restrições do sistema e de cada gerador. É um problema de programação combinatorial que geralmente é de 24hs, com discretização horária, sendo realizado um dia anterior ao de operação. Para determinadas combinações é impraticável manter todas as unidades ligadas, devido aos diferentes custos de produção de cada gerador, o que pode em determinados momentos resultar em perda monetária [11].

Com as novas relações do mercado de eletricidade o Pré-Despacho é reformulado, sendo responsabilidade dos próprios agentes geradores a operação de suas usinas para se posicionar no mercado de eletricidade, otimizando seu retorno financeiro e atendendo requisitos operacionais. Assim sendo, o objetivo desses agentes está em maximizar seus lucros baseado na previsão de preços, respeitando as restrições operacionais, não sendo mandatório satisfazer a demanda do ponto de vista desse agente. No entanto, para manter a segurança, o atendimento à demanda e a confiabilidade do sistema, o Operador Independente do Sistema (OIS) fica responsável pela operação física do SEP[1],[9],[10],[12].

A realização do PD, considerando o ponto de vista do agente gerador, é uma das principais ferramentas utilizadas pelas empresas de geração, visto que os lances que serão ofertados no leilão são derivados da melhor programação encontrada pelo PD, ou seja, a combinação de unidades geradoras que, se aceita, poderá prover o maior lucro possível para esse agente. Um PD realizado de maneira eficiente pode acarretar em receitas volumosas [13],[16],[17].

O PD é um problema de programação inteira-mista onde há várias restrições que devem ser consideradas. Determinar a melhor política de operação a curto prazo, além de ser uma tarefa difícil, necessita de uma resposta rápida, visto que é realizado um dia antes ao de operação. Um modelo preciso das características de operação de unidades térmicas e hidráulicas requer uso de funções não-convexas, não-côncavas e não-lineares [17]. Assim o PD é problema complexo, envolvendo variáveis contínuas e discretas.

## 1.2 Revisão Bibliográfica

Vários trabalhos foram publicados na literatura objetivando a resolução do problema do Pré-Despacho, tanto térmico como hidrotérmico. A maioria dos trabalhos relacionados são aplicados a sistemas térmicos. Diversas técnicas de solução foram propostas, tais como: Lista de Prioridade, Programação Dinâmica, Relaxação de Lagrange, Método dos Pontos Interiores e Sistemas Inteligentes.

Em [13], o autor propõe a resolução do PD em mercado competitivo sobre duas óticas: a visão do agente gerador em maximizar seu lucro e a visão do operador do mercado em manter a segurança e confiabilidade do sistema. Neste trabalho foi utilizado uma técnica híbrida com Relaxação de Lagrange (RL) e Estratégias Evolutivas (EE's) aplicadas a um sistema térmico, considerando o serviço ancilar de reserva girante. Foi proposto ainda, um modelo de leilão para verificar a interação entre os dois pontos de vista.

No artigo proposto por [14], os autores modelaram o PD baseado no preço, aplicando uma técnica de solução híbrida com Algoritmos Genéticos (AG) e RL. O sistema teste utilizado para demonstrar a robustez do método foi o IEEE-118 barras. As estratégias de lances foram derivadas da programação ótima encontrada pelo algoritmo.

Na dissertação de López [18], o autor soluciona o PD utilizando a técnica de Programação Dinâmica. Neste trabalho, as restrições térmicas de mínimo tempo para ligar/desligar e limites de rampa são descritas em detalhes. Na literatura pode-se encontrar muitos trabalhos com aplicação a sistemas térmicos [15],[16].

A meta-heurística Otimização por Enxame de Partículas (OEP), foi utilizada em [19]. Neste artigo, foram apresentadas três versões do algoritmo para verificação dos estados dos geradores, e o método Lambda Iteração para resolver o despacho. Em sua formulação são incluídas as restrições tradicionais térmicas e adicionada a restrição de reserva girante.

Já em [10], o autor propõe uma nova metodologia para o PD em ambiente de mercados aplicado a um sistema hidrotérmico com a visão do OIS. Foram estudadas a importância de se considerar o custo de partida e parada das unidades geradoras. O problema foi dividido em duas partes, sendo a determinação do estado das unidades resolvida pelo AG e o despacho das máquinas, pelo Método dos Pontos Interiores (MPI).

As restrições hidráulicas foram substituídas por uma única restrição de meta energética, deixando o problema essencialmente elétrico, ficando menos complexo. Essa restrição é imposta pelo planejamento de médio/longo prazo e determina uma quantidade de recursos hidráulicos a serem utilizados durante o período de programação. Incluiu ainda contratos bilaterais realizados pelos Agentes Geradores.

Em Bisanovic *et.al.* [17], os autores propuseram a solução do PD em ambiente competitivo, onde o gerador é responsável por se auto-programar <sup>3</sup>. Foram consideradas em sua formulação as seguintes restrições operacionais hidráulicas e térmicas: tempo de mínimo para ligar/desligar, vazão, volume e limite de rampa. A técnica utilizada para solução foi o MPI. O sistema teste utilizado foi de médio porte contendo 15 unidades térmicas e 3 plantas hidráulicas.

Na tese desenvolvida por Saimon [21], o autor propôs a solução do PD de potência ativa e reativa, considerando perdas elétricas ocorridas na transmissão. As restrições hidráulicas também foram substituídas por metas energéticas. Foram incluídas na formulação as restrições de limite de tensão nas barras, limites de rampa e reserva girante. Os resultados apontam a importância da inclusão na parte reativa na formulação.

## 1.3 Objetivos e Motivação

O objetivo desta dissertação é a formulação e resolução do problema do Pré-Despacho de geradores elétricos em um sistema hidrotérmico em ambiente competitivo do ponto de vista do agente gerador, com foco na maximização de seus lucros individuais. Restrições operacionais, tais como: limites de geração, tempo mínimo para ligar/desligar, custo de partida e parada dos geradores, vazão e volume são consideradas dentro da formulação. São inseridas ainda restrições de mercado, tais como o atendimento aos contratos bilaterais assinados pelo agente gerador.

No específico, esta dissertação objetiva:

- Apresentar uma revisão teórica e modelar o problema do PD hidrotérmico inserido em um ambiente competitivo;
- Fazer uma revisão sobre as principais variáveis de usinas termelétricas e hidrelétricas

---

<sup>3</sup>O termo utilizado na língua inglesa é o *Self-scheduling*

e suas influências no PD;

- Verificar qual o impacto causado pela variação de algumas variáveis dentro da programação dos geradores;
- Estudar a técnica Otimização por Enxame de Partículas e utilizá-la como solução do problema, tanto contínuo quanto o discreto;
- Realizar simulações em sistemas testes para posterior análise da aplicação da metodologia.

A motivação deste trabalho está na sua potencial utilidade como suporte para tomada de decisão por parte dos Agentes Geradores dentro de um mercado competitivo, onde prevalece o interesse desses agentes por maximizar seus lucros. De fato, nos atuais modelos de mercado que estão inseridos em muitos países, as estratégias de ofertas são uma importante ferramenta para adequação e permanência no mercado. O Pré-Despacho está inserido como parte fundamental dessa estratégia, demandando um estudo preciso. Outro fator motivador é que a maioria dos trabalhos encontrados na literatura são direcionados a sistemas térmicos operando em ambiente competitivo, enquanto nesta dissertação, estes conceitos são estendidos para sistemas hidrotérmicos, tornando a formulação mais abrangente e com mais interesse prático.

## 1.4 Organização do trabalho

Este trabalho está dividido nos seguintes capítulos: Introdução, Planejamento de sistemas hidrotérmicos, Pré-Despacho hidrotérmico, Otimização por Enxame de Partículas, Simulações e Resultados e por fim as Conclusões.

No Capítulo 2 é feita a revisão dos sistemas hidrotérmicos, com detalhamento das principais variáveis envolvidas. No primeiro momento, é apresentada uma discussão sobre o problema da operação de sistemas hidrotérmicos e logo após, são tratadas as modelagens das usinas hidrelétricas e térmicas.

No Capítulo 3, o problema do PD é reformulado para um ambiente competitivo, mostrando as restrições consideradas nesse trabalho. Já no Capítulo 4, é apresentada a técnica de solução utilizada para o Pré-Despacho, a Otimização por Enxame de Partículas,

---

a apresentação em sua forma canônica e suas variações para aplicações em problemas discretos e contínuos.

No Capítulo 5, são apresentadas as simulações e análises dos resultados obtidos. Finalmente no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões deste trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

## ***2 Planejamento de sistemas hidrotérmicos***

*Este capítulo tem por objetivo formular e modelar o problema de coordenação hidrotérmica. São descritos os principais componentes de um sistema hidrotérmico. No primeiro momento, é apresentada uma revisão sobre o planejamento operacional e sua importância. Posteriormente, são revisados tópicos relacionados com as usinas geradoras hidrelétricas e suas características, assim como de usinas térmicas com suas principais particularidades.*

## 2.1 Introdução

Um sistema hidrotérmico básico é descrito na Figura 2.1, onde tem-se usinas hidrelétricas (UH) e térmicas (UTE) que fazem parte do sistema de geração. A geração é a parte responsável por garantir a produção de energia elétrica dentro dos padrões exigidos pelos setores de regulação de cada região. A transmissão, juntamente com a distribuição, correspondem aos meios físicos de transporte que conduzem a energia das fontes geradoras até consumidores. Os centros de carga correspondem aos consumidores que utilizam a energia elétrica, tais como: indústrias, residências, hospitais etc [5],[8].

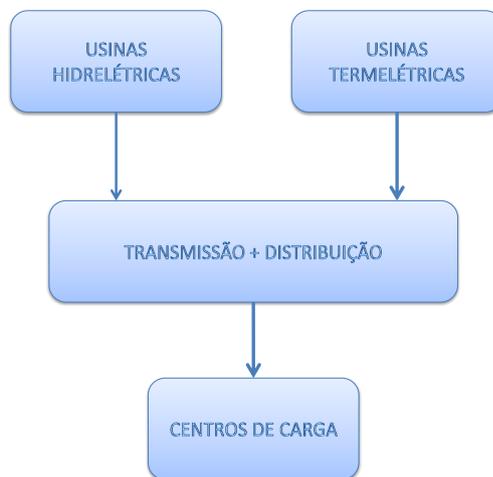


Figura 2.1: Sistema hidrotérmico básico. Adaptado de [5]

O objetivo da operação de sistemas hidrotérmicos é sempre que possível, maximizar a operação de usinas hidrelétricas, visto que essas possuem custo combustível zero, utilizando as usinas térmicas apenas como complementação da demanda. É um problema complexo, pois a usina hidrelétrica tem sua geração de energia limitada pelo tamanho e capacidade dos reservatórios [4],[6]. Além disso, as incertezas com relação às afluições futuras, fazem com que as decisões atuais de uso ou não da água armazenada, tragam consequências no futuro, atribuindo ao problema um acoplamento temporal [5],[7],[8].

O processo de tomada de decisão do uso ou não da água é descrito na Figura 2.2. Assim, se determinada decisão for tomada para o uso da água no presente, diminuindo o uso de usinas termelétricas, haverá conseqüentemente a diminuição dos custos

de produção. Porém, caso as afluências futuras não sejam boas, não sendo possível despachar por longo tempo as hidrelétricas, haverá um aumento da complementação térmica e dos custos de produção. Caso se decida por economizar a água armazenada nos reservatórios, utilizando mais a geração termelétrica e no futuro a afluências sejam boas, haverá diminuição dos custos de produção futuramente, contudo, poderá haver perda de energia caso o nível da água dos reservatórios seja ultrapassado, não sendo essa água utilizada para geração e como consequência será vertida.

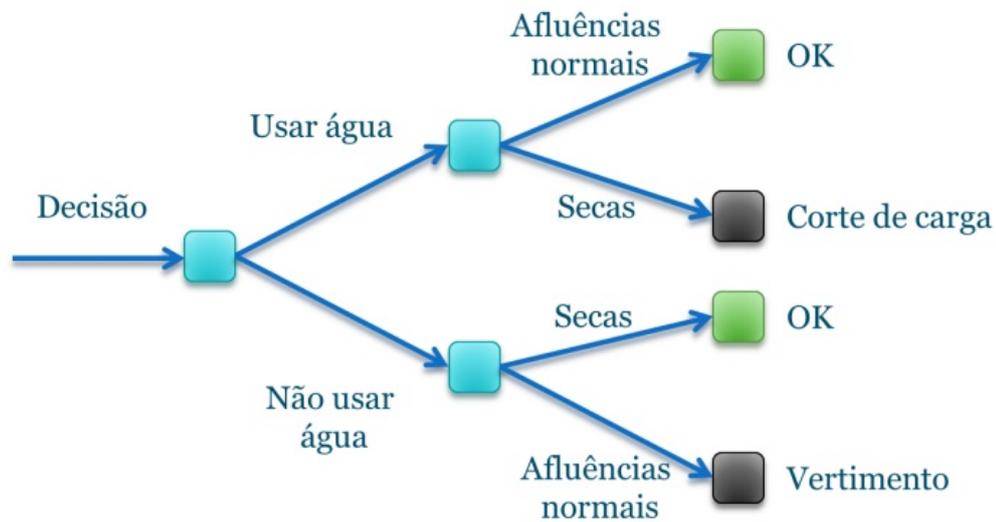


Figura 2.2: Tomada de decisão em um sistema hidrotérmico. Extraída de [6].

A Figura 2.3 ilustra este dilema da tomada de decisão do uso da água dos reservatórios. No ponto 1, observa-se que quando há 0% de utilização do volume de água, o custo imediato é o mínimo e o futuro é máximo. Já quando há utilização de 100% do volume de água, o custo imediato é máximo e o custo futuro é mínimo. Na curva total, sendo esta a soma das curvas de custo imediato e futuro, pode ser encontrado o ponto ótimo de utilização dos reservatórios.

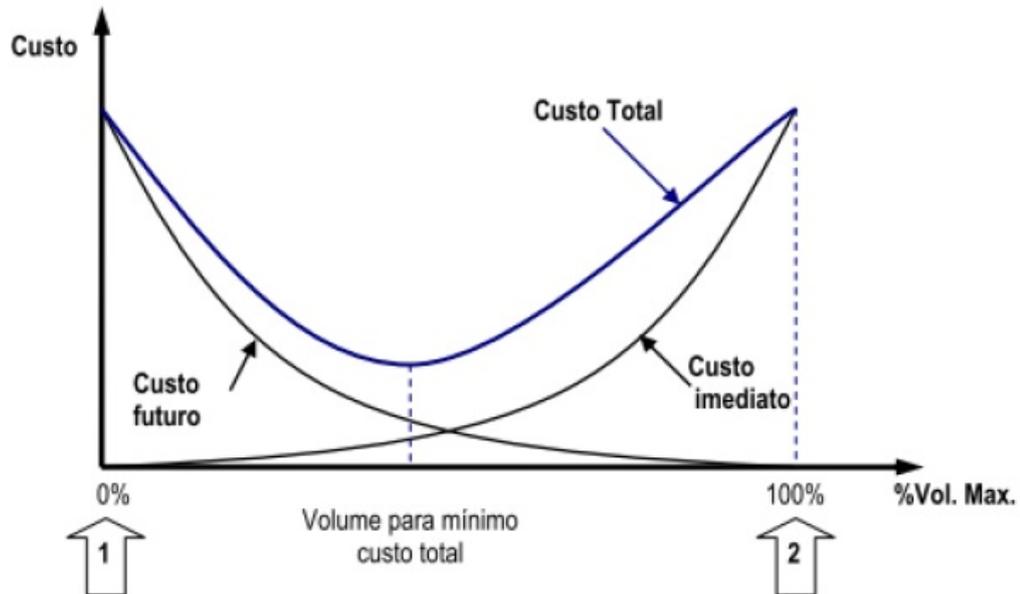


Figura 2.3: Curva de custo. Extraída de [6].

As incertezas sobre as afluências, faz com que seja necessária a divisão do planejamento energético de sistemas hidrotérmicos. Portanto, tem-se a seguinte divisão [20],[22]:

- **Longo Prazo:** Nesta etapa do planejamento, é feita a estratégia de operação para cada estágio, que irá determinar a operação a mínimo custo, considerando-se as incertezas sobre afluências futuras. Em geral, o horizonte de programação dessa etapa está entre 1 a 5 anos. O grau de incerteza nos estudos de longo prazo são altos, devido ao longo tempo e dados de entrada incertos. Ainda são considerados o planejamento de novas usinas, previsão de demanda e condições hidrológicas futuras;
- **Médio Prazo:** No médio prazo, se determina a política de operação de cada usina, de forma que o custo operacional do sistema ao longo do horizonte seja minimizado e ao mesmo tempo sejam atendidos os requisitos de demanda, as restrições operativas do sistema e as metas especificadas pelo planejamento de longo prazo. O planejamento da operação de médio prazo determina as metas semanais de operação de cada usina. O horizonte de estudo é de um ano com discretização mensal;
- **Curto Prazo:** Objetiva definir a programação diária de geração, despacho, pré-despacho e fluxo de potência. Devido ter uma programação próxima do tempo real, nesta etapa é necessária uma visão mais detalhada das usinas e do sistema como

um todo. Além disso, devido ao curto período e representação matemática mais precisa, o problema pode ser considerado determinístico, pois apesar das afluências e a demanda continuarem como incertas, elas podem ser aqui desprezados.

Na Figura 2.4, pode-se observar o grau de incerteza em cada etapa do planejamento. A incertezas são maiores no longo prazo, diminuindo até chegar no curto prazo. Já quanto ao detalhamento do sistema elétrico, este é maior no curto prazo, decrescendo na medida que se aproxima ao longo prazo.

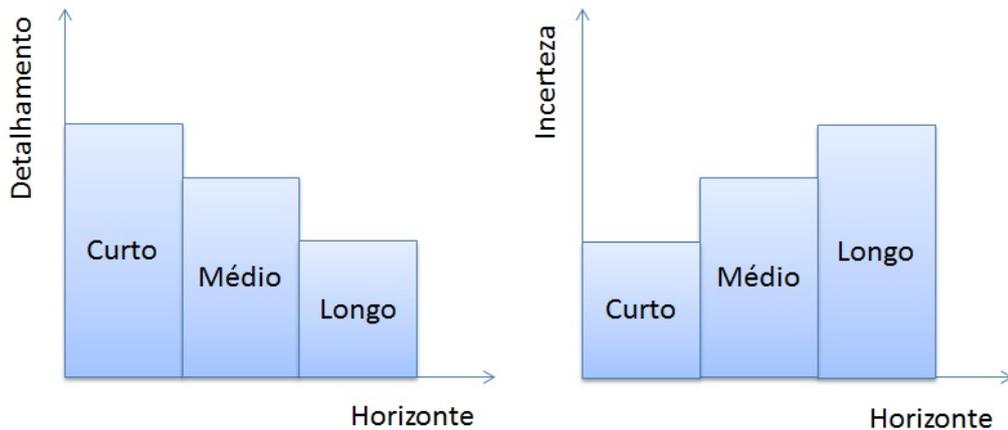


Figura 2.4: Planejamento com relação a horizonte de estudo. Adaptado de [24]

Este trabalho de dissertação está inserido no planejamento energético de curto prazo, tendo como alvo o problema do Pré-Despacho de unidades geradoras. Para melhor entendimento, a seguir serão apresentadas as modelagens das usinas hidrelétricas e térmicas. No Capítulo 3, o problema em questão é modelado.

## 2.2 Usinas Hidrelétricas

Uma usina hidrelétrica produz energia elétrica através da transformação da energia potencial hidráulica a partir do armazenamento de água em reservatórios. A água acumulada no reservatório é conduzida sob pressão, até o conjunto de turbinas da usina, que está localizada na casa de máquinas, fazendo com que girem as pás (ou lâminas) das turbinas [5],[6].

A energia cinética e a energia de pressão dinâmica envolvida no percurso da água pela tubulação, são convertidas em energia cinética de rotação. As turbinas são

conectadas a geradores que convertem a energia cinética em energia elétrica [7]. Logo após, a água é conduzida ao seu curso natural via *canal de fuga*. Caso o nível da água dos reservatórios esteja próximo do limite, esta pode ser levada ao seu curso natural através do *vertedouro*, sem ser utilizada para geração de energia elétrica [8].

Na figura 2.5 estão descritos os principais componentes e variáveis de uma usina hidrelétrica.

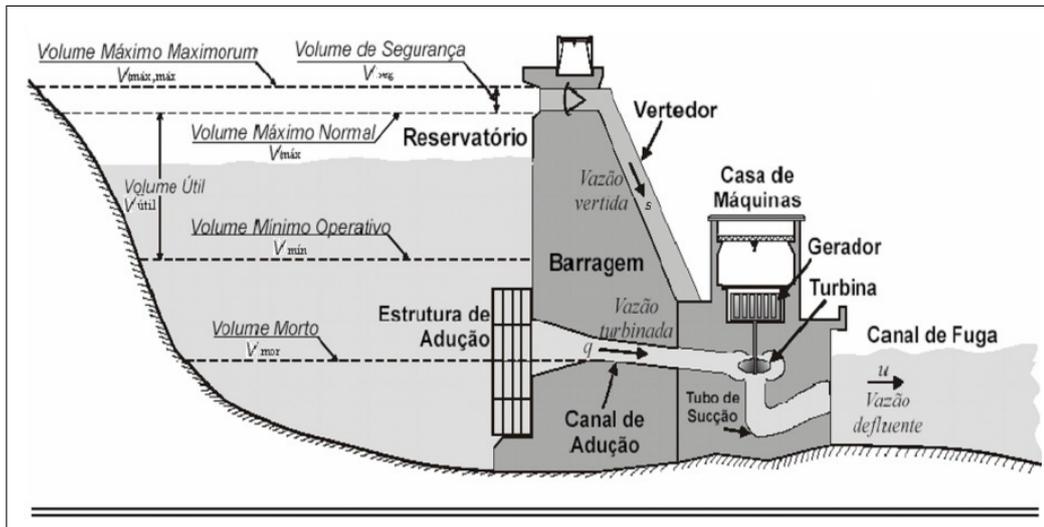


Figura 2.5: Esquema de uma usina hidrelétrica. Extraída de [8].

