





**Armando Matos de Oliveira**  
**Estratégia Ótima de Oferta de Preços no**  
**Mercado de Curto Prazo em Sistemas**  
**com Predominância Hidrelétrica**

Tese de Doutorado apresentada como requisito parcial para a obtenção do grau de Doutor pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico da PUC-RJ. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

**Dr. Reinaldo Castro Souza**  
**Orientador**

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-RJ

**Dr. Albert Cordeiro Geber de Melo**  
**Co-orientador**  
CEPEL

**Dr. Paulo Roberto de Holanda Sales**  
ELETROBRÁS

**Dra. Maria Elvira Piñero Maceira**  
CEPEL

**Dra. Mônica Barros**  
Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-RJ

**Dr. Marcus Theodor Schilling**  
UFF

**Dr. Marcos Azevedo da Silveira**  
Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-RJ

**Prof. Ney Augusto Dumont**  
Coordenador Setorial do Centro  
Técnico Científico – PUC-RJ

Rio de Janeiro, 5 de dezembro de 2003

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e dos orientadores.

### **Armando Matos de Oliveira**

Graduou-se em Engenharia Elétrica pela PUC-RJ em 1992. Também na PUC-RJ, obteve o título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica em 1996. Desde 2000 é professor do Departamento de Estatística da UERJ. Trabalhou na Área de Conhecimentos de Sistemas do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica de 1994 a 1999 e no Departamento de Comercialização de Energia da ELETROBRÁS em 2000 e 2001. Desde 2001 está na Área de Assuntos Regulatórios e Planejamento da El Paso Energy Internacional do Brasil.

#### Ficha Catalográfica

Oliveira, Armando Matos de

Estratégia ótima de oferta de preços no mercado de curto prazo em sistemas com predominância hidrelétrica / Armando Matos de Oliveira; orientadores: Reinaldo Castro Souza, Albert C. Geber de Melo. – Rio de Janeiro : PUC, Departamento de Engenharia Elétrica, 2003.

225 f. : il. ; 30 cm

Tese (doutorado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica.

Inclui referências bibliográficas.

1. Engenharia elétrica – Teses. 2. Mercados competitivos. 3. Curto prazo. 4. Poder de mercado. 5. Estratégia ótima de ofertas. I. Souza, Reinaldo Castro. II. Melo, Albert C. Geber de. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD: 621.3

À minha esposa, Ana.

Aos meus pais, Armando e Helena.

## Agradecimentos

- A DEUS que me proporcionou, por intermédio de meus pais, saúde, força de vontade, capacidade de discernimento, família de qualidades inexprimíveis, amigos sinceros e bons conselheiros, além de boas oportunidades.
- Aos meus orientadores e amigos, Albert Cordeiro Geber de Melo e Reinaldo Castro Souza, pela satisfação em ajudar, pela dedicação e pela excelente orientação em todas as etapas deste trabalho, o que foi de fundamental importância para a minha formação e desenvolvimento profissional.
- Aos amigos Maria Elvira Piñero Maceira e André Luiz Diniz Souto Lima, pesquisadores do CEPEL, pelo apoio prestado no decorrer deste trabalho, em especial no que se refere às alterações solicitadas no Programa DESSEM.
- Ao amigo Xisto Vieira Filho, Vice-presidente da El Paso e meu chefe, pelo apoio e pelas inúmeras discussões sobre os temas abordados nesta tese, que tanto contribuíram para o aprofundamento do trabalho.
- A alguns que cruzaram a minha trajetória e através da compreensão, incentivo, experiência e confiança, souberam orientar o meu caminho para melhores rumos e tiveram importância fundamental na concretização deste ideal. São eles: o professor da UFF, Marcus Theodor Shilling; o professor da EFEI, Armando Leite da Silva, o pesquisador do CEPEL, Boris Garbati Gorenstin, a professora da PUC-RJ, Mônica Barros, e a orientadora de minha dissertação de mestrado, Leontina M.V.G. Pinto.
- Ao amigo André Luiz Marcato, cuja tese de doutorado foi fundamental na revisão dos conceitos de programação dinâmica, aqui apresentados.
- Aos meus amigos e companheiros de trabalho na El Paso, em especial José João Garcia Couri, Ângela Barbosa Greenhalgh, Adriana Vieira, Juliana Ribas, Luciene Cantagalo e Javier Ojeda Soto, pelo apoio e pelo agradável ambiente de trabalho que me permitiu conciliar as atividades profissionais com o desenvolvimento da tese.

- Aos meus colegas do Departamento de Estatística da UERJ, pelo incentivo ao longo do desenvolvimento desta tese.
- Aos amigos da Diretoria de Engenharia da ELETROBRÁS, em particular do Departamento de Comercialização, que acompanharam as etapas iniciais do trabalho.
- A todos os amigos do CEPEL, da PUC-RJ, da UERJ e da EL PASO, que de alguma forma contribuíram para a realização de todo este trabalho.
- A todos os outros amigos que acompanharam o desenvolvimento desta tese.
- Ao CEPEL, por ter disponibilizado os Programas NEWAVE, DECOMP e DESSEM, sem os quais não teria sido possível o desenvolvimento deste trabalho.
- À PUC-RJ, pelo suporte financeiro.

## Resumo

Oliveira, Armando Matos de; Souza, Reinaldo Castro, Melo, Albert C. Geber de (Orientadores). **Estratégia Ótima de Oferta de Preços no Mercado de Curto Prazo em Sistemas com