Sendo:

- Barragem: A finalidade de uma barragem é represar a água dos rios, formando um reservatório. Em muitas usinas a altura de queda d'água provocada pelas barragens é um dos fatores que contribuem para o aumento de produtividade dessas usinas.
- Canal de adução: Tem por finalidade conduzir a água armazenada nos reservatórios para as turbinas;
- Vertedouro: Os reservatórios tem limites máximos de armazenamento. Quando estes limites sendo ultrapassados, o excesso precisa ser liberado para não comprometer a segurança da barragem. Para que água excedente esse limite seja conduzida de forma segura ao seu curso natural, foi criado um canal por onde esse excesso é liberado chamado de *vertedouro*. A água conduzida pelo vertedouro não gera energia, pois não passa pelas turbinas;
- Casa de máquinas: Nesta área estão localizados os geradores elétricos, as turbinas hidráulicas, os reguladores, os painéis e outros equipamentos responsáveis pela

transformação da energia potencial hidráulica em elétrica;

- Canal de fuga: A água utilizada para geração de energia é conduzida ao rio através do *canal de fuga*;
- $v_{mor}$ : É o volume morto do reservatório. É o volume que fica abaixo do canal de adução e não é aproveitado para geração;
- $v_{min}$ : É o volume mínimo operativo necessário para gerar energia.
- $v_{max}$ : É o volume máximo de operação.
- $v_{util}$ : A diferença entre os volumes máximo e mínimo, é conhecido como volume útil e é utilizado para geração de energia;
- $v_{máx,max}$ : A função do volume máximo maximorum é de armazenar água até seu limite sem comprometer a estrutura da barragem;
- $v_{seg}$ : A diferença entre os volumes máximo maximorum e máximo é conhecido como *volume de segurança*. Este é utilizado quando há condições anormais de aflúências ultrapassando o volume máximo. Todas as variáveis de volume citadas são dadas em  $hm^3$ .

### 2.2.1 Reservatórios

Os reservatórios podem ser classificados de acordo com sua capacidade de regularização. Podem ser de acumulação ou compensação [6][8]:

- Reservatórios de acumulação: Possuem grande capacidade de armazenamento de água, sendo este responsável pela regularização das vazões. Uma característica importante deste tipo de reservatório é que em horizontes de curto prazo, devido sua dinâmica ser muito lenta, o volume da água não se altera consideravelmente, podendo até ser considerado constante.
- Reservatórios de compensação: Possuem pouca capacidade de armazenamento, sendo responsável pela regularização de pequenos volumes de água.

### 2.2.2 Variáveis de vazão

As variáveis de vazão podem ser encontradas na Figura 2.5. A vazão turbinada “ $q$ ” é a que passa pela turbina e gera energia, é dada em  $m^3/s$ . Esta passa pelo canal de adução, chegando até a casa de máquinas, fazendo com que girem as turbinas, acionando assim os geradores [7],[11]. A vazão que não gera energia e é conduzida pelo vertedouro até o curso natural do rio é chamada de vazão vertida “ $s$ ”, também dada em  $m^3/s$ . Por questões de segurança da barragem, a vazão “ $s$ ” torna-se necessária, visto que os reservatórios podem ficar muito cheios, podendo ultrapassar seu limite de capacidade e a vazão “ $q$ ” talvez não seja capaz de fluir o excesso de água em determinado momento “ $t$ ”.

A vazão de defluência “ $u$ ” é soma das vazões turbinada e vertida, dada em  $m^3/s$ . A equação da vazão defluente é dada como segue:

$$u = q + s \quad (2.1)$$

A vazão incremental é dada pela expressão:

$$y_j = y_{j,n} - \sum_{k \in \Omega_j} y_{n,k} \quad (2.2)$$

onde:

- $y_{j,n}$  é a vazão natural da usina  $j$ , dada em  $m^3/s$ ;
- $\Omega_j y_{n,k}$  conjunto de usinas a montante da usina  $j$ .

### 2.2.3 Balanço hídrico

As usinas hidrelétricas podem ainda ser encontradas em um mesmo rio em série de acordo com a Figura 2.6. Como pode ser observado na figura, o balanço hídrico relaciona os volumes de entrada e saída dos reservatórios em cada período de tempo.

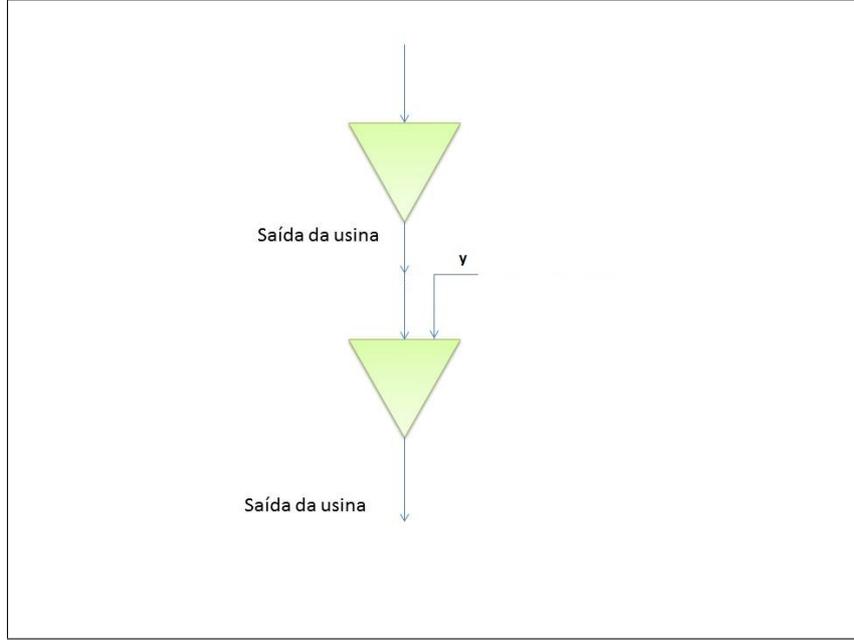


Figura 2.6: Reservatórios em cascata.

A equação que descreve esta relação é dada por:

$$v(j, t) = v(j, t - 1) + y(j, t) \cdot \beta - q(j, t) \cdot \beta - s(j, t) \cdot \beta + \sum_{n=1}^{Nu} (q_n(j - \tau_n) + s(j - \tau_n)) \cdot \beta \quad (2.3)$$

O volume no estágio  $t$  é dado pela seu volume anterior ( $v(t - 1)$ ), somado a vazão incremental ( $y$ ) para este reservatório, subtraindo a água vertida ( $s$ ) e a taxa de vazão turbinada ( $q$ ). Ainda são acrescentadas as vazões turbinadas dos reservatórios que estão a montante e seus respectivos vertimentos. As últimas usinas, necessitam de um tempo de deslocamento entre reservatórios ( $\tau$ ). A constante  $\beta$  é o fator de conversão de  $m^3/s$  para  $hm^3$ . A variável  $N_u$  define o número de reservatórios que estão rio acima e  $n$  o contador de reservatórios.

#### 2.2.4 Altura de queda d'água

A altura de queda é outro importante fator para produção de energia elétrica das usinas hidrelétricas. A altura de queda bruta " $h_b$ " é definida como sendo a diferença entre os níveis de água do reservatório e do canal de fuga, expressado pela Equação 2.4:

$$h_b = h_{mon} - h_{jus}. \quad (2.4)$$

O nível a montante ( $h_{mon}$ ) é uma função não linear do volume total da água

armazenada no reservatório. É uma função representada por polinômios. O nível a jusante ( $h_{jus}$ ), também é uma função não linear representadas por polinômios que dependem de “ $u$ ”, vazão defluente da usina. As funções que representam as cotas de montante e jusante podem ser vistas como segue:

$$h_{mon} = a_0 + a_1 \cdot v + a_2 \cdot v^2 + a_3 \cdot v^3 + a_4 \cdot v^4 \quad (2.5)$$

$$h_{jus} = a_0 + a_1 \cdot u + a_2 \cdot u^2 + a_3 \cdot u^3 + a_4 \cdot u^4 \quad (2.6)$$

Para exemplificação, tem-se na Tabela 2.1 o coeficientes da cota de montante da usina hidrelétrica de Boa Esperança.

Tabela 2.1: Coeficientes da cota de montante da usina de Boa Esperança [8].

$a_0$	$a_1$	$a_2$	$a_3$	$a_4$
2,811117e+02	7,406059e-03	-8,255947e-07	5,840687e-11	-1,606118e-15

A altura de queda líquida  $h_l$  é igual a queda bruta subtraída da perda de carga  $pc$ .

$$h_l = h_b - pc \quad (2.7)$$

A perda hidráulica  $pc$  está associada as perdas por atrito entre a água e as paredes do canal de adução, que gera diminuição da altura de queda líquida. Esta pode ser de três tipos conforme equação, como visto em 2.8.

$$pc = \begin{cases} c_1 h_b \\ c_2 \\ c_3 q^2 \end{cases} \quad (2.8)$$

onde  $c_1$  é um valor constante que representa uma porcentagem da altura de queda bruta,  $c_2$  um valor constante dado em metros que é subtraído diretamente da altura de queda bruta e  $c_3$  um valor que é multiplicado em função da vazão turbinada. Outra forma de obter as perdas hidráulicas é através de uma curva sob forma de uma função polinomial dependente da potência gerada, como descrito pela Equação 2.9, [9]:

$$pc(PH) = b_2 \cdot PH^2 + b_1 \cdot PH + b_0, \quad (2.9)$$

onde :

$PH_{perdas}$  - função polinomial de perdas hidráulicas dada em MW;

$b_0, b_1, b_2$  - são coeficientes da curva de perdas;

$PH$  - potência hidráulica.

### 2.2.5 Potência

A função de produção hidráulica, em  $MW$  é dada por:

$$PH = \rho \cdot h_l \cdot q, \quad (2.10)$$

onde  $\rho$  é constante de produtibilidade específica ( $MW/((m^3/s)/m)$ ) da usina e vai depender do rendimento do gerador. A produção hidráulica está diretamente relacionada ainda com a vazão  $q$  e a altura de queda líquida  $h_l$ . Um detalhamento maior dessa função pode ser encontrado em [8].

### 2.2.6 Limitações operacionais

Algumas limitações físicas ou operacionais dos geradores são fatores importantes a serem considerados no planejamento energético. A capacidade máxima e mínima do reservatório é levada em conta, assim como os limites de uso dos reservatórios fornecidos pelo planejamento de médio/longo prazo e são mostradas nas equações 3.14 e 3.15.

$$v_{min} < v < v_{max} \quad (2.11)$$

$$\begin{aligned} v_t \Big|_{=0} &= v^{inicial} \\ v_t \Big|_{=T} &= v^{final} \end{aligned} \quad (2.12)$$

Do mesmo modo que há restrição dos volumes operativos, há uma restrição relacionada à vazão turbinada  $q$  e é descrita na equação 3.16, referindo-se aos limites máximo e mínimo da vazão.

$$q_{min} < q < q_{max} \quad (2.13)$$

Uma revisão mais aprofundada sobre os conceitos citados anteriormente pode ser encontrada em [8], [22].

### 2.2.7 Custos de partida

Os custos de partida em geradores hidrelétricos são poucos abordados na literatura, pois a maioria dos estudos de planejamento operacional hidrotérmico de curto prazo considera apenas custos em relação ao subsistema termelétrico, sendo que em diversos países da Europa, por exemplo, há uma predominância de sistemas térmicos. Assim, trabalhos importantes foram desenvolvidos no intuito de quantificar esses custos aos geradores hidrelétricos.

Em [23], os autores procuram responder os seguintes questionamentos:

- Quais são as causas dos custos de partida?
- Quanto custa?
- Qual é a sua influência no planejamento de curto prazo?

Foram identificados como as principais causas para estes custos: o desgaste das peças mecânicas, ocasionando no aumento de manutenções programadas; desgaste do isolamento dos enrolamentos do gerador, devido à variação de temperatura; possíveis falhas em dispositivos que controlam a partida e parada desses geradores, ocasionando manutenções corretivas; assim como o custo associado a perda de energia que poderia ser gerada no momento da falha. Todos estes e outros fatores reduzem ainda mais a vida útil desses equipamentos, onde concluiu-se no estudo um valor de \$ 3 por MW nominal da máquina [23], [64].

Neste novo ambiente de mercados, onde o objetivo dos Agentes Geradores é a busca da maximização dos lucros, torna-se fundamental considerar os custos de partida, uma vez que a programação ótima dos geradores pode mudar em função destes custos.

### 2.2.8 Meta Energética

A inclusão de todas as variáveis de uma usina hidrelétrica deixa o problema do planejamento energético complexo, com várias funções não-lineares. Um maneira de contornar esse problema é substituir essas variáveis por uma única restrição de *meta energética* que irá deixar o problema apenas com variáveis elétricas. A restrição de meta energética consiste em manter a geração diária total de cada usina igual a um valor previamente calculado por um modelo de planejamento de médio/longo prazo [9],[60]. Deste modo, se esta restrição for atendida, as restrições hidráulicas serão pouco violadas, podendo até ser desprezadas num período de curto prazo. Esta restrição é formulada como segue:

$$\sum_{j=1}^{N_H} \sum_{t=1}^T U(j) \cdot PH(j, t) + pc(j, t) = M(j) \quad (2.14)$$

O somatório da geração de uma determinada usina, tem que ser igual ao valor previamente calculado pelo planejamento de médio/longo prazo, para que não haja deficit de energia no futuro. Assim, o atendimento dessa meta energética deixa o problema apenas de custo elétrico, eliminando as restrições hidráulicas (vazões, balanço hídrico, volume etc.) associadas ao problema. Essa abordagem reduz a complexidade algorítmica [10]. Essas metas são valores fixos dados em *MW* e no período de programação de um dia. O problema passa a ter apenas restrições de geração e meta energética para os geradores hidráulicos.

## 2.3 Usinas Termelétricas

Uma das principais formas de geração de energia elétrica é através de termelétricas. Em usinas termelétricas, o processo de geração é obtido da transformação de energia térmica em energia mecânica. Essa energia mecânica faz a movimentação da turbina acoplada a um gerador, que transforma esta em energia elétrica [11][25].

De acordo com o combustível utilizado, as usinas termelétricas podem ser divididas em dois principais grupos [13]:

- Usinas convencionais, que utilizam como combustíveis materiais fósseis como carvão, óleo e gás natural;

- Usinas nucleares, que utilizam combustíveis físséis, como o urânio natural e enriquecido e plutônio.

De acordo com sua forma de queimar o combustível, podem ser classificadas ainda como:

- Usinas com turbina a vapor: Neste tipo de usina, a queima do combustível aquece uma caldeira que contém água. Essa água vira vapor, que é guiado sobre pressão até as turbinas, iniciando o processo de transformação da energia. Este processo é resumido e apresentado na Figura 2.7

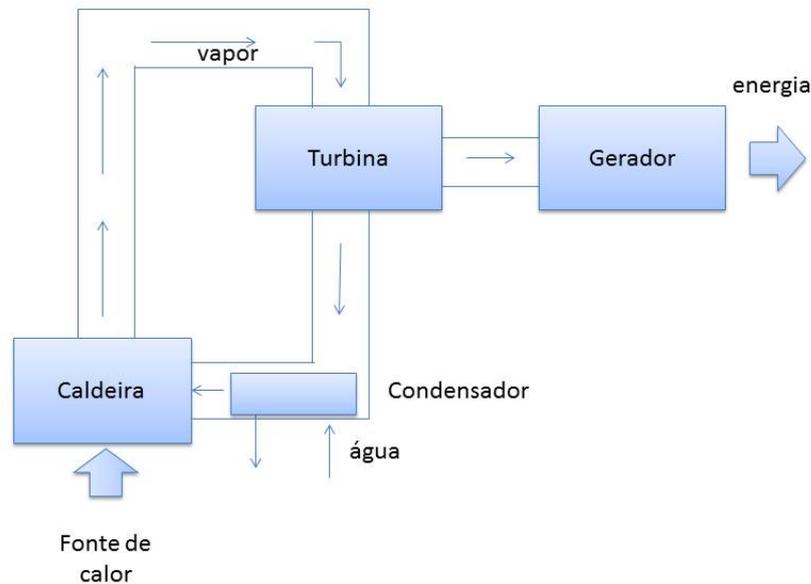


Figura 2.7: Esquema de uma usina com turbina a vapor. Adaptado de [26].

- Usinas com turbina a gás: Resultam da retirada do gás proveniente da queima do combustível e misturado com o ar atmosférico. O ar atmosférico é captado por um compressor e comprimido em um sistema de combustão à pressão, a uma temperatura da ordem de  $375^{\circ}\text{C}$ , a qual se eleva a  $1250^{\circ}\text{C}$  com a queima do gás. A energia gerada na expansão após à queima do gás, aciona a turbina, reduzindo-se a pressão atmosférica e a temperatura a cerca de  $550^{\circ}\text{C}$  nos gases de exaustão da turbina (ver Figura 2.8) [25].

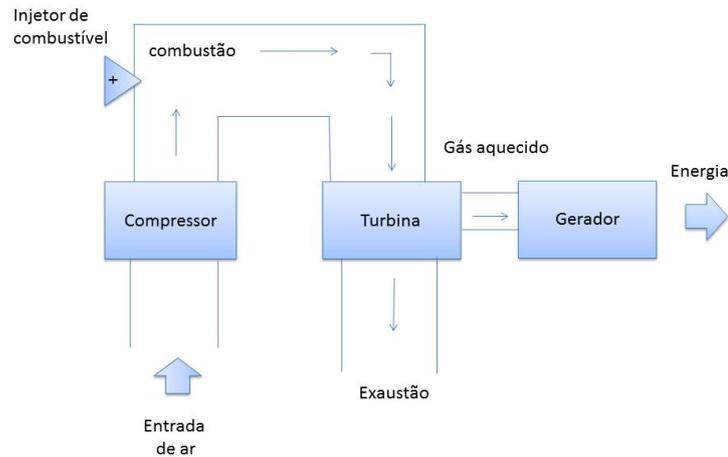


Figura 2.8: Esquema de uma usina com turbina a gás. Adaptado de [13].

- Usinas de combustão direta: São usinas que funcionam a base de motores a diesel acoplado a um gerador [26]. Possui a vantagem de fácil operação, manutenção e tamanho reduzido, sendo muito utilizadas em locais com comunidades isoladas. A desvantagem está em seu combustível ser caro e muito poluente.

### 2.3.1 Curva de custo

Para o cálculo dos custos inerentes a uma usina térmica, são consideradas uso de funções não-lineares [11]. Estes custos incluem o preço do combustível, manutenção, transporte de combustível e mão de obra. A curva típica (idealizada) de entrada-saída de um gerador térmico é mostrada na Figura 2.9. As variáveis  $P_{max}$  e  $P_{min}$  são respectivamente as potências máxima e mínima do gerador e servem de limites para essa curva característica. Os dados de entrada podem ser expressos por energia calorífica por hora ( $Btu/h$ ) ou  $\$/h$  e os dados de saída em mega-watts (MW).

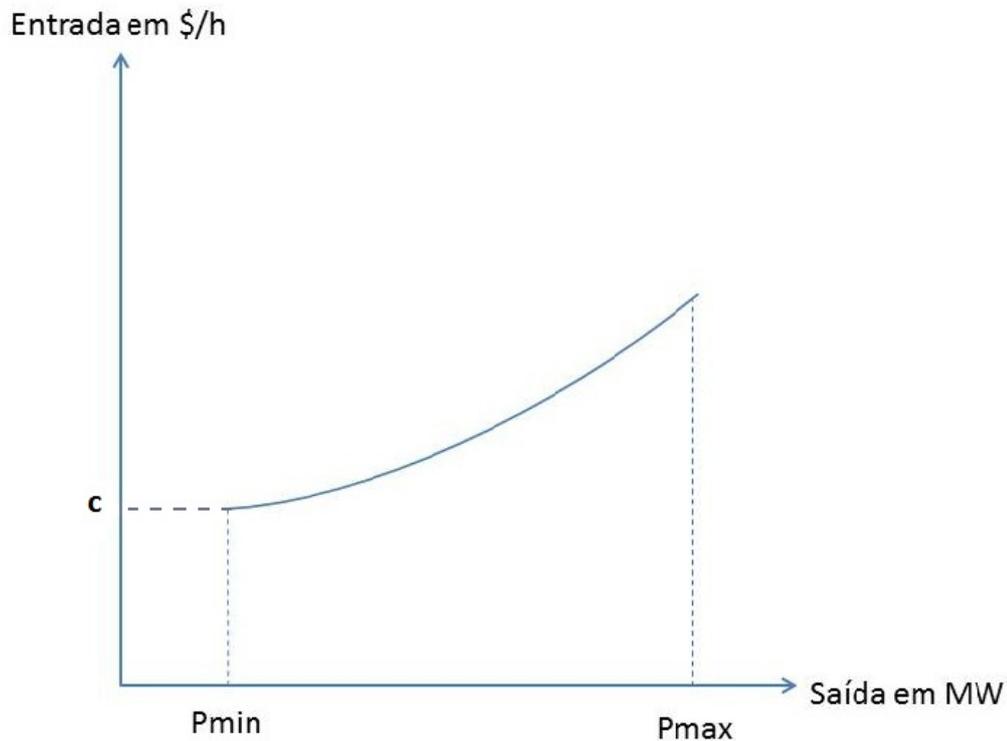


Figura 2.9: Curva de entrada-saída de uma usina termelétrica. Adaptado de [11].

A função que representa essa curva típica é do tipo quadrática, sendo descrita na Equação 2.15:

$$F(PT) = a_i \cdot PT^2 + b_i \cdot PT + c \quad (2.15)$$

onde  $PT$  é a potência térmica,  $a_i, b_i$  e  $c_i$  são coeficientes característico desse gerador. Tais coeficientes são encontrados por exemplo, através de testes de desempenho [7]. O valor de “ $c$ ” é equivalente ao consumo de combustível da unidade geradora em funcionamento sem produzir potência de saída [27].

### 2.3.2 Restrições térmicas

As restrições térmicas são limitações de cunho operativo de usinas termelétricas, sejam operacionais ou físicas. A Figura 2.10, mostra o gráfico com detalhes do funcionamento de um gerador. Dessa figura serão feitas as análises das restrições térmicas consideradas neste trabalho.

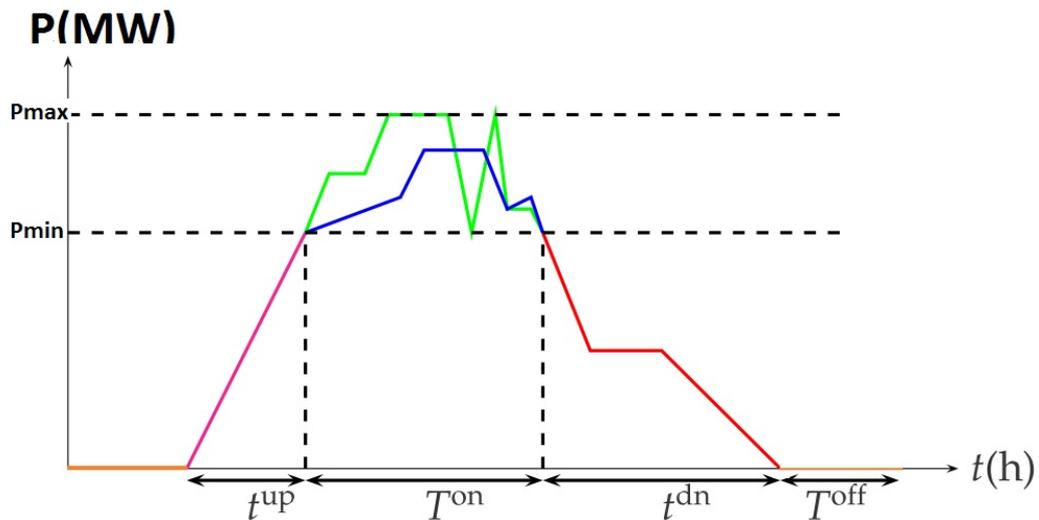


Figura 2.10: Exemplo de um perfil de produção de um gerador térmico. Adaptado de [18].

- Limites de Geração:** O primeiro item a ser verificado são os limites de geração. Esses limites determinam o máximo e mínimo de potência que uma unidade geradora pode produzir. São representados por  $P_{max}$  e  $P_{min}$ .
- Custo de partida/parada:** Quando a unidade está desligada (linha laranja) e então é acionada para entrar em funcionamento, necessita de um certo tempo para ficar pronta para geração. Isto é devido a questões técnicas ou outros fatores inerentes a turbina ou caldeira, como tempo necessário para elevar a temperatura nas caldeiras, manutenção extra, pressurização e descompressão das caldeiras, que acontecendo frequentemente reduz a vida útil das caldeiras. Outro fator importante é uma maior emissão de poluentes nesta etapa, fazendo-se necessário um planejamento para diminuição dos impactos ambientais. Este tempo é representado por “ $t^{up}$ ”. Há um custo associado a essa inclinação, chamado de *custo de partida*. Do mesmo modo, o termo “ $t^{dn}$ ” é associado ao tempo necessário para considerar a unidade geradora desligada e também há um custo incluso, conhecido como *custo de parada*.
- Limite de rampa:** Após ligada e estando pronta para geração, a unidade pode variar sua potência de saída entre os valores  $P_{max}$  e  $P_{min}$ . As unidades geradoras possuem também restrições quanto a variação de potência. Na Figura 2.10, a linha verde representa a variação da potência sem nenhuma restrição, podendo variar do mínimo ao máximo bruscamente. A linha azul mostra a potência subindo gradativamente até certo valor e depois começando a baixar sem variações severas. Esta

restrição é conhecida como *limite de rampa*. O limite de rampa define uma potência máxima que uma unidade geradora pode variar em um determinado momento e geralmente é dada em  $MW/h$ .

- **Tempo mínimo para ligar/desligar:** Outra restrição relacionada aos geradores termelétricos, são tempo mínimo para permanecer ligado (up-time) e desligado (down-time). Esta restrição diz que, após uma máquina da usina entrar funcionamento para geração, ela necessita de um tempo mínimo antes de ser desligada novamente. O mesmo acontece se estiver desligada, pois será necessário aguardar um tempo mínimo até ser ligada mais uma vez. Tais restrições são representados por  $T^{on}$  e  $T^{off}$ . A modelagem matemática dessas restrições serão mostradas no capítulo seguinte.

### ***3 Pré-Despacho Hidrotérmico***

*Este capítulo trata do Pré-Despacho de potência, focando principalmente sua formulação matemática no ambiente clássico e ambiente de mercado competitivo. É apresentada uma revisão teórica sobre os principais aspectos do PD Hidrotérmico, após a desregularização do setor elétrico. Também são estudadas e formuladas as restrições que serão consideradas no problema.*

## 3.1 Introdução

O Pré-Despacho é um problema de programação combinatorial do planejamento operacional de curto prazo que consiste em determinar a alocação ótima dos geradores em um horizonte de planejamento (variação de um dia a uma semana com discretização horária). O problema pode ser colocado em uma estrutura hierárquica de dois níveis, onde no primeiro (problema mestre) são determinados quais geradores estarão ligados ou desligados, enquanto que no segundo nível (sub-problema de Despacho Econômico) é calculado o montante de geração de saída de cada gerador com mínimo custo possível, para o período de planejamento [1],[11],[14]. Esta estrutura hierárquica é ilustrada na Figura 3.1.

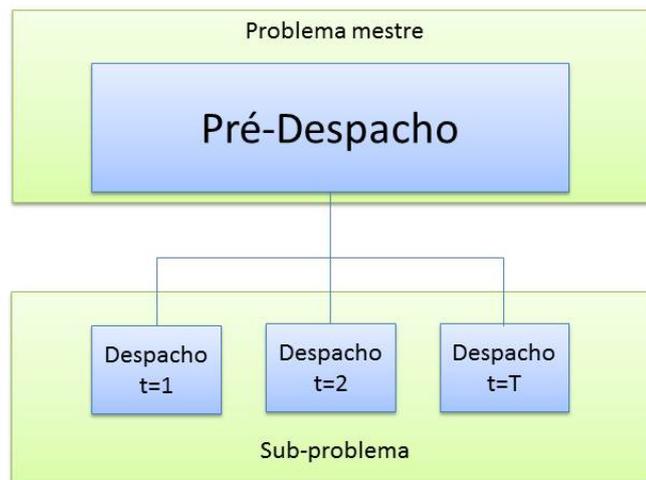


Figura 3.1: Esquema do problema do PD. Adaptado de [10]

O PD é um problema de programação que envolve variáveis discretas e contínuas em sua formulação. As unidades geradoras ligadas devem satisfazer a demanda e a reserva do sistema, sujeita as várias restrições operacionais impostas, tais como: limites operacionais, zonas proibidas, curva de continuidade hidráulica, pontos válvula, limites rampa e etc. Além disso, o problema possui um acoplamento temporal relacionado ao uso da água [11],[21]. Tais restrições tornam o problema complexo, com uso de funções

não-lineares e de caráter temporal.

O PD é uma das principais ferramentas utilizadas pelo OIS. Realizado de maneira eficiente pode representar uma grande economia a todos os agentes envolvidos, onde tal economia pode ser refletida em investimentos e melhorias no sistema. Baseado nisto, variadas técnicas foram propostas para solução deste problema, entre as quais citam-se: Enumeração completa, Programação Dinâmica, Branch and Bound, Algoritmos Genéticos, Otimização por Enxames de Partículas, Redes Neurais Artificiais e Recozimento Simulado (*Simulated Annealing*).

A *Enumeração completa* fornece todas as soluções possíveis e encontra a melhor solução dentre todas, sendo esta a ótima. A desvantagem deste método está no fato de exigir muito tempo para listar todas as soluções quando aplicado em sistemas de grande porte, sendo impraticável sua aplicação em sistemas reais, pelo esforço computacional excessivo [11],[29].

A Programação Dinâmica, por outro lado, aplica uma sistemática de procura multiestágio, que arquiva a melhor solução sem ter acesso a todas as combinações a cada passo. O método baseia-se em uma árvore de decisões que é avaliada a cada passo do algoritmo até que seja encontrado a melhor solução. A Programação Dinâmica possui uma grande facilidade de se adaptar às características do PD [18]. A desvantagem deste método é o problema da dimensionalidade, pois para um sistema com  $N$  geradores, existe  $2^{N-1}$  possíveis combinações a cada estágio. A aplicação desta metodologia no PD pode ser encontrada em [18] e [36].

Os *Algoritmos Genéticos* fazem parte de uma classe de algoritmos conhecidos como meta-heurísticas. A idéia é a imitação de algumas características observadas na natureza, aplicadas ao processo de otimização. É um algoritmo de busca baseado na genética e seleção natural [37], que durante as últimas duas décadas vem sendo aplicado com sucesso em vários problemas de otimização. É um algoritmo que possui uma população, em que cada indivíduo dessa população representa um candidato à solução problema. Assim, a cada passo do algoritmo, esses indivíduos são avaliados até que a condição de parada seja atendida. A vantagem desse algoritmo é a não utilização de derivadas e sua robustez. Foram utilizados como técnica de solução no PD baseado na minimização do custo em [38]-[39] e no PD baseado no preço em [14]-[37].

A técnica de *Recozimento Simulado* baseia-se no processo para fundir metais,

onde este metal é aquecido a uma temperatura alta e logo após com uma redução lenta e gradativa de sua temperatura alcançando um estado de baixa energia, correspondendo a sua estrutura cristalina. A solução ótima está associada à perfeição de formação desse cristal, que tem como variável de controle a temperatura. Em trabalhos publicados na literatura utilizando esta técnica como solução do PD, observa-se a desvantagem em relação ao tempo computacional alto quando comparado a outras metodologias, como por exemplo, Algoritmos Genéticos [40],[41].

Uma revisão sobre os métodos de otimização aplicados ao PD podem ser encontrados em [42] e [43]. A técnica Otimização por Enxames de Partículas será discutida no próximo capítulo.

## 3.2 Modelagem do PD clássico

No PD clássico o objetivo é encontrar a política operativa que irá minimizar o custo total de produção. A modelagem do PD que irá minimizar os custos totais de produção das termelétricas deve atender a demanda do sistema e restrições operacionais, tais como: limite de rampa, tempo mínimo para ligar/desligar a máquina e limites de geração. A formulação matemática é dada como segue:

$$\min: \sum_{t=1}^T F(t), \quad (3.1)$$

$$F(t) = \sum_{n=1}^{N_T} [C_i(PT(i, t)) + (1 - U(i, t - 1)) \cdot CP(i, t)] \cdot U(i, t) \quad (3.2)$$

onde:

$t$  - índice dos intervalos de tempo;

$i$  - índice dos geradores térmicos;

$T$  - intervalo de tempo total;

$PT(i, t)$  - potência do gerador térmico  $i$  na hora  $t$ ;

$F(t)$  - custo total na hora  $t$ ;

$C_i$  - função de custo térmica:  $a_i x^2 + b_i x + c_i$  ;

$U(i, t)$  - estado do gerador na hora  $t$ .  $U=1$  para gerador ligado e  $U=0$  para gerador desligado;

$CP(i, t)$  - custo de partida do gerador  $i$  na hora  $t$ ;

$N_T$  - número total de geradores térmicos.

Sujeito as seguintes restrições:

- **Limites de geração:** Os limites de geração definem as potências máximas e mínimas dos geradores. No PD, esta restrição é reformulada considerando o estado (ligado/desligado) do gerador:

$$PT^{min} \cdot U(i, t) < PT(i, t) < PT^{max} \cdot U(i, t) \quad (3.3)$$

- **Limites de rampa:** Como já discutido no capítulo anterior, os limites de rampa definem a taxa de variação máxima de potência de um gerador  $i$  em uma determinada hora  $t$ . Esta restrição é formulada matematicamente como segue:

$$\text{Se a geração aumentar} \quad PT(i, t) - PT(i, t - 1) \leq RU \quad (3.4)$$

$$\text{Se a geração diminuir} \quad PT(i, t - 1) - PT(i, t) \geq RD \quad (3.5)$$

onde  $RU$  é o limite de subida e  $RD$  é o limite de descida. A geração de saída também é limitada pelos limites de rampa, com isso podemos reescrever a equação 3.12 considerando esses limites como segue:

$$\max[PT^{min}, (PT(i, t - 1) - RD)] \leq PT(i, t) \leq \min[PT^{max}, (PT(i, t - 1) + RU)] \quad (3.6)$$

- **Tempo mínimo para ligar/desligar:** Uma vez que o gerador está ligado/desligado, deve permanecer um tempo mínimo antes de ser desligado/ligado novamente.

$$\begin{aligned} [(U(t) - U(t-1)) \cdot (T^{lig.}(t-1) - T^{on})] &\leq 0 \\ [U(t) - U(t-1)) \cdot (T^{desl.}(t-1) - T^{off})] &\geq 0 \end{aligned} \quad (3.7)$$

onde  $T^{on}$  e  $T^{off}$  são os tempos mínimos que os geradores devem permanecer ligados e desligados respectivamente. Os contadores de tempo  $T^{lig.}$  e  $T^{desl.}$  determinam o número de horas que os mesmos já estão ligados ou desligados e podem ser expressos por:

$$\begin{aligned} T^{lig.} &= (1 + T^{lig.}(t-1)) \cdot U(t) \\ T^{desl.} &= (1 + T^{desl.}(t-1)) \cdot (1 - U(t)) \end{aligned} \quad (3.8)$$

- **Balanco de potência:** Esta restrição diz que a soma da potências dos geradores (térmicos e hidráulicos) tem que ser igual a uma demanda ( $D$ ) na hora  $t$ . Pode ser expressa de acordo com a equação abaixo:

$$\sum_{n=1}^{N_T} PT(i, t) + \sum_{m=1}^{N_H} PH(j, t) - P_{perdas} = D(t) \quad (3.9)$$

sendo  $P_{perdas}$  são as perdas elétricas ocorridas no sistema.  $N_T$  número de geradores térmicos e  $N_H$  o número de geradores hidráulicos.

- **Reserva Girante:** O serviço ancilar de reserva girante (R) é necessário para o ajuste de geração, caso haja um aumento da demanda (variações pequenas) ou ante a redução de geração imprevista [28]. Corresponde a uma quantidade de potência reservada dos geradores que estão servindo (sincronizados) para possíveis flutuações da demanda. É a diferença entre o total de potência que pode ser oferecida pelos geradores despachados e a demanda [14]. Alguns sistemas definem esse montante de reserva como sendo uma porcentagem do pico de demanda para um certo período de planejamento [1].

$$\sum_{n=1}^{N_T} PT(i, t) + \sum_{m=1}^{N_H} PH(j, t) \geq D(t) + R(t) \quad (3.10)$$

sendo  $N_T$  o número de usinas termelétricas e  $N_H$  o número de usinas hidrelétricas.

- **Custo de partida/parada:** O custo de partida para uma determinada hora, vai depender de quantas horas o gerador estava desligado antes de partir. Este custo é modelado como uma função exponencial dada como segue:

$$CP(i, t) = \alpha(i) + \delta(i) \cdot \left[ 1 - \exp\left(-\frac{T^{desl}(i, t-1)}{\gamma(i)}\right) \right] \quad (3.11)$$

sendo:

$\alpha$  - Custo fixo do gerador  $i$ , que inclui manutenção das máquinas;

$\delta$  - Custo de partida a frio do gerador  $i$ ;

$\gamma$  - Constante do tempo de resfriamento do gerador térmico.

O custo de parada é menor comparado com a magnitude dos outros custos envolvidos, sendo este desconsiderado em muitos trabalhos encontrados na literatura.

- **Restrições Hidráulicas**

As restrições físicas e operacionais dos geradores hidráulicos descritas no capítulo anterior são impostas no PD hidrotérmico. Tais restrições são descritas abaixo:

1. Limite de geração

$$PH^{min} \cdot U(j, t) < PH(j, t) < PH^{max} \cdot U(j, t) \quad (3.12)$$

2. Balanço Hídrico

$$v(j, t) = v(j, t-1) + y(j, t) \cdot \beta - q(j, t) \cdot \beta - s(j, t) \cdot \beta + \sum_{n=1}^{Nu} (q_n(j - \tau_n) + s(j - \tau_n)) \cdot \beta \quad (3.13)$$

3. Limitação da capacidade dos reservatórios

$$v_{min} < v < v_{max} \quad (3.14)$$

4. Volume inicial e final

$$\begin{aligned} v_t |_{=0} &= v^{inicial} \\ v_t |_{=T} &= v^{final} \end{aligned} \quad (3.15)$$

## 5. Limites de vazão

$$q_{min} < q < q_{max} \quad (3.16)$$

Neste trabalho também utilizaremos uma outra abordagem, onde são substituídas todas as restrições hidráulicas por uma única restrição de meta energética. Esta já foi discutida previamente. Deste modo, descrevemos através da equação dada como segue:

$$\sum_{j=1}^{N_H} \sum_{t=1}^T U(j) \cdot PH(j, t) = M(j) \quad (3.17)$$

Serão feitas simulações considerando metas energéticas e outras considerando as restrições hidráulicas. As análises serão discutidas no capítulo 5.

### 3.2.1 Despacho Econômico

O sub-problema do Despacho Econômico (DE), consiste em determinar os pontos ótimos de operação dos geradores que estão ligados, minimizando os custos de produção, atendendo todas as restrições de igualdade e desigualdade [34], [35]. O custo combustível é dado pelos geradores térmicos. A equação que descreve é dada como segue:

$$CT = \sum_{i=1}^{N_T} C_i(PT_i) \quad (3.18)$$

onde  $CT$  é o custo combustível total de todos os geradores ligados. A restrição de balanço de potência é descrita na equação 3.9. Outras restrições como zonas proibidas de operação e efeitos dos pontos válvulas podem ser facilmente incluídas dentro da modelagem do DE, porém, para este trabalho não serão consideradas.

## 3.3 Modelagem do PD em Ambiente Competitivo (PDAC)

A competição inserida no setor elétrico trouxe mudanças significativas em toda sua estrutura organizacional e operacional. Uma das mudanças ocorridas foi a separação

das atividades de geração, transmissão e distribuição, sendo que estas podem ser administradas por diferentes empresas. E com isso, tais empresas passaram a assumir novas responsabilidades.

Neste ambiente desregulado, os agentes geradores e compradores fazem ofertas nos leilões coordenados pelo OM. Estas ofertas podem ser complexas, contendo informações relativas aos aspectos técnicos (custo de partida, limites de rampa e mínimo tempo para ligar/desligar) dos geradores, ou simples, que agrega apenas quantidade e preço da energia que se pretende negociar no leilão. A remuneração para os participantes é baseada em regras acordadas por esses agentes e pode ser diferente em cada mercado [4]. Assim, uma estratégia de oferta é essencial para participar com sucesso nos leilões de energia elétrica [1]. De fato, a procura por uma estratégia ótima de oferta em leilões tem se tornado uma importante demanda das empresas do setor elétrico.

Em alguns mercados desregulados, tais como: California Market, New Zealand e New England Power, a responsabilidade em realizar o PD é dos agentes geradores, de modo a maximizar seu lucro individual [31]. Em geral, são direcionadas ofertas simples ao OM, que reúne todas as ofertas lançadas, agregando-as e determinando no fechamento do mercado, o *preço de liquidação do mercado*, ao qual serão pagos a todos os participantes [31],[32],[33].

O preço de liquidação é determinado pela interseção entre as curvas de oferta e demanda e pode ser observado na Figura 3.2. Nesses mercados as ofertas podem ter incluídas as restrições térmicas, ou seja, é assumido pelo operador do mercado que as decisões relativas ao PD estejam dentro de suas ofertas.

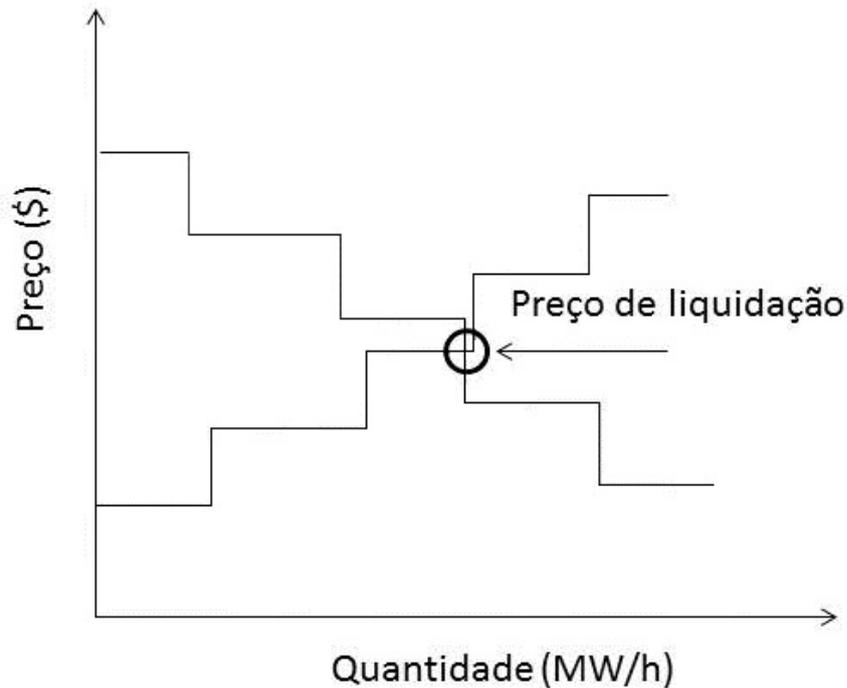


Figura 3.2: Curva de ofertas por demanda de energia. Adaptado de [4].

A execução do PDAC tem como uma de suas variáveis de entrada, a previsão de preços do mercado. Este é um importante fator para determinação da melhor programação dos geradores de um determinado agente gerador. Assim, uma determinada programação realizada pelos geradores pode não atender a demanda, se esta for a estratégia que resulte no maior lucro. Uma das características do preço de liquidação do mercado é a sua volatilidade, ou seja, a medida da variação deste preço em determinado período de tempo. Alguns fatores que promovem esta volatilidade são: a variação do preço combustível, incertezas na previsão de demanda, congestionamento na transmissão, flutuações da produção hídrica, entre outras [1]. Este trabalho de dissertação considera a previsão de preços como um problema já resolvido, sendo esta utilizada apenas como dado de entrada.

Uma das maneiras de minimizar o risco associado à variação do preço de liquidação do mercado é a realização de contratos bilaterais. Os contratos bilaterais são instrumentos acordados entre compradores e vendedores de energia e cobrem a entrega física da mesma. O preço e a quantidade de energia, assim como a duração deste contrato, são acordados entre as duas partes sem participação de uma terceira parte (exemplo: Operador do Mercado). Assim, estes contratos garantem ao Agente Gerador que uma parcela de sua produção esteja com receita fixa para o período em que este contrato estiver em

vigência. Outra garantia do contrato bilateral é dada ao agente comprador, pois sua parcela de demanda será atendida. A programação ótima dos geradores deve levar em conta os contratos bilaterais realizados por esse agente.

### 3.3.1 Formulação do problema

O problema pode ser descrito considerando-se  $N$  unidades geradoras e um referencial de preços de energia conhecido. O problema consiste em determinar o estado (ligado/desligado) e a potência de saída de todos esses geradores em cada intervalo  $t$ , a um certo período de programação  $T$ , em que os geradores irão maximizar seus lucros, sujeito a um conjunto de restrições. Matematicamente pode ser descrito como:

$$\max: \sum_{t=1}^T F(t) \quad (3.19)$$

$$F(t) = \pi(t) \cdot P_{spot}(t) + \pi_C(t) \cdot PB(t) - \sum_{n=1}^{N_G} CP(i, t) - \sum_{i=1}^{N_T} C_i \cdot (PT(i, t)) \cdot U(i, t) \quad (3.20)$$

$$P_{spot}(t) = \sum_{i=1}^{N_T} PT(i, t) \cdot U(i, t) + \sum_{j=1}^{N_H} PH(j, t) \cdot U(j, t) - PB(t) \quad (3.21)$$

Onde:

$i$  - índice dos geradores térmicos;

$j$  - índice dos geradores hidráulicos;

$N_T$  - número de geradores térmicos;

$N_H$  - número de geradores hidráulicos;

$N_G$  - número total de geradores que entraram em funcionamento;

$C_i$  - função de custo térmica:  $a_i x^2 + b_i x + c_i$  ;

$U(i, t)$  - estado (ligado ou desligado) do gerador térmico  $i$  na hora  $t$ ;

$U(j, t)$  - estado (ligado ou desligado) do gerador hidráulico  $j$  na hora  $t$ ;

$PH(j, t)$  - potência do gerador hidráulico  $j$  na hora  $t$ ;

$PB(t)$  - potência do contrato bilateral na hora  $t$ ;

$\pi(t)$  - preço da energia do mercado spot na hora  $t$ ;

$\pi_C(t)$  - preço da energia do contrato bilateral na hora  $t$ .

O termo  $\pi \cdot P_{spot}$  da Equação 3.21 corresponde a receita esperada da venda de energia no mercado spot. O termo  $\pi_C \cdot PB$  representa a receita proveniente do contrato bilateral. Os termos  $CP$  e  $C_i(PT(i, t))$  são respectivamente os custos de partida e os custos de produção dos geradores térmicos. Neste trabalho, devido a água ser um combustível com custo zero, o custo associado à produção hidráulica será negligenciado. A receita proveniente dos contratos bilaterais é constante, visto que os valores do preço e quantidade negociados são conhecidos. Fato este implica em dizer que esta receita será constante na função objetivo.

A parcela de energia no mercado spot é a diferença entre a energia total produzida na hora  $t$  e a energia já contratada pelo acordo bilateral. Esta formulação leva em conta que o agente gerador com seu portfólio, participa de um mercado híbrido, onde há transações diretas entre agentes e no mercado spot.

As restrições são descritas abaixo:

- **Restrição de mercado:** Esta restrição impõe ao agente o cumprimento do contrato bilateral realizado. Assim, a soma das potências geradas, tanto pelas termelétricas quanto pelas hidrelétricas deve ser maior ou igual a potência contratada para servir na hora  $t$  [17]. Em termos matemáticos é descrita como segue:

$$\sum PT(i, t) + \sum PH(j, t) \geq PB(t) \quad (3.22)$$

O cumprimento desta restrição é obrigatória, caso contrário, o agente gerador é obrigado a comprar energia no mercado spot para suprir seu contrato, podendo comprar a um preço alto, obtendo assim prejuízo.

- **Balanco de potência:** Dentro do contexto do problema formulado, o agente gerador não tem como restrição mandatória, o atendimento a demanda. Agora, o agente pode optar por vender ou não sua geração disponível, caso seja potencialmente mais lucrativo.

- **Outras restrições:** Com exceção da restrição de balanço de potência, as demais restrições de cunho operativo, permanecem inalteradas, pois tratam de características dos geradores.

Assim, igualmente ao PD clássico, o PDAC que é realizado objetivando a maximização do lucro do Agente Gerador, é um problema de programação inteira-mista. A primeira parte do problema a ser resolvido é o sub-problema em que se decide quais serão os geradores ligados/desligados (variáveis inteira) e a segunda parte (variáveis contínuas) calcular o montante de geração em cada hora. Neste caso, o lucro é determinado como a diferença entre a receita e o custo. Sendo as receitas os valores de venda nos mercados Bilateral e Pool, e os custos sendo a soma dos custos de partida e combustível.

## ***4 Otimização por Enxame de Partículas***

*Este capítulo aborda a técnica utilizada para solução do problema do PDAC aplicado a um sistema hidrotérmico, Otimização por Enxame de Partículas. Serão apresentados o algoritmo em sua forma canônica, seus parâmetros e sua versão para problemas discretos. Por fim, será apresentada sua aplicação no objeto de estudo desta dissertação.*

## 4.1 Introdução

Nas últimas décadas, grande atenção tem sido dada à criação de sistemas inteligentes. Estes sistemas imitam alguns dos comportamentos e aspectos sociais de animais e seres humanos, tais como: evolução, aprendizado, comunicação e adaptações impostas pela natureza. Assim, surge a Computação Natural, que envolve as áreas de pesquisa, como: Vida artificial, Redes Neurais, Computação Evolutiva e mais recentemente a Inteligência de Enxames.

A Inteligência de Enxames (*Swarm Intelligence*) é um novo campo de estudo que vem sendo amplamente pesquisado para resolver problemas de otimização, baseado em conceitos da biologia aplicados à computação. É uma técnica de inteligência artificial que emula o comportamento social coletivo e a interação entre os indivíduos de uma determinada população [44]. Dentre os algoritmos desenvolvidos com essas características, tem-se: Colônia de Formigas<sup>1</sup>, Colônia de Abelhas<sup>2</sup> e Enxame de Partículas<sup>3</sup> [51]. Uma revisão mais aprofundada sobre estes e outros métodos baseados em inteligência coletiva pode ser encontrada em [50].

A técnica de Otimização por Enxame de Partículas (OEP) foi introduzida por James Kennedy e Russel Eberhart [47], oriundo de estudos sobre o comportamento social dos pássaros. É uma técnica estocástica baseada em população, onde cada partícula do enxame é candidata à solução do problema [48],[57]. O algoritmo do OEP, assim como outras meta-heurísticas, não necessita de informação de gradientes (2ª ordem), sendo este um método de ordem zero.

A metáfora é a busca de alimento por um determinado bando de pássaros. Assim, esse grupo de pássaros sai em um determinado espaço de busca de forma aleatória, até que um desses pássaros fique mais próximo da fonte de alimento através de sua própria experiência. Na comunicação entre as partículas desse grupo, há troca de experiência de modo que, cada uma muda sua direção para a partícula que está mais próxima da fonte de comida (solução), até que o objetivo seja alcançado. Deste modo, as partículas são direcionadas à solução do problema através de sua própria experiência adquirida e da experiência adquirida pelo bando guardadas em suas memórias [47]. Essas

---

<sup>1</sup>Ant Colony

<sup>2</sup>Bee Colony

<sup>3</sup>Particle Swarm

são características da inteligência coletiva observadas pelo biólogo Frank Heppner em seus estudos [47].

O OEP vem sendo aplicado com grande sucesso em vários problemas de otimização na engenharia se comparado com outras técnicas, tais como: Algoritmos Genéticos, Recozimento Simulado, Estratégias Evolutivas, entre outras. Na seção seguinte será feita a descrição do algoritmo. A utilização desta técnica à Sistemas Elétricos de Potência, pode ser encontrada em aplicações no Pré-Despacho [19], Despacho Econômico [52], Coordenação Hidrotérmica [48], Planejamento de expansão da transmissão, Qualidade de Energia [54], etc.

## 4.2 O algoritmo OEP

O método do OEP, em particular, se destaca por sua fácil implementação, eficiência e robustez. A característica de busca global no início do processo iterativo faz com que as partículas procurem por toda região de busca, sendo que ao longo dessas iterações, essa procura torna-se local, quando ocorre a convergência final das partículas [53]. Segundo Silva [55], isso faz com que a probabilidade de encontrar o ótimo global seja maior, garantindo boa precisão do valor encontrado e uma boa exploração da região próxima ao ótimo, possibilitando uma boa representação da região de confiança das partículas.

O OEP possui um vetor de posições  $X_d = [X_{d1}, X_{d2}, \dots, X_{dD}]$  e outro de velocidade  $V_d = [V_{d1}, V_{d2}, \dots, V_{dD}]$ , onde  $D$  é a dimensão do problema. Deste modo, uma partícula  $Q$  pode ser representada como:

$$Q = (X, V). \quad (4.1)$$

Cada partícula “ $d$ ” desse enxame é candidata à solução do problema. As partículas têm associadas um valor que é avaliado individualmente e que indica a adequação da partícula como solução do problema. Além disso, essas partículas têm também associadas uma velocidade que define a direção de seu movimento. Cada partícula modifica sua velocidade levando em conta a sua melhor posição ( $P_{best}$ ) e também a melhor posição do grupo ( $G_{best}$ ), fazendo-se com que este, ao longo do tempo, alcance seu objetivo.

O algoritmo básico do OEP é descrito na Figura 4.1:

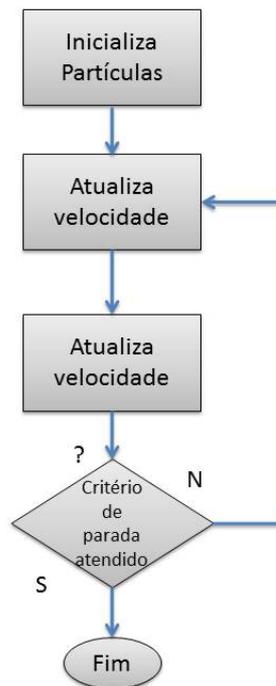


Figura 4.1: Fluxograma básico do algoritmo do OEP. Adaptado de [47].

As partículas são inicializadas aleatoriamente dentro do espaço de busca, conforme Figura 4.2.

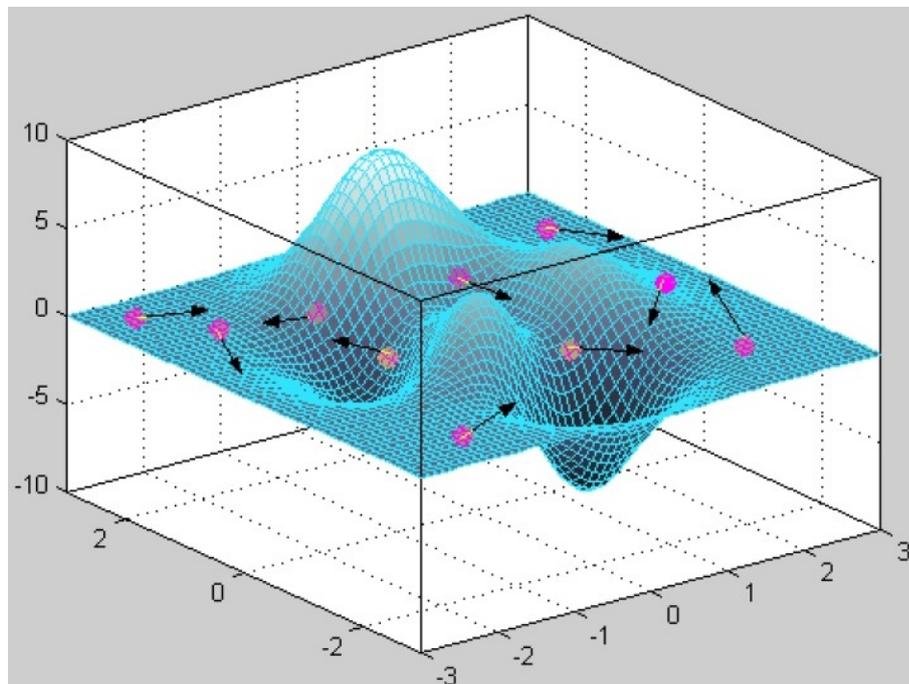


Figura 4.2: Partículas espalhadas no espaço de busca. Extraída de [46]

Logo após, dá-se início ao processo iterativo, onde as partículas irão atualizar

suas posições e velocidades de acordo com as experiências adquiridas e guardadas em suas memórias, assim como o saber adquirido pelo enxame [56]. O processo de busca e atualização da posição da partícula é mostrado na Figura 4.3

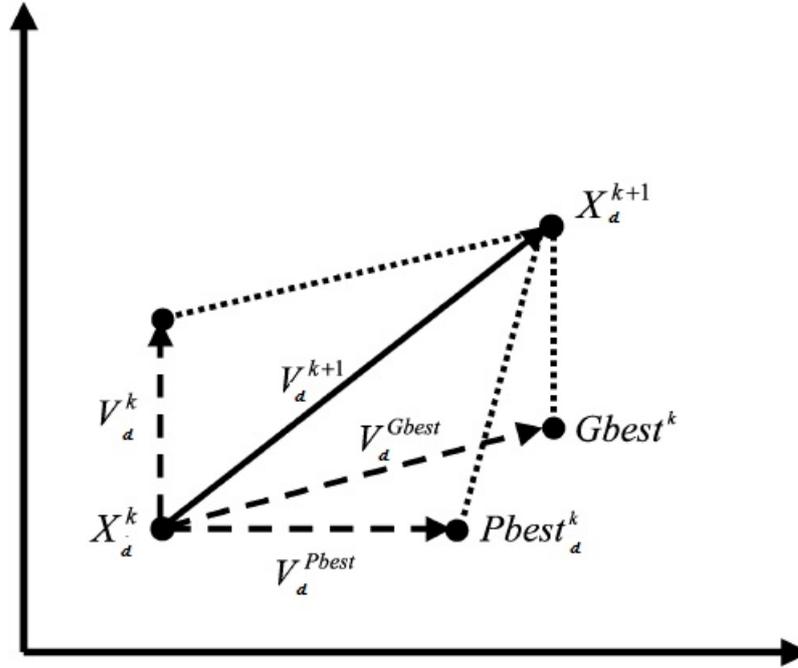


Figura 4.3: Processo de atualização da posição do algoritmo. Adaptado de [53].

A velocidade da partícula é dada na Equação 4.2.

$$V_d^k = w \cdot V_d^{k-1} + C_1 \cdot r_1 \cdot (Pbest_d^{k-1} - X_d^{k-1}) + C_2 \cdot r_2 \cdot (Gbest_d^{k-1} - X_d^{k-1}), \quad (4.2)$$

e a atualização da posição é dada por:

$$X_d^k = X_d^{k-1} + V_d^k \quad \text{para } d = 1, 2, \dots, N_{par} \quad (4.3)$$

onde:

$X_d^k$  - posição  $d$  na iteração  $k$ ;

$V_d^k$  - velocidade da partícula  $d$  na iteração  $k$ ;

$w$  - peso de inércia;

$Pbest$  - melhor posição da partícula;

$Gbest$  - melhor posição global no enxame;

$C_1, C_2$  - fatores de aprendizagem;

$r_1, r_2$  - números randômicos no intervalo  $[0,1]$ ;

$N_{par}$  - número de partículas.

Os parâmetros de confiança ( $C_1$  e  $C_2$ ) indicam o quanto as partículas confiam em si e no enxame. Estes são ajustados de acordo com o problema, pois são utilizados para a atualização do vetor velocidade [47]. Valores para estes coeficientes muito utilizados na literatura são  $C_1 = C_2 = 2$ , porém em outros trabalhos os melhores resultados foram encontrados utilizando 2,5 para ambos coeficientes [53].

O peso inercial  $w$  irá controlar a exploração da partícula no espaço de busca. Foi introduzido por Shi e Eberhart [57], onde propuseram uma variação para esse valor entre 0.9 e 0.4, onde observaram que um valor muito grande aumenta a capacidade de exploração global das partículas e um valor muito baixo facilita a exploração local. Assim, o ideal é que esse valor seja alto no começo do processo iterativo, diminuindo ao final. A função que determina esse peso é dada por 4.4:

$$w = w_{max} - \frac{(w_{max} - w_{min}) \times iter}{iter_{max}} \quad (4.4)$$

sendo  $w_{max}$  e  $w_{min}$  respectivamente o peso inercial máximo e mínimo,  $iter_{max}$  é o número de máximo de iterações e  $iter$  é a iteração atual do algoritmo.

Por fim é definido o critério de parada, sendo o critério mais utilizado na literatura, dado pelo número de máximo de iterações [56],[57]. Em resumo, o algoritmo pode ser descrito nos seguintes passos:

---

*Algoritmo OEP básico*

---

1. Inicializar a velocidade e posição de cada partícula da população aleatoriamente dentro do espaço de busca. Considerar população inicial como  $Pbest$ ;
  2. Calcular o fitness de cada partícula. Se o valor encontrado é melhor que  $Pbest$  anterior, então  $Pbest$  será igual ao novo valor encontrado;
  3. Determinar a melhor posição entre todas as partículas,  $Gbest$ ;
  4. Para cada partícula, calcular a velocidade usando a Equação 4.2;
  5. Atualizar a posição para cada partícula usando a Equação 4.3;
  6. Repetir passos 2-5 até que o critério de parada seja atendido;
  7. Fim.
- 

Outras modificações foram sugeridas melhorando a performance do OEP. Em [59], foi introduzido o fator de constrição ( $\kappa$ ) para melhorar a convergência das partículas. A Equação 4.2 pode ser reescrita, sendo descrita abaixo:

$$V_d^k = \kappa(w \cdot V_d^{k-1} + C_1 \cdot r_1 \cdot (Pbest_d^{k-1} - X_d^{k-1}) + C_2 \cdot r_2 \cdot (Gbest_d^{k-1} - X_d^{k-1})) \quad (4.5)$$

A variável  $\kappa$  pode ser calculada através da equação como segue:

$$\kappa = 2(2 - \phi - \sqrt{\phi^2 - 4\phi})^{-1} \quad \text{para } \phi = C_1 + C_2, \phi > 4. \quad (4.6)$$

O fator de constrição tem desempenho semelhante à limitação da velocidade  $v_{max}$ .

### 4.3 A versão binária do OEP

O OEP foi desenvolvido inicialmente para solução de problemas contínuos, sendo este aplicado com grande sucesso em vários problemas reportados na literatura [47], [53], [57]. A diferença entre o OEP para problemas contínuos e binários é que, a atualização da velocidade é dada em termos de probabilidade do valor da partícula  $X_d$  se tornar 1 ou 0. Com esta modificação  $X_d$  e  $Pbest$  assumem apenas valores 0 ou 1, ou seja, apenas valores binários. Por conseguinte, o valor do passo de  $V_d$  dá predisposição a

uma partícula para fazer uma escolha ou outra, determina o limite de probabilidade de mudança de posição. Se  $V_d$  tem um valor alto, a partícula é mais propensa a escolher 1, enquanto que para valores mais baixos favorece a escolha 0. Tal valor tem que ficar no intervalo  $[0,1]$ . Uma das funções que deixa os valores dentro desse intervalo é a função logística, que normalmente é utilizada com redes neurais. Assim, a função é dada como segue:

$$Pr(V_d) = \frac{1}{1 + \exp(-V_d)} \quad (4.7)$$

Em [57], os autores propuseram ainda que a velocidade da partícula para a versão binária fique dentro do intervalo  $[-V_{max}, V_{max}]$ , para que as partículas fiquem dentro do espaço de busca. Foi então considerado o valor de  $V_{max} = 4$ .

Logo após, um número é gerado aleatoriamente e deste modo  $X_d$  recebe o valor 1 se o número randômico é menor que  $Pr(V_d)$ , caso contrário recebe o valor 0. Desta forma, temos:

$$X_d = \begin{cases} 1 & \text{se } rand < Pr(V_d); \\ 0 & \text{caso contrario.} \end{cases} \quad (4.8)$$

Deste modo, a atualização da velocidade é feita da mesma forma que no OEP para problemas contínuos, através da equação 4.2.

## 4.4 OEP aplicado ao PDAC

Nesta seção são apresentados os passos do algoritmo OEP aplicado ao PDAC considerando um sistema hidrotérmico. Serão descritos o algoritmo proposto para o trabalho, a forma de representação das partículas, tratamento das restrições violadas e a função de fitness.

### 4.4.1 Representação das partículas

Neste trabalho as partículas serão representadas de duas maneiras. No primeiro caso, utilizando-se das metas energéticas para cada gerador hidráulico e substituindo assim todas as restrições hidráulicas. O algoritmo para solução utiliza as potências dos geradores

como partículas. Como este problema também envolve variáveis binárias, as partículas deverão ser compostas por uma parte contínua e outra parte discreta para representar o estado dos geradores. Para um período de programação de 24hs, as partículas são representadas na Equação 4.9.

$$X_d = \left[ \underbrace{P_1, P_2, \dots, P_T}_{\text{contínua}}, \underbrace{U_1, U_2, \dots, U_T}_{\text{binária}} \right], \quad (4.9)$$

onde  $P$  representa as potências dos geradores (hidráulicos e térmicos) e “ $U$ ” o estado (ligado/desligado) dos geradores, sendo um total de 48 valores associados a partícula. Assim, por exemplo, em um sistema com 3 usinas geradoras, num período de um dia, temos a dimensão de  $48 \times 3$  variáveis para uma partícula. De maneira geral, tem-se o valor expressão  $populacao \times num.geradores \times 48$  como dimensão do problema.

Para o segundo caso, com a representação explícita das restrições hidráulicas, as partículas serão compostas de variáveis de vazão das usinas hidráulicas e potência das usinas termelétricas. As partículas são representadas como segue:

$$X_d = \left[ \underbrace{P_{T1}, P_{T2}, \dots, q_1, q_2, \dots}_{\text{contínua}}, \underbrace{U_1, U_2, \dots, U_T}_{\text{binária}} \right], \quad (4.10)$$

em que  $PT$  representa as potências do geradores térmicos e  $q$  as vazões turbinadas ao longo do período de programação. A população inicial é gerada dentro dos limites máximo e mínimo de forma aleatória.

A manipulação de variáveis binárias e contínuas é feita de modo separado, sendo tratada primeiramente a parte contínua da partícula, e posteriormente a parte binária. Assim, primeiro são inicializadas as potências dos geradores e suas respectivas velocidades, e logo em seguida, os estados dos geradores são atualizados através da Equação 4.8. A velocidade é utilizada para atualizar tanto a parte contínua como a parte binária, obtendo uma dependência entre as duas variáveis. Imediatamente após serem computadas as variáveis binárias, se as restrições de UT e DT não forem atendidas, atualiza-se o valor estado para que esta restrição seja atendida.

### 4.4.2 Função fitness, tratamento de restrições e algoritmo

Para as restrições que forem violadas, são adicionadas penalidades à função objetivo, de forma a promover o deslocamento das partículas para o espaço de convergência. A função fitness penalizada é mostrada na Equação 4.11:

$$FIT = F - \sum_{m=1}^{N_v} (VIOL_m)^2 \times \lambda \quad (4.11)$$

onde temos  $VIOL_m$  sendo as violações ocorridas durante o processo iterativo,  $N_v$  número total de violações e  $\lambda$  o peso que será multiplicado por cada violação que surgir, sendo este peso um valor fixo da magnitude das soluções obtidas. Assim, para cada violação observada e associando-se a essa violação o fator de penalidade, irá gerar um valor que será subtraído do lucro total obtido pelo Agente Gerador. Isso forçará o algoritmo a não violar as restrições estabelecidas, procurando ficar sempre dentro dos limites impostos às partículas.

As partículas que violarem seus limites serão colocadas em seus valores máximos ou mínimos para permanecerem dentro da região factível de acordo com a seguinte equação:

$$\begin{aligned} \text{Se } X_d > X_d^{max} \quad , \text{ então } X_d &= X_d^{max}, \\ \text{Se } X_d < X_d^{min} \quad , \text{ então } X_d &= X_d^{min}. \end{aligned} \quad (4.12)$$

Para as restrições violadas de UT/DT, percorre-se os valores dos estados encontrados pelo OEP, verificando-se em cada hora se há violações, em caso afirmativo altera-se seu valor. Assim, temos o seguinte exemplo:

$$\text{Se } U^t = 0 \quad \text{e} \quad U^{t-1} = 1 \quad \text{e} \quad T^{lig} < UT, \text{ então } U^t = 1$$

O mesmo se aplica ao tempo mínimo em que os geradores devem permanecer desligados.

O algoritmo para solução do PDAC é dado nos passos mostrados a seguir:

---

*Algoritmo OEP para o PDAC*

---

1. Inicializar a posição de cada partícula da população aleatoriamente dentro do espaço de busca;
  2. Inicializar a velocidade de cada partícula aleatoriamente. Atualizar estado usando as Equações 4.7 e 4.8;
  3. Considerar população inicial como Pbest;
  4. Verificar se as restrições foram violadas. Calcular o fitness ou função de avaliação de cada partícula. (4.11);
  5. Iniciar laço do OEP e contador de iterações;
  6. Atualizar velocidade (4.2), estado e posição(4.3) da partícula;
  7. Atualizar os valores de Pbest e Gbest;
  8. Repetir passos 4, 6, 7 e 8 a cada iteração, até que a condição de parada seja atendida;
  9. Retornar valores de Gbest;
  10. Fim.
-

## 5 *Simulações e Resultados*

*Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações realizadas, bem como suas análises utilizando a Otimização por Enxame de Partículas (OEP), como técnica de solução em dois sistemas testes. São feitas análises das principais variáveis que influenciam na programação ótima dos geradores, tais como custo de partida e contratos bilaterais. No Teste 1, são consideradas as restrições hidráulicas da usina hidrelétrica de Boa Esperança. Já no Teste 2 são feitas análises em um sistema cuja as metas energéticas substituem as restrições hidráulicas.*

## 5.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados os testes realizados com a aplicação da meta-heurística OEP, para solução do PDAC. Foram realizadas simulações de dois estudos de caso com usinas que fazem parte do cenário eletro-energético brasileiro.

No **Teste 1**, o PDAC é realizado de forma a encontrar a programação ótima para o portfólio de geradores, formado por uma planta hidráulica e duas plantas térmicas, considerando todas as restrições impostas pelos subsistemas hidráulico e térmico. O **Teste 2**, considera um portfólio formado de 5 plantas hidráulicas e 2 térmicas, as restrições hidráulicas foram substituídas por uma única restrição de meta energética, deixando o problema apenas com variáveis elétricas. O intuito é avaliar o impacto desta modelagem na programação horária dos geradores. Além disso, foram realizados uma série de testes para verificar o impacto da variação de outras variáveis do problema como o custo de partida na máquina e os contratos bilaterais.

Adicionalmente foram realizados testes, variando-se alguns parâmetros do OEP quando aplicado ao PDAC. Em cada caso são descritas as considerações adotadas nesse trabalho, tais como: o período de programação; estado inicial dos geradores; previsão de preços do mercado spot e contratos bilaterais firmados. As características dos geradores são dadas no apêndice deste trabalho. Os dados das plantas foram obtidos e adaptados do programa *HydroLab*<sup>®</sup> [8][10].

Dado o caráter estocástico da metodologia utilizada e para uma avaliação mais precisa dos resultados, para cada teste, foram realizadas simulações considerando 20 execuções independentes. O número de partículas e iterações considerados foram respectivamente 50 e 1000.

O horizonte de estudo considerado foi de 1 dia dividido em intervalos de 1 hora cada. Todas as simulações realizadas foram feitas no software *Matlab*<sup>®</sup>, em um PC com 2.4GHz de processador e 4GB de memória RAM, no sistema operacional Windows XP.

## 5.2 Teste 1

Este teste considera o portfólio de um Agente composto por 3 usinas: 1 hidráulica (BE - Usina Boa Esperança) e 2 térmicas (T1 e T2), todas pertencentes ao

Sistema Interligado Nacional. Na Tabela 5.1 são mostrados a capacidade máxima de geração e o estado inicial dos geradores (número de horas em que os geradores permaneceram ligados/desligados).

Tabela 5.1: Estado dos geradores e o número de horas ligado/desligado.

Gerador	T1	T2	B. E.
Pot. Instalada(MW)	150	150	225
Estado inicial.(h)	1 (LG)	2 (DS)	3 (LG)

A Figura 5.1 apresenta a curva de preços spot previstos para cada intervalo de programação.

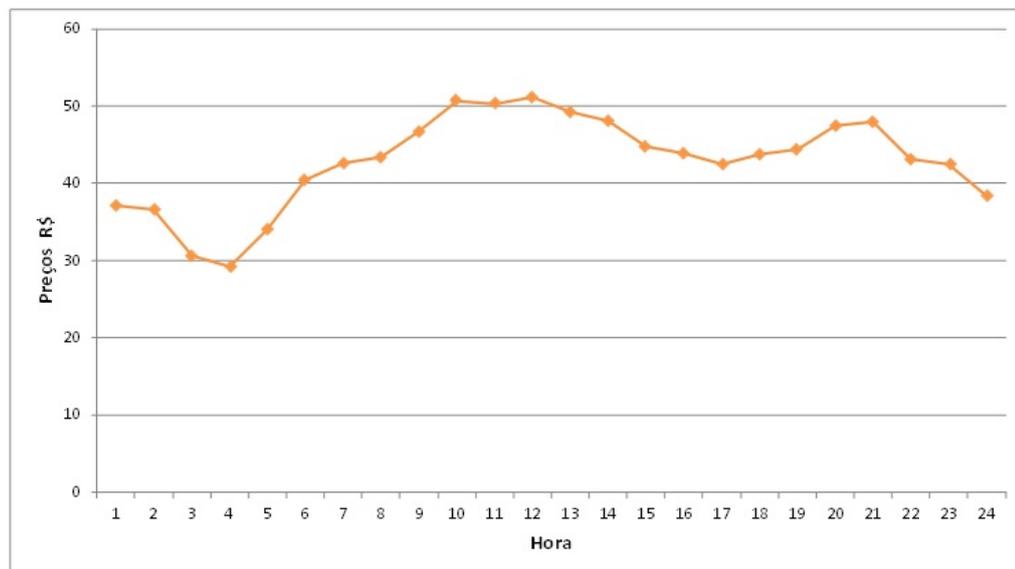


Figura 5.1: Perfil de preços para o Teste 1.

A vazão incremental é considerada constante durante todo horizonte de planejamento e igual  $y = 289 \text{ m}^3/s$ . Os valores dos custos de partida adotados são de 3,00 R\$/MW por máquina e são mostrados na Tabela 5.2. Na Figura 5.2 é mostrado o perfil da demanda de contratos bilaterais firmados para o período de programação.

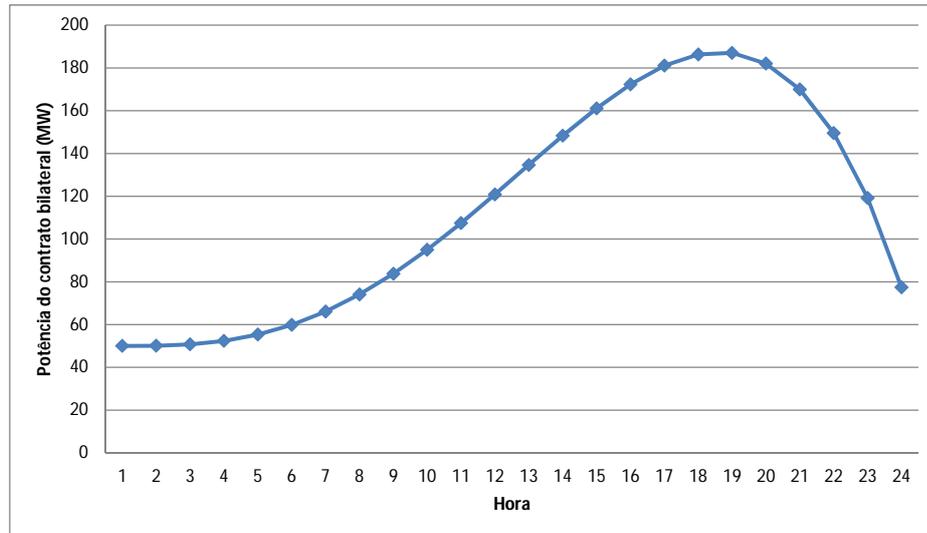


Figura 5.2: Perfil de contratos bilaterais realizados para o Teste 1.

Tabela 5.2: Custos de partida por máquina.

Usina	Custo (R\$)	Máq.
<b>B.E</b>	168,75	4
<b>T1</b>	480,00	1
<b>T2</b>	540,00	1

### 5.2.1 Teste A: Análise de parâmetros do OEP

No Teste A foram feitas análises do algoritmo, onde procurou-se verificar a influência da variação dos seus parâmetros no resultado final. Foram considerados os parâmetros  $C_1$  e  $C_2$  com valores iguais, variando-os entre  $[0,5 \ 1 \ 1,5 \ 2 \ 2,5 \ 3]$  e o peso inercial mínimo  $W_{min}$  nos valores  $[0,1 \ 0,3 \ 0,5]$ .

Na Tabela 5.3 são mostrados os resultados obtidos para vários parâmetros do algoritmo. O melhor resultado encontrado, sem considerar o custo de partida, é de R\$ 201.748,88 para o período programado, obtido com os parâmetros  $C_1, C_2 = 1$  e  $W_{min} = 0,3$ . Os resultados mostram também valores satisfatórios, observando-se que apesar dos

vários parâmetros os melhores resultados estão próximos, demonstrando qualidade nas soluções encontradas pelo algoritmo. Os valores de lucro máximo na Tabela 5.3 referem-se as melhores soluções encontrados durante as 20 (vinte) execuções em cada parâmetro. A média dos resultados e o desvio padrão são vistos na Tabela 5.3. O tempo médio gasto para cada simulação foi de 0,4s.

Tabela 5.3: Resultados encontrados no Teste A.

<b>Caso</b>	$W_{max}$	$W_{min}$	$C_1; C_2$	<b>Pop</b>	<b>Lucro máx.(R\$)</b>
1	0,9	0,1	0,5	50	194.589,33
2	0,9	0,3	0,5	50	193.800,80
3	0,9	0,5	0,5	50	196.058,65
4	0,9	0,1	1,0	50	189.588,30
5	0,9	0,3	1,0	50	201.748,88
6	0,9	0,5	1,0	50	195.938,26
7	0,9	0,1	1,5	50	194.966,21
8	0,9	0,3	1,5	50	197.219,41
9	0,9	0,5	1,5	50	196.153,35
10	0,9	0,1	2,0	50	188.390,82
11	0,9	0,3	2,0	50	189.799,50
12	0,9	0,5	2,0	50	200.324,37
13	0,9	0,1	2,5	50	189.804,75
14	0,9	0,3	2,5	50	184.506,80
15	0,9	0,5	2,5	50	196.855,55
16	0,9	0,1	3,0	50	183.083,04
17	0,9	0,3	3,0	50	189.926,62
18	0,9	0,5	3,0	50	190.995,27
<b>Média (R\$)</b>	<b>192.986,11</b>		<b>Desvio P. (R\$)</b>		<b>5.059,08</b>

Para os parâmetros em que o OEP obteve o melhor resultado, tem-se na Tabela 5.4 a melhor configuração dos estados dos geradores encontrados pelo algoritmo. O despacho das unidades pode ser visto na Figura 5.3. Observa-se que as restrições operacionais de potência dos geradores foram respeitadas, assim como as restrições de tempo mínimo para ligar/desligar. A modo de exemplo, observe-se o caso do gerador T2 que já estava duas horas desligado antes do período de estudo e necessitaria de mais duas

horas desligado antes de partir novamente. Os contratos bilaterais feitos por esse Agente Gerador foram atendidos.

Tabela 5.4: Estado ótimo das unidades geradoras para o Teste A.

<b>Hora</b>	<b>T1</b>	<b>T2</b>	<b>B.E</b>	<b>Hora</b>	<b>T1</b>	<b>T2</b>	<b>B.E</b>
<b>1</b>	1	0	1	<b>13</b>	1	1	1
<b>2</b>	1	0	1	<b>14</b>	1	1	1
<b>3</b>	1	1	1	<b>15</b>	1	1	1
<b>4</b>	1	1	1	<b>16</b>	1	1	0
<b>5</b>	1	1	1	<b>17</b>	1	1	1
<b>6</b>	1	1	1	<b>18</b>	1	1	1
<b>7</b>	1	1	1	<b>19</b>	1	1	1
<b>8</b>	1	1	1	<b>20</b>	1	1	1
<b>9</b>	1	1	1	<b>21</b>	1	1	1
<b>10</b>	1	1	1	<b>22</b>	1	1	0
<b>11</b>	1	1	0	<b>23</b>	0	1	1
<b>12</b>	1	1	1	<b>24</b>	0	1	1

Nota-se que do total gerado pelo Agente, 76% foram direcionados à venda no mercado spot, enquanto que o restante foi para suprir o contrato bilateral realizado. Assim, para esta configuração encontrada pelo OEP, 24% do lucro desse Agente já foi previamente fixado nos contratos bilaterais, garantindo uma segurança em parte de sua receita esperada, independente do que possa ocorrer nas transações feitas no mercado spot.

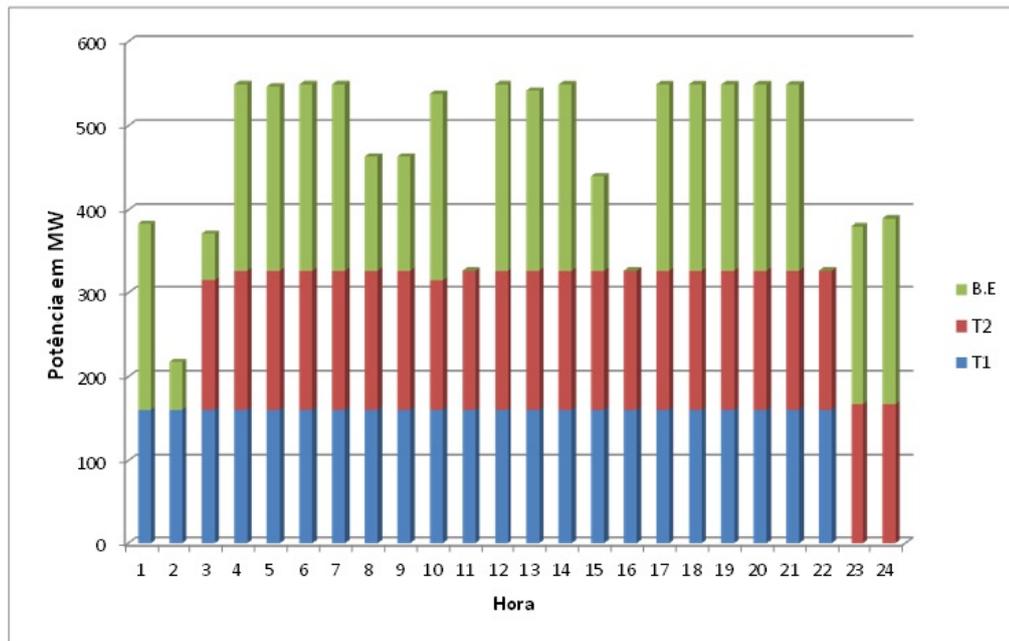


Figura 5.3: Perfil de geração do Teste A.

Na Figura 5.4, tem-se a vazão turbinada, onde mostra que a vazão ficou com valores máximos em destaque entre as horas 11 a 15hs e 17 a 21hs. Fato esse dá-se devido ao aumento do preço estimado da energia, principalmente no intervalo de 17 a 21hs em que os valores de potência do contrato bilateral são maiores.

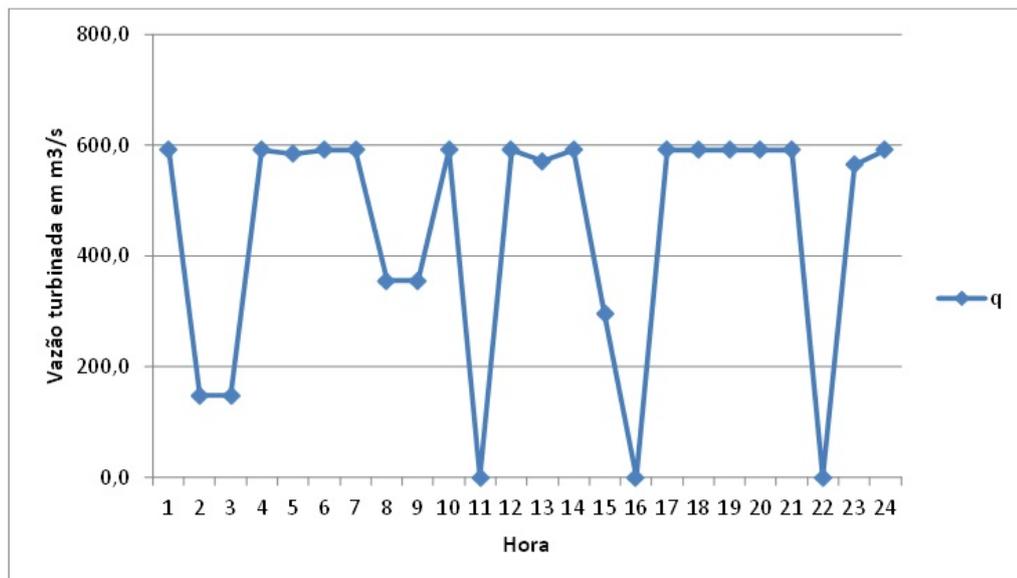


Figura 5.4: Vazão turbinada da usina de B.E.

O perfil do volume para planta hidráulica é apresentada na Figura 5.5 e comparada à solução obtida para PD (solução encontrada através software Hydrolab). Observa-

se uma semelhança entre as duas curvas. Nota-se que a solução obtida para o PDAC utilizou maior quantidade de água ao longo do horizonte de programação, onde este comportamento é reflexo do objetivo principal do PDAC que é a maximização do lucro do agente.

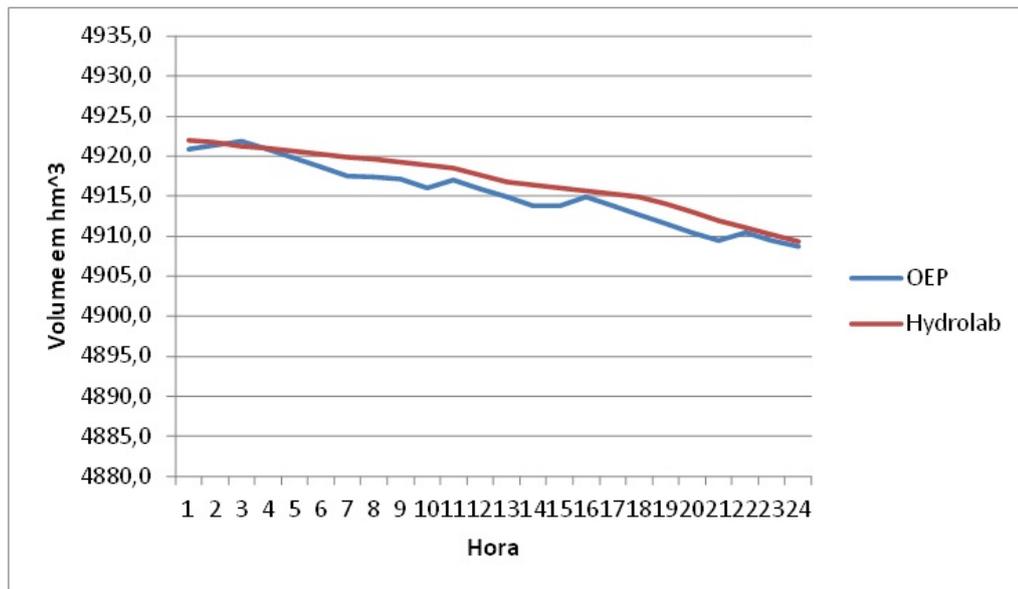


Figura 5.5: Perfis dos volumes do OEP e Hydrolab.

### 5.2.2 Teste B: Análise da influência dos custos de partida

Nesta seção a influência dos custos de partida na programação ótima dos geradores é considerada. Assim, tem-se na Tabela 5.5 os melhores resultados com relação a variação dos parâmetros do OEP, sendo o maior lucro obtido de R\$ 198.263,24. Com isso, observa-se uma diminuição esperada no lucro de 2% devido a inclusão do custo de partida quando comparado ao Teste A. Além do mais, a programação horária é afetada quando se consideram os custos de partida. Observa-se na Figura 5.7, que o OEP deixou o gerador T2 desligado, partindo-o somente na hora 7, quando o preço da energia aumentou, diferentemente do ocorrido no Teste A.

Tabela 5.5: Resultados encontrados no Teste B.

Caso	Wmax	Wmin	C1 e c2	Pop	Lucro máx. (R\$)
1	0,9	0,1	0,5	50	185.203,63
2	0,9	0,3	0,5	50	181.283,35
3	0,9	0,5	0,5	50	180.282,80
4	0,9	0,1	1	50	183.003,53
5	0,9	0,3	1	50	198.263,24
6	0,9	0,5	1	50	185.856,39
7	0,9	0,1	1,5	50	184.792,97
8	0,9	0,3	1,5	50	180.438,00
9	0,9	0,5	1,5	50	180.105,92
10	0,9	0,1	2	50	183.887,53
11	0,9	0,3	2	50	188.319,34
12	0,9	0,5	2	50	193.559,60
13	0,9	0,1	2,5	50	186.846,64
14	0,9	0,3	2,5	50	180.608,89
15	0,9	0,5	2,5	50	181.324,84
16	0,9	0,1	3	50	187.688,89
17	0,9	0,3	3	50	190.810,42
18	0,9	0,5	3	50	185.399,75
<b>Média (R\$)</b>	<b>185.426,43</b>		<b>Desvio P. (R\$)</b>	<b>4.977,27</b>	

Nota-se que não houve violação dos limites de geração durante período de programação. Pode-se verificar ainda que as restrições de UT/DT foram respeitadas.

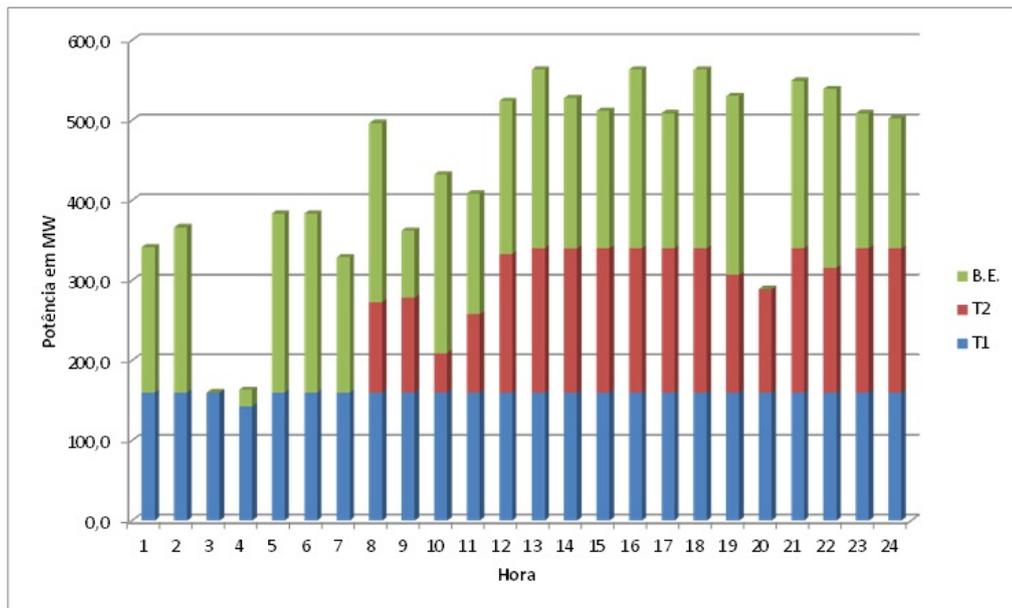


Figura 5.6: Perfil de geração do Teste B.

Verifica-se semelhança nos perfis de geração dos Teste A e Teste B, sendo que o algoritmo também atendeu a restrição de volume inicial e final imposta pela programação de médio prazo em ambos os casos, onde pode ser observado na Figura 5.7.

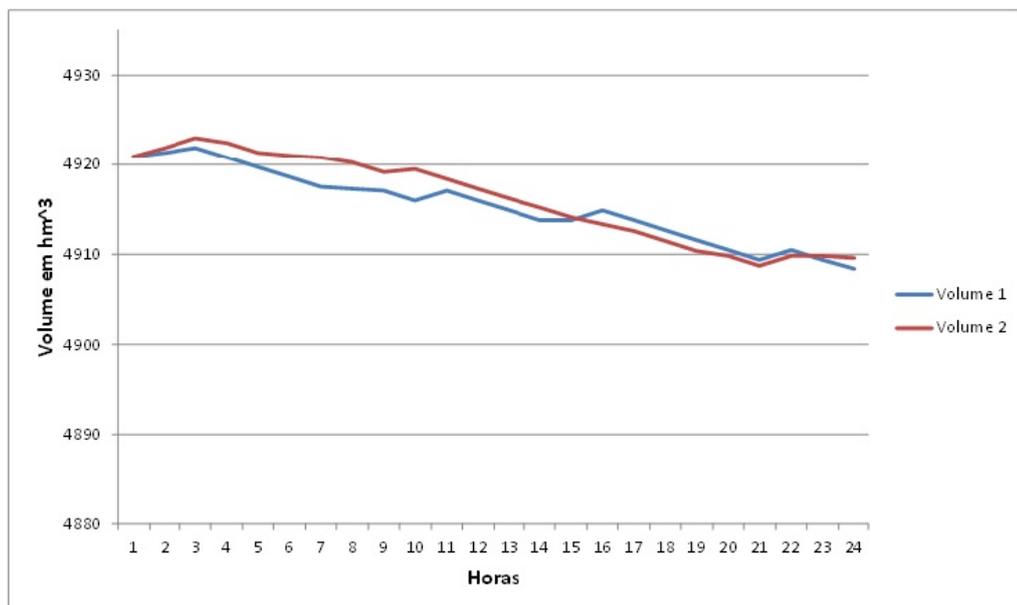


Figura 5.7: Perfil dos volumes para os Testes A(1) e B(2).

Na Figura 5.8 é mostrado que apesar das 1000 iterações consideradas como critério de parada no OEP, o algoritmo convergiu antes nos dois casos. Percebe-se que, quando inseridos os custos de partida, o OEP demorou um pouco mais a convergir, ocor-

rendo próximos das 500 iterações. O OEP obteve um tempo computacional maior no Teste B, sendo este em média 0,6s enquanto que no Teste A foi de 0,4.

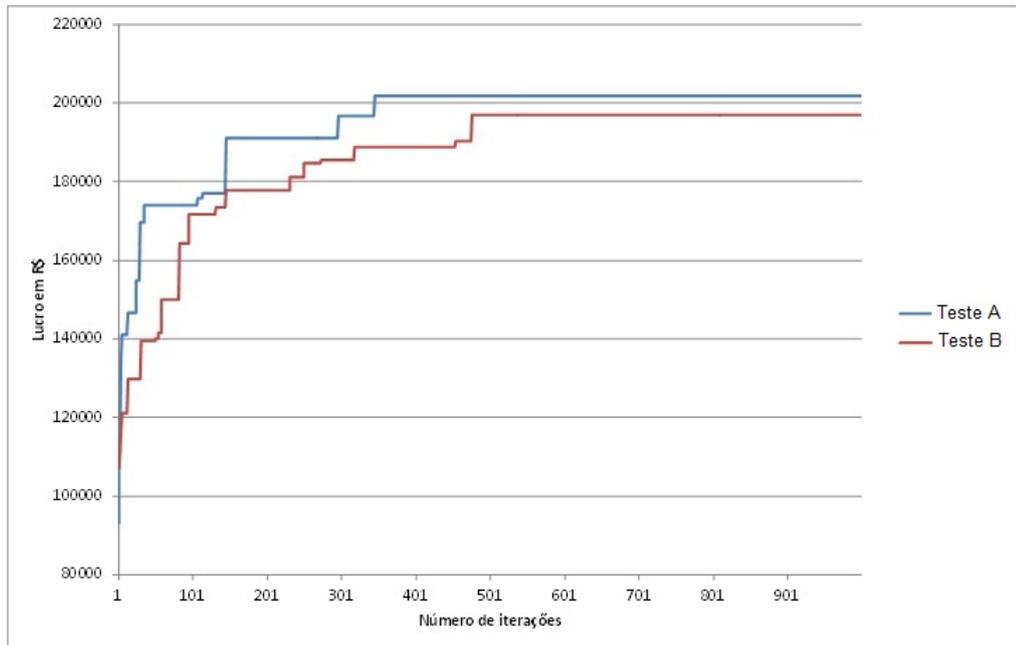


Figura 5.8: Curvas de convergência dos Testes A e B.

### 5.2.3 Teste C: Análise da variação do contrato bilateral

Nesta seção é mostrado a influência do contrato bilateral na programação diária. Assim, para este teste foi aumentado em 20% o valor do montante de carga a ser servida em cada hora no contrato bilateral, sendo que os preços continuam com os mesmos valores. Este teste considera as mesmas restrições impostas no Teste B, tendo-se apenas a variação nos contratos bilaterais.

A melhor solução encontrada pelo OEP foi de R\$ 198.202,57 para os parâmetros  $C_1 = C_2 = 1$  e  $W_{min} = 0,3$ . Há um decréscimo de 0,03% no lucro esperado quando comparado com o Teste B, que pode ser explicado pelo do aumento dos valores dos contratos bilaterais, cujo preço considerado neste trabalho é menor que o previsto no mercado spot. Do montante de potência gerada para o período programado, a porcentagem direcionada ao mercado bilateral é 25%, ou seja, subiu quando comparado com o Teste B.

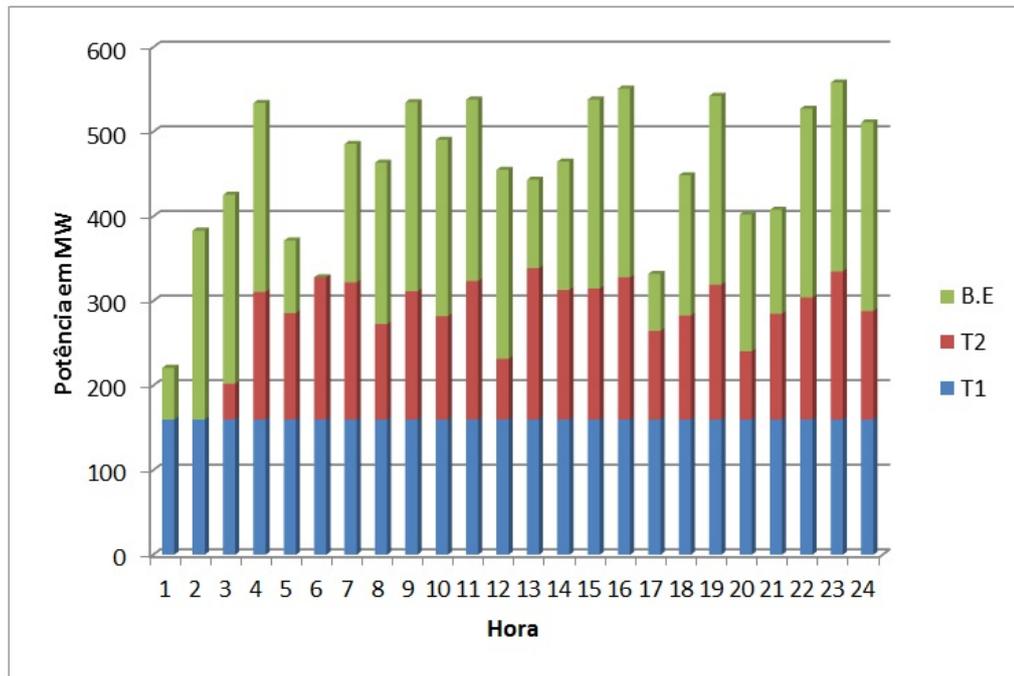


Figura 5.9: Perfil de geração do Teste C.

Na Figura 5.9 é mostrado o perfil de geração para o Teste C. Nota-se que o gerador T1 está ligado durante as 24h, com a potência de saída no seu valor máximo de geração e o gerador T2 partiu somente na hora 3, respeitando sua restrição de UT. Verifica-se ainda, o atendimento a todas as restrições impostas.

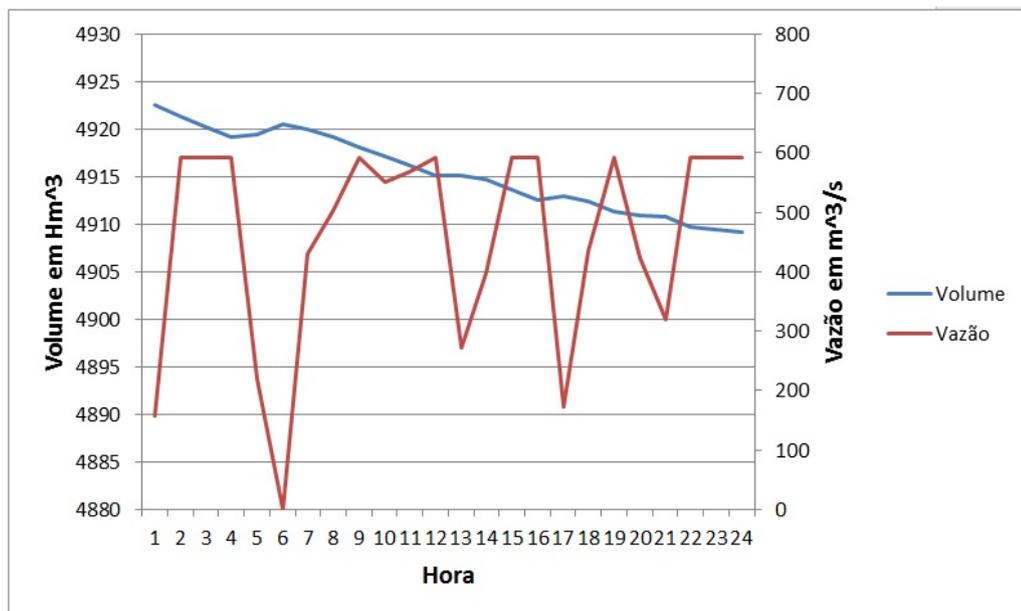


Figura 5.10: Curvas de vazão e volume do Teste C.

Pela Figura 5.10, pode-se observar que as restrições de volume e vazão não

foram violadas. A usina de B.E operou quase todo o período, sendo desligada totalmente apenas na hora 6. O volume apresenta aspecto semelhante aos testes anteriores. A variação entre o volume inicial e final é pequena devido a usina ser de reservatório e estar operando num período de curto prazo.

### 5.3 Teste 2

Este teste considera o portfólio de um Agente composto por 7 usinas: 5 hidráulicas (H1,H2,H3,H4, H5) e 2 térmicas (T1 e T2). Os dados referentes aos geradores hidráulicos e térmicos são apresentados no apêndice desta dissertação. Estes dados foram obtidos/adaptados de [8],[10].

Na Figura 5.11 é mostrada a curva de preços previstos para o período de programação. Já na Tabela 5.6 são mostrados os estados iniciais dos geradores juntamente com o número de horas que os mesmos já estão ligados ou desligados.

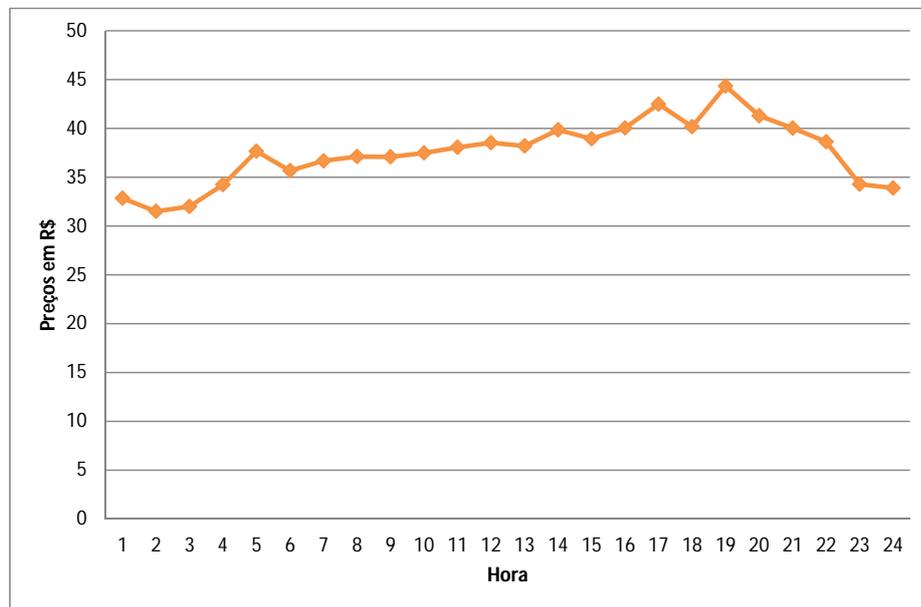


Figura 5.11: Perfil de preços para o Teste 2.

Tabela 5.6: Estado dos geradores e número de horas já ligados/desligados.

<b>Gerador</b>	<b>T1</b>	<b>T2</b>	<b>H1</b>	<b>H2</b>	<b>H3</b>	<b>H4</b>	<b>H5</b>
<b>Estado ini.(h)</b>	1(LG)	1(DS)	3(LG)	1(LG)	1(LG)	1(LG)	1(LG)

As metas energéticas e os respectivos custos de partida utilizados são dados na Tabela 5.7. Para os geradores termelétricos temos os respectivos valores de R\$450 e R\$480 por partida.

Tabela 5.7: Metas energéticas e custos de partida.

<b>Usina</b>	<b>Meta(MW)</b>	<b>Custo(R\$)</b>
<b>H1</b>	1200	326,4
<b>H2</b>	1800	420,0
<b>H3</b>	1800	394,2
<b>H4</b>	4000	792,0
<b>H5</b>	1300	293,4

O perfil dos contratos bilaterais realizados pelo Agente Gerador é mostrado na Figura 5.12. Os valores foram obtidos por uma heurística encontrada em [10]. Neste caso, também considerou-se os preços dos contratos bilaterais, sendo 80% dos valores dos preços do mercado spot.

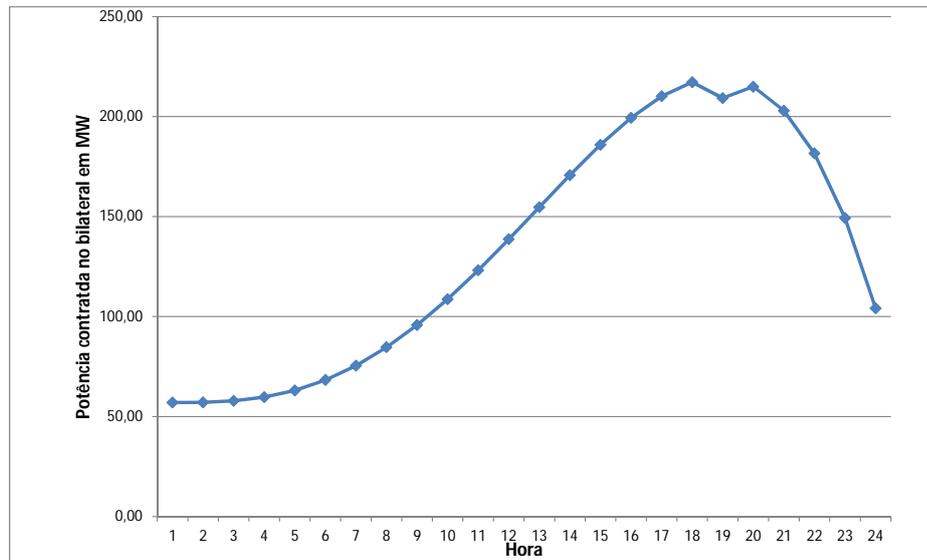


Figura 5.12: Perfil de contratos bilaterais realizados.

Para uma avaliação mais precisa dos resultados encontrados para cada teste realizado, foram feitas 20 (vinte) execuções independentes.

### 5.3.1 Teste A: Análise de parâmetros do OEP

Na Tabela 5.8 são mostrados os resultados obtidos devido a variação de alguns parâmetros do algoritmo OEP. O melhor resultado encontrado, considerando os custos de partida, é de R\$ 398.077,71 para o período programado com os parâmetros  $C_1, C_2 = 1$  e  $W_{min} = 0,5$ .

Pode-se verificar que, apesar da variação dos parâmetros, o desvio padrão entre os resultados é pequeno, mostrando qualidade nos valores encontrados pelo algoritmo. Os valores de lucro máximo na Tabela 5.8, referem-se aos melhores valores encontrados durante as várias execuções para cada parâmetro.

Tabela 5.8: Melhores resultados para o Teste A.

Caso	$W_{max}$	$W_{min}$	C1;C2	Pop	Lucro máx. (R\$)
1	0,9	0,1	0,5	50	377474,50
2	0,9	0,3	0,5	50	391925,20
3	0,9	0,5	0,5	50	385138,20
4	0,9	0,1	1,0	50	388603,00
5	0,9	0,3	1,0	50	382299,95
6	0,9	0,5	1,0	50	398077,71
7	0,9	0,1	1,5	50	390765,01
8	0,9	0,3	1,5	50	396641,72
9	0,9	0,5	1,5	50	391804,52
10	0,9	0,1	2,0	50	378933,84
11	0,9	0,3	2,0	50	386106,28
12	0,9	0,5	2,0	50	381450,98
13	0,9	0,1	2,5	50	376360,05
14	0,9	0,3	2,5	50	385315,13
15	0,9	0,5	2,5	50	385374,58
16	0,9	0,1	3,0	50	383195,56
17	0,9	0,3	3,0	50	384223,88
18	0,9	0,5	3,0	50	386902,26
<b>Média (R\$)</b>	<b>386144,00</b>		<b>Desvio P. (R\$)</b>		<b>6041,04</b>

O tempo médio gasto para cada simulação foi de 4,8 segundos. Para os parâmetros em que se obteve o melhor resultado, são mostrados a política ótima de operação para esse Agente Gerador. Os valores de estados dos geradores com seus respectivos pontos de operação podem ser vistos na Tabela 5.9. Pode-se notar que o PD foi resolvido corretamente, observando-se que os geradores T2 e T1 atenderam a restrição de tempo de ligar/desligar. Verifica-se que o gerador H1 obteve o pior rendimento, sendo sua perda hidráulica igual a 7,49%.

Tabela 5.9: Despacho ótimo do Teste A com valores expressos em MW.

<b>Hora</b>	<b>T1</b>	<b>T2</b>	<b>H1</b>	<b>H2</b>	<b>H3</b>	<b>H4</b>	<b>H5</b>
1	42,4	0,0	108,8	0,0	131,4	264,0	97,8
2	150,0	0,0	4,6	0,0	0,0	264,0	15,0
3	150,0	0,0	0,0	140,0	4,0	264,0	0,0
4	108,8	50,0	108,8	0,0	131,4	9,5	97,8
5	150,0	50,0	108,8	140,0	0,0	0,0	48,7
6	150,0	120,9	3,0	140,0	131,4	9,5	97,8
7	150,0	160,0	0,0	0,0	131,4	0,0	97,8
8	150,0	160,0	108,8	105,9	131,4	0,0	97,8
9	150,0	160,0	0,0	140,0	131,4	264,0	97,8
10	150,0	160,0	0,0	0,0	4,0	264,0	97,8
11	150,0	160,0	108,8	0,0	0,0	264,0	0,0
12	150,0	160,0	108,8	0,0	131,4	264,0	0,0
13	150,0	160,0	108,8	0,0	131,4	0,0	0,0
14	150,0	160,0	108,8	3,0	4,0	264,0	97,8
15	150,0	160,0	108,8	140,0	131,4	264,0	0,0
16	150,0	160,0	3,0	140,0	131,4	264,0	97,8
17	150,0	158,5	0,0	140,0	131,4	264,0	97,8
18	150,0	160,0	3,3	0,0	0,0	0,0	15,2
19	150,0	160,0	0,0	0,0	4,0	264,0	97,8
20	150,0	160,0	0,0	140,0	0,0	264,0	15,0
21	150,0	160,0	0,0	92,8	131,4	264,0	97,8
22	150,0	160,0	108,8	140,0	131,4	0,0	0,0
23	150,0	160,0	0,0	140,0	4,0	0,0	0,0
24	150,0	160,0	8,2	140,0	0,0	264,0	0,0
<b>Total Hidráulicas (MW)</b>			<b>1110,1</b>	<b>1741,8</b>	<b>1728,2</b>	<b>3979,0</b>	<b>1267,5</b>
<b>Perdas Hidráulicas</b>			<b>7,49%</b>	<b>3,24%</b>	<b>3,99%</b>	<b>0,53%</b>	<b>2,50%</b>

Os contratos bilaterais firmados pelo Agente Gerador foram atendidos como pode ser observado na Figura 5.13. O gerador H4 opera quase durante todo o período, sendo este o gerador com maior valor de meta energética. Percebe-se ainda na Figura 5.13 que as restrições de limites de geração também foram atendidas.

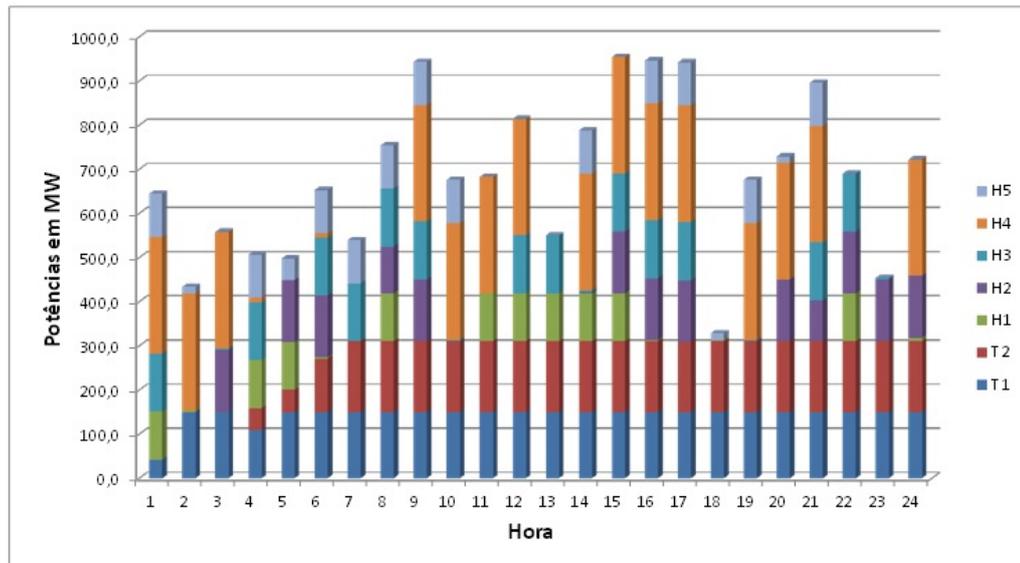


Figura 5.13: Perfil de geração do Teste A.

### 5.3.2 Teste B: Análise da influência dos custos de partida

Nesta seção, observa-se a influência dos custos de partida. Assim, retirando-se os custos de partida como restrição, os melhores resultados são mostrados na Tabela 5.10. Para este caso, o lucro foi de R\$ 410.620,54. Houve aumento de 3,05 % quando comparado ao Teste A. Por conseguinte, observa-se um aumento do número de partidas das máquinas de 14 para 17. O fato de não considerar a restrição do custo de partida, deixa o algoritmo OEP livre para ligar/desligar os geradores quantas vezes forem necessárias, se assim for encontrar a melhor política operativa. Além do mais, outro fator importante neste caso é a redução da vida útil das máquinas devido ao aumento de partidas que pode ser percebido a longo prazo.

Tabela 5.10: Melhores resultados para o Teste B.

Caso	$W_{max}$	$W_{min}$	$C_1$ e $C_2$	Pop	Lucro máx.(R\$)
1	0,9	0,1	0,5	50	391058,02
2	0,9	0,3	0,5	50	399460,32
3	0,9	0,5	0,5	50	400442,93
4	0,9	0,1	1	50	408505,70
5	0,9	0,3	1	50	404171,58
6	0,9	0,5	1	50	410620,54
7	0,9	0,1	1,5	50	391936,97
8	0,9	0,3	1,5	50	394343,06
9	0,9	0,5	1,5	50	396052,10
10	0,9	0,1	2	50	401381,06
11	0,9	0,3	2	50	394183,18
12	0,9	0,5	2	50	399575,09
13	0,9	0,1	2,5	50	404126,84
14	0,9	0,3	2,5	50	393701,85
15	0,9	0,5	2,5	50	399228,03
16	0,9	0,1	3	50	396124,86
17	0,9	0,3	3	50	390922,17
18	0,9	0,5	3	50	400294,43
<b>Média (R\$)</b>	<b>398.673,82</b>		<b>Desvio P. (R\$)</b>		<b>5.712,01</b>

A política de operação encontrada pelo OEP é apresentada na Tabela 5.11. Nota-se que o gerador H1 ficou desligado entre as horas 12 e 17, diferentemente do caso anterior. Caso fosse considerado o custo de partida e utilizando-se da mesma política operativa mostrada na 5.11, o lucro seria menor que no Teste A, já que os geradores termelétricos e hidráulicos continuariam com o mesmo estado e melhor solução já foi observada no Teste A. Este fato mostra a sensibilidade do algoritmo caso seja negligenciada alguma restrição. A porcentagem de geração destinada ao cumprimento dos contratos bilaterais foi de 19%, sendo 81% para participar do mercado spot.

Tabela 5.11: Despacho do Teste B em MW.

<b>Hora</b>	<b>T1</b>	<b>T2</b>	<b>H1</b>	<b>H2</b>	<b>H3</b>	<b>H4</b>	<b>H5</b>
1	40,0	0,0	108,8	5,2	0,0	264,0	0,0
2	150,0	0,0	0,0	0,0	131,4	264,0	15,0
3	150,0	0,0	3,0	16,3	0,0	0,0	97,8
4	150,0	0,0	108,8	140,0	0,0	0,0	15,0
5	150,0	0,0	108,8	137,0	131,4	264,0	0,0
6	150,0	160,0	0,0	140,0	131,4	0,0	0,0
7	150,0	160,0	108,8	140,0	0,0	264,0	97,8
8	150,0	160,0	108,8	140,0	131,4	264,0	97,8
9	150,0	160,0	11,4	27,2	131,4	0,0	0,0
10	150,0	160,0	11,6	3,0	131,4	264,0	97,8
11	150,0	160,0	108,8	0,0	0,0	264,0	97,8
12	150,0	160,0	0,0	0,0	131,4	264,0	97,8
13	150,0	160,0	0,0	140,0	0,0	264,0	97,8
14	150,0	160,0	0,0	140,0	131,4	264,0	0,0
15	150,0	160,0	0,0	140,0	0,0	0,0	0,0
16	150,0	160,0	0,0	140,0	131,4	264,0	0,0
17	150,0	160,0	0,0	140,0	15,9	0,0	97,8
18	150,0	160,0	108,8	0,0	131,4	0,0	0,0
19	150,0	160,0	108,8	140,0	4,0	264,0	97,8
20	150,0	160,0	0,0	0,0	0,0	264,0	0,0
21	150,0	160,0	108,8	3,0	0,0	264,0	97,8
22	150,0	160,0	0,0	0,0	131,4	254,5	82,8
23	150,0	160,0	0,0	0,0	131,4	0,0	97,8
24	150,0	160,0	108,8	140,0	131,4	0,0	97,8
<b>Total Hidráulicas (MW)</b>			1114,1	1731,7	1728,1	3950,5	1286,4
<b>Perdas Hidráulicas</b>			7,16%	3,79%	4,00%	1,24%	1,05%

Da Figura 5.14 pode-se observar que o OEP chegou ao melhor resultado acima de 700 iterações no teste B, ou seja, no intuito de minimizar o número de partidas das máquinas, o algoritmo levou mais tempo para convergir. Por outro lado, quando estes não são considerados, a convergência é atingida em torno das 500 iterações.

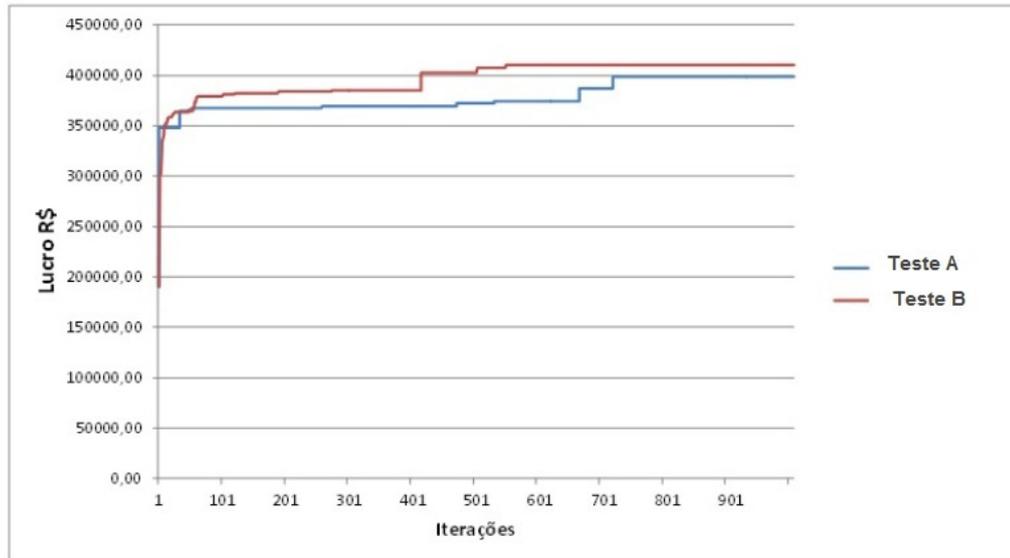


Figura 5.14: Curvas de convergência dos Testes A e B.

### 5.3.3 Teste C: Análise da variação do contrato bilateral

Neste seção a influência dos contratos bilaterais na política de operação ótima é considerada. Assim, considera-se um aumento de 20% nos contratos bilaterais existentes, sendo os custos de partida levados em conta. Para este cenário o lucro máximo esperado por esse Agente Gerador é de R\$ 393.534,8. Notou-se um decréscimo de 1,14% no lucro em relação ao Teste A, apesar do aumento dos contratos bilaterais. Isto ocorreu devido ao aumento da porcentagem de potência utilizada para cumprir o contrato bilateral ser maior e o preço ser menor que o praticado no mercado spot, sendo considerado neste trabalho igual a 80% do valor mercado spot. Tem-se agora uma participação de 24% para os contratos bilaterais e 76% no mercado spot. Porém, apesar da diminuição do lucro esperado, há uma diminuição dos riscos associados a participação nos leilões de energia.

Tabela 5.12: Melhor despacho para o Teste C em MW.

<b>Hora</b>	<b>T1</b>	<b>T2</b>	<b>H1</b>	<b>H2</b>	<b>H3</b>	<b>H4</b>	<b>H5</b>
1	150,0	0,0	108,8	48,6	131,4	264,0	97,8
2	90,8	0,0	7,1	0,0	131,4	0,0	97,8
3	150,0	0,0	108,8	140,0	131,4	0,0	0,0
4	146,6	0,0	3,0	0,0	131,4	0,0	97,8
5	150,0	0,0	0,0	3,0	4,0	264,0	97,8
6	150,0	0,0	108,8	140,0	131,4	264,0	0,0
7	150,0	0,0	108,8	0,0	0,0	264,0	0,0
8	150,0	160,0	108,8	140,0	131,4	9,5	0,0
9	150,0	156,2	8,5	140,0	0,0	9,5	97,8
10	150,0	160,0	0,0	0,0	131,4	264,0	0,0
11	150,0	160,0	108,8	140,0	131,4	264,0	0,0
12	150,0	160,0	0,0	137,0	131,4	264,0	97,8
13	150,0	146,5	0,0	140,0	0,0	9,5	15,0
14	150,0	160,0	3,0	140,0	0,0	264,0	0,0
15	150,0	160,0	0,0	140,0	0,0	264,0	97,8
16	150,0	160,0	3,0	0,0	131,4	264,0	97,8
17	150,0	153,0	108,8	0,0	0,0	264,0	82,8
18	150,0	160,0	3,0	0,0	0,0	264,0	97,8
19	150,0	160,0	108,8	0,0	131,4	0,0	97,8
20	150,0	160,0	0,0	140,0	131,4	0,0	97,8
21	150,0	160,0	105,8	0,0	0,0	264,0	0,0
22	150,0	160,0	0,0	140,0	0,0	264,0	0,0
23	150,0	160,0	4,3	140,0	11,1	264,0	97,8
24	150,0	160,0	108,8	3,0	131,4	0,0	0,0
<b>Total Hidráulicas (MW)</b>			1116,9	1731,6	1723,3	3988,5	1271,4
<b>Perdas Hidráulicas</b>			6,93%	3,80%	4,26%	0,29%	2,20%

Pode-se observar na Figura 5.15 que o perfil de geração para os casos A e C são análogos, contendo apenas uma complementação maior do gerador T2, pois os geradores hidráulicos estão limitados por suas metas energéticas e com a necessidade do cumprimento do contrato bilateral firmado, o OEP aumentou a participação do gerador

T2. Deste modo, os contratos bilaterais não influenciam muito na programação ótima dos geradores, variando apenas a receita total do Agente. O tempo médio gasto em cada simulação foi de 5,1 segundos.

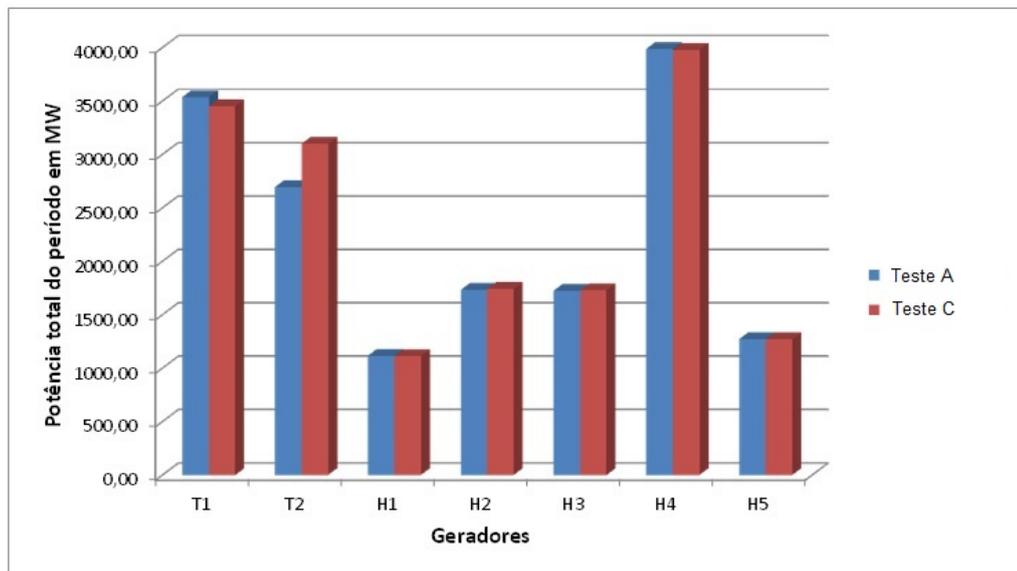


Figura 5.15: Comparação dos valores da potência total dos testes A e C.

A meta energética diminuiu a complexidade algorítmica, contornando algumas não linearidades do problema. Além do mais, como a meta é feita por um simulador de médio/longo prazo, possibilita o tratamento da usina hidrelétrica de forma isolada, independente das usinas que estão na cascata do mesmo rio, garantindo uma certa possibilidade de fazer seu despacho sem depender das usinas a montante ou jusante.

## 6 Conclusão

### 6.1 Conclusões

A abordagem proposta neste trabalho mostrou a nova tendência dos mercados, onde a execução do PD é dos Agentes Geradores. Isso traz novos desafios aos participantes, onde se introduz uma complexidade na gestão dos seus recursos. Assim, para alguns desses mercados, o PD é realizado para maximização individual do lucro e é uma das ferramentas mais requisitadas para estudos de estratégias de lances em leilão de energia. Em face a esses novos desafios impostos pelos mercados de energia, onde a competitividade é fortemente atribuída, as empresas do setor elétrico necessitam cada vez mais de ferramentas que auxiliem sua tomada de decisão, pois este torna-se um diferencial que pode ou não mantê-la dentro desse contexto.

A principal contribuição deste trabalho foi apresentar uma abordagem baseada em inteligência computacional para resolver o problema do Pré-Despacho Hidrotérmico em ambiente competitivo, levando em conta não-linearidades e restrições de várias naturezas. A ferramenta desenvolvida foca a visão do agente gerador, considerando seu posicionamento no mercado, objetivando maximizar seu retorno financeiro. Logo, deste ponto de vista, o trabalho desenvolvido pode ser considerado uma importante ferramenta de auxílio à tomada de decisão no mercado competitivo. No específico, as contribuições deste trabalho podem ser organizadas como segue:

- a) *Formulação do problema:* Diferentemente da literatura, a formulação do problema considera funções não lineares em sua formulação, entremeando variáveis binárias e contínuas. O problema mestre consiste na definição de quais geradores estarão ligados ou desligados, enquanto que o subproblema lida com a determinação do ponto de operação (despacho) de cada gerador. Tal abordagem, normalmente é feita apenas para sistemas com predominância de termelétricas, sendo aqui realizado para o portfólio de um Agente Gerador em ambiente competitivo com parque de geração com predominância hidrelétrica, tal qual é o sistema brasileiro. Outra vantagem dessa formulação é que leva em conta apenas os dados característicos dos geradores

que fazem parte do portfólio específico do Agente Gerador, utilizando a previsão de preços horários para determinação do lucro esperado. Fato este, indica que não é necessário ter informações dos geradores de outros participantes, obtendo-se no final, uma política ótima de operação com a determinação do estado e despacho que é mais rentável para o Agente no período de programação de 24hs.

- b) *Resultados obtidos:* Permitiram avaliar o comportamento ótimo de Agente Gerador diante das variações de alguns parâmetros. Nas simulações realizadas foram utilizados dados de geradores que fazem parte do portfólio de empresas do sistema energético brasileiro. Assim, foi constatado que a inclusão ou não dos custos de partida é essencial para as decisões tomadas frente ao problema da maximização dos lucros. Verificou-se que a inclusão dos custos de partida influencia não somente no lucro esperado do Agente Gerador, como também em sua política ótima de operação. Esses custos são desprezados na maioria dos trabalhos ou quando considerados, são incluídos apenas para o subsistema térmico. Outro aspecto importante está no fato de que quando estes custos não foram levados em conta, o algoritmo teve a liberdade para acionar geradores quantas vezes fossem necessárias, para aumentar o lucro esperado. Isso a longo prazo reduz a vida útil desse gerador. No que diz respeito aos contratos bilaterais, mostrou-se que estes influenciam mais no aspecto de aumento do lucro, variando pouco na programação ótima encontrada pelo algoritmo. Verificou-se que com o aumento do montante de potência já contratada no bilateral, o comportamento do OEP tende a ser dominado pelo contrato firmado, participando menos nas negociações do mercado spot.
- c) *Método de solução:* Foi desenvolvido uma versão adaptada do OEP, com tratamento diferenciado a tipo de restrições (binárias e contínuas), de forma a melhorar o desempenho do mesmo, obtendo-se bons resultados. A utilização da meta-heurística, Otimização por Enxame de Partículas, mostrou-se eficiente, adequando-se às complexidades das não-linearidades impostas pelo problema, com fácil implementação, robustez e rapidez. Implementou-se a solução considerando variáveis discretas e contínuas utilizando um algoritmo híbrido OEP clássico - binário. Os resultados encontrados pelo algoritmo foram de boa qualidade, pois mesmo com a variação dos parâmetros, todos convergiram para valores próximos. O algoritmo é competitivo, pois houve ganhos em termos de tempo computacional, apesar de não ter sido possível a comparação com a literatura.

d) A metodologia combinou dois modelos de mercados (bilateral e pool), visto que o modelo híbrido é praticado na maioria dos mercados. Além do mais, a aplicação foi realizada em um sistema hidrotérmico, onde foram consideradas restrições, tais como: tempo mínimo para ligar/desligar, limites de geração, limitações de cunho hidráulico (vazão e volume), custos de partida e restrição de mercado, tornaram o problema mais complexo, com grande quantidade de variáveis e complexidade de implementação algorítmica. A inserção da meta energética diminuiu a complexidade algorítmica encontrada pelo algoritmo, sendo este um ótimo recurso a ser aplicado para problema em grande escala, garantindo resultados satisfatórios.

## 6.2 Trabalhos Futuros

Como sugestões para trabalhos futuros, podemos citar os seguintes aspectos a incluir nesta dissertação:

- A inclusão do mercado de serviço ancilar de reserva girante;
- A inclusão do despacho ambiental, visto que uma das questões mais comentadas nos tempos atuais é a sustentabilidade;
- Baseado nas configurações ótimas expostas, configurar uma estratégia de oferta para esse Agente, levando em conta os riscos associados a estimação do preços e;
- Inclusão de geradores eólicos.

## 6.3 Artigos recorrentes dessa dissertação

- CERQUEIRA-JR, S. N., SANTOS, S. A. T. e SAAVEDRA, O. R., “*Pré-Despacho hidrotérmico em ambiente competitivo via Otimização por Enxame de Partículas*”, Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI), 2011.
- SANTOS, S. A. T., CERQUEIRA-JR, S. N., Dos SANTOS, I. S. e SAAVEDRA, O.R., “*Algoritmo Evolutivo Inspirado em Enxames para o Problema da*

---

*Programação Hidrotérmica a Curto-Prazo*”, X Congresso Brasileiro de Inteligência Computacional (CBIC),2011.

## Referências Bibliográficas

- [1] SHAHIDEPOUR, M., YAMIN, H. Y. e LI, Z., *Market operations in electric power systems: Forecasting, Scheduling and Risk Management*, Wiley, New York, 2002.
- [2] KIRSCHEN, D.S. e STRBAC, G., *Fundamentals of power system economics*, Wiley, New York, 2004.
- [3] LANDRY, J. C., *A Robust Optimization Approach to the Self-scheduling Problem Using Semidefinite Programming*, Master Thesis, University of Waterloo, Ontario, Canada, 2004.
- [4] LINO, P. R., *Esquemas competitivos em sistemas hidrotérmicos: Operação descentralizada de sistemas hidrotérmicos em ambiente de mercado*, Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2001.
- [5] AMENDOLA, A. F., *Meta-heurísticas de otimização aplicadas à coordenação hidrotérmica*, Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2007.
- [6] Dos SANTOS, I. S., *Coordenação hidrotérmica em um horizonte de médio prazo através de estratégia evolutiva baseada em matriz de covariâncias*, Monografia, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2011.
- [7] SANTOS, S. A. T., *Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos a curto prazo através de uma Meta-Heurística evolutiva baseada em modelos naturais de organização social*, Monografia, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2008.
- [8] CICOGNA, M. A., *Sistema de suporte à decisão para o planejamento e programação da operação de sistemas de energia elétrica*, Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2003.
- [9] SILVA, A. L., *Um modelo de pré-despacho para o ambiente dos novos mercados de energia*, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual Paulista, Bauru, 2010.

- [10] LUCIANO, E. J. R. , *Um modelo de unit-commitment hidrotérmico para o ambiente de Mercados de energia*, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual Paulista, Bauru, 2010.
- [11] WOOD, A. J. e WOLLENBERG, B. F., *Power, Generation, Operation and Control*, 2nd Ed., Jonh Wiley, New York, 1996.
- [12] PEREIRA, I. C. C. S. P. G., *Sistema Multi-Agente para Apoio à Negociação em Mercados de Electricidade*, Tese de Doutorado, Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro, Vila Real, Portugal, 2004.
- [13] PEREIRA-NETO, A. D., *Pré-Despacho de Potência Ativa considerando as óticas dos agentes geradores e do operador do sistema*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2008.
- [14] YAMIN, H. Y. e SHAHIDEPOUR, M., *Unit commitment using a hybrid model between Lagrangian relaxation and genetic algorithm in competitive electricity markets*, Electric Power Systems Research, pg. 83-92, 2003.
- [15] DASGUPTA, D. e MCGREGOR, D. R., *Thermal unit commitment using genetic algorithms*, IEEE Proceedings on Generation Transmission and Distribution, pg. 459-465, 1994.
- [16] GONZÁLES, J. G. e BARQUÍN, J., *Self-Unit Commitment of Thermal Units in a Competitive Electricity Market*, IEEE Proceedings on Generation Transmission and Distribution, pg. 2278-2283, 2000.
- [17] BISANOVIC, S., HAJRO, M. e DLAKIC, M., *Hydrothermal self-scheduling problem in a day- ahead electricity market*, Electric Power Systems Research, pg. 1579-1596, 2008.
- [18] LÓPEZ, M. G. M., *Programação Dinâmica para “Unit Commitment” Térmico com ou sem restrições de Rampa*, Dissertação de Mestrado, Instituto Nacional de Matemática Pura e Aplicada, Rio de Janeiro, 2007.
- [19] LOGENTHIRAN, T. e SRINIVASAN, D., *Particle Swarm Optimization for Unit Commitment Problem*, IEEE Transactions on Power Systems, pg. 642-647, 2010.

- [20] PAREDES, R. W. J., *Desenvolvimento de uma metodologia para a coordenação hidrotérmica de longo prazo em mercado competitivo*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2007.
- [21] BORGES, S. S., *Pré-Despacho de potência ativa e reativa para sistemas hidrotérmicos utilizando método dos pontos interiores e coordenadas retangulares*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2010.
- [22] CARNEIRO, A. A. F. M., *Contribuição ao planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência*, Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1991.
- [23] NILSSON, O. e SJELVGREN, D., *Hydro unit start-up costs and their impact on the short term scheduling strategies of Swedish power producers*, IEEE Transactions on Power Systems, pg. 38-44, February, 1997.
- [24] FRANCO, P. E. C., *Um modelo de Pré-Despacho diário para o planejamento da operação do sistema elétrico do Paraná*, Dissertação de mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1984.
- [25] BONTEMPO, A. P., *Despacho Econômico de Potência Considerando Restrições de Pontos Válvula e Multicombustível Através de Estratégias Evolutivas Multiprocessadas*, Monografia, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2008.
- [26] MARTINEZ, L., *Políticas de controle malha fechada e malha aberta no planejamento de operação energética de sistemas hidrotérmicos*, Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2001.
- [27] ZHU, J., *Optimization of Power System Operation*, Editora Wiley-IEEE Press, 2009.
- [28] RODRIGUEZ, Y. P. M., *Minimização do custo do serviço de potência reativa fornecido pelos geradores levando em conta a reserva de potência*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2005.
- [29] BELEDE, L., JAIN, A. e GADDAM, R. R., *Unit Commitment with nature and biologically inspired computing*, World Congress on Nature & Biologically Inspired Computing, IEEE, pg. 824-829, 2009.

- [30] Federal Regulatory Energy Commission, *www.ferc.gov*, acessado em 14 de maio de 2011.
- [31] California market, *www.caiso.com*, acessado em 14 de maio de 2011.
- [32] YAMIN, H. e SHAHIDEHPOUR, M., *Risk and profit in self-scheduling for GENCOs*, IEEE Transactions on Power Systems, pg. 2104-2106, 2004.
- [33] YUAN, X., WANG, Y., XIE, J., QI, X., NIE, H. e SU., A., *Optimal self-scheduling of hydro producer in the electricity market*, Energy Conversion and Management, Elsevier, pg. 2523-2530, 2010.
- [34] BOUZEBOUDJA, H., CHAKER, A. ALLALI, A. e NAAMA, B., *Economic dispatch solution using a real-coded genetic algorithm*, Faculty of Electrical Engineering and Informatics, 2005.
- [35] SELVAKUMAR, A. I. e THANUSHKODI, K., *A New Particle Swarm Optimization Solution to Nonconvex Economic Dispatch Problems*, IEEE Transactions on power systems, pg. 42-51, 2007.
- [36] CHAN, C. J. S., *Development of a profit maximisation unit commitment program*, Master Thesis, University of Manchester Institute of Science and Technology, Manchester, 2000.
- [37] SUDHAKARAN, M., AJAY-D-VIMAL RAJ, P., MANIKANDAN, M., MANIVANNAN, P. e RAJARAJAN, S., *Profit based Unit Commitment by Combined GA-PSO Algorithm*, Proceedings of international conference on energy and environment, pg 577-581, 2009.
- [38] MAIFELD, T. T. e SHEBLE, G. B., *Genetic-based unit commitment algorithm*, IEEE Transactions on power systems, pg. 1359-1370, 1996.
- [39] SHEBLE, G. B. e MAIFELD, T. T., *Unit commitment by genetic algorithm and expert system*, electric power systems reseach, pg. 121-121, 1994.
- [40] ZHUANG, F. e GALIANA, F.D., *Unit Commitment by Simulated Annealing*, IEEE Transactions on Power Systems, pg. 311-318, 1990.

- [41] MANTAWY, A. H., ABDEL-MAGID, Y. L. e SELIM, S., *Integrating Genetic Algorithms, Tabu Search and Simulated Annealing for the Unit Commitment Problem*, IEEE Transactions on Power Systems, pg. 65-74, 1999.
- [42] PADHY, N. P., *Unit commitment-a bibliographical survey*, IEEE Transactions on Power Systems, pg. 1196 - 1205, 2004.
- [43] YAMIN, H. Y., *Review on methods of generation scheduling in electric power systems*, Electric Power Systems Research, pg. 227-248, 2004.
- [44] Editorial *Special Issues: Swarm Intelligence*, IEEE Transactions on Evolutionary Computation, pg. 677-681, 2009.
- [45] LUENBERGER, D. e YE, Y., *Linear and Nonlinear Programming*, third ed., Springer, 1995.
- [46] MEDEIROS, J. A. C. C., *Enxame de partículas como ferramenta de otimização em problemas complexos de engenharia nuclear*, Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.
- [47] KENNEDY, J. e EBERHART, R., *Particle Swarm Optimization*, IEEE International Conference on Neural Networks, pg. 1942-1948, 1995.
- [48] BHATTACHARYA, A. e CHATTOPADHYAY, P. K., *A Modified Particle Swarm Optimization for Solving the Non-Convex Economic Dispatch*, IEEE Transaction on Power Systems, 2009.
- [49] SHI, Y. e EBERHART, R., *Empirical Study of Particle Swarm Optimization*, IEEE, pg. 1945-1950, 1999.
- [50] SERAPIÃO, A. B. S., *Fundamentos de otimização por inteligência de exames*, Revista de Controle & Automação, vol. 20, nº03, pg. 271-304, 2009.
- [51] DORIGO, M. e DI CARO, G., *Ant colony optimization: A new meta-heuristic*, IEEE Transaction on Natural Computing, pg. 1470-1477, 1999.
- [52] PARK, J.B., LEE, K.S., SHIN, J.R. e LEE, K.Y., *A particle swarm optimization for economic dispatch with nonsmooth cost functions*, IEEE Transactions on Power Systems, pg. 34-42, 2009.

- [53] HOTA, P. K., BARISAL, A. K. e CHAKRABARTI, R., *An improved PSO technique for short-term optimal hydrothermal scheduling*, Electric Power Research, pg. 1047-1053, 2009.
- [54] RABELO, R. A., BARBOSA, D., DA SILVA, I. V., OLESKOVICZ, M. e COURY, D. V., *Uma aplicação de PSO na qualidade da energia elétrica*, Congresso da Sociedade Brasileira de Computação, 2011.
- [55] DA SILVA, A. P., *Projeto ótimo de redes de trocadores de calor utilizando técnicas não determinísticas*, Tese de doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2009.
- [56] MAHOR, A., PRASAD, V. e RANGNEKAR, S., *Economic Dispatch using particle swarm optimization: A review*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, pg. 2134-2141, 2009.
- [57] SHI, Y. e EBERHART, R., *Parameter selection in particle swarm optimization*, Evolutionary Programming VII, pg. 591-600, 1998.
- [58] PARSOPOULOS, K. E. e VRAHATIS, M. N., *Particle Swarm Optimization and Intelligence: Advances and Applications*, Information Science Reference, New York, 2010.
- [59] CLERC, M. e KENNEDY, J., *The Particle Swarm: explosion, stability, and convergence in a multi-dimensional complex space*, IEEE Transactions on Evolutionary Computation, vol. 6, pg. 58-73, 2002.
- [60] OHISHI, T., *Planejamento da operação de curto prazo de sistemas hidrotérmicos predominantemente hidráulicos*, Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 1990.
- [61] <http://www.chesf.gov.br>, acessado em 12 de agosto de 2011.
- [62] CERQUEIRA-JR, S. N., SANTOS, S. A. T. e SAAVEDRA, O. R., *Pré-Despacho hidrotérmico em ambiente competitivo via Otimização por Enxame de Partículas*, Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI), 2011.
- [63] SANTOS, S. A. T., CERQUEIRA-JR, S. N., Dos SANTOS, I. S. e SAAVEDRA, O.R., *Algoritmo Evolutivo Inspirado em Enxames para o Problema da Programação Hidrotérmica a Curto-Prazo*, X Congresso Brasileiro de Inteligência Computacional (CBIC), 2011.

- 
- [64] NILSSON, O. e SJELVGREN, D., *Variable splitting applied to modeling of start-up costs in short term hydro generation scheduling*, IEEE Transactions on Power Systems, pg. 770-775, February, 1997.

## 7 Apêndice

As próximas tabelas mostram os dados utilizados para as simulações realizadas nesta dissertação.

### 7.1 A1. Dados utilizados no Teste 1.

Dados da usina hidrelétrica :

- Dados gerais. Volume ( $hm^3$ ) e potência (MW).

Tabela 7.1: Dados gerais da usina de Boa Esperança.

Usina	$PH^{max}$	$Vol_{max}$	$Vol_{min}$	$Vol_{ini}$	$Vol_{fin}$	Máq.
Boa Esperança	225,0	5085,0	3173,0	4922,0	4909,3	4

- Vazão Turbinada ( $(m^3/s)$ ), Vazão incremental ( $(m^3/s)$ ) e Produtibilidade Específica ( $MW/((m^3/s)m)$ ).

Tabela 7.2: Dados de Vazão Turbinada, Vazão incremental e Produtibilidade Específica.

$Q$	$y$	$P.E.$
592	289	0,009035

- Coeficientes da cota de montante

Tabela 7.3: Coeficientes da cota de montante de Boa Esperança.

$a_0$	$a_1$	$a_2$	$a_3$	$a_4$
2,811117e+02	7,406059e-03	-8,255947e-07	5,840687e-11	-1,606118e-15

- Coeficientes da cota de jusante

Tabela 7.4: Coeficientes da cota de jusante de Boa Esperança.

$a_0$	$a_1$	$a_2$	$a_3$	$a_4$
2,583428e+02	2,94304e-03	0,0000000	0,0000000	0,0000000

Dados das usinas termelétricas :

Tabela 7.5: Dados das usinas termelétricas.

Usina	a	b	c	$PT^{max}(MW)$	$PT^{min}(MW)$	UT(h)	DT(h)	Máq.
<b>T1</b>	0,00992	30,985	580,54	186	18,6	4	4	1
<b>T2</b>	0,0136	30,558	505,29	220	22	4	4	1

## 7.2 A2. Dados utilizados no Teste 2.

Dados das usinas hidrelétricas :

- Dados Gerais

Tabela 7.6: Dados dos geradores hidrelétricos.

Usina	b1	b2	b3	$PH^{max}(MW)$	$PH^{min}(MW)$	Máq.
<b>H1</b>	0,009636	-0,32543	4,116315	108,8	3,0	1
<b>H2</b>	0,003640	-0,12890	1,421907	140,0	3,0	1
<b>H3</b>	0,005487	-0,24378	3,905	131,4	4,0	1
<b>H4</b>	0,000666	-0,04145	1,925494	264,0	9,5	1
<b>H5</b>	0,002354	-0,13734	2,764319	97,8	15,0	1

Dados das usinas termelétricas :

Tabela 7.7: Dados das usinas termelétricas.

<b>Usina</b>	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	$PT^{max}(MW)$	$PT^{min}(MW)$	<b>UT(h)</b>	<b>DT(h)</b>	<b>Máq.</b>
<b>T1</b>	0,08	20	400	150	40	4	4	1
<b>T2</b>	0,009	30	500	160	50	4	4	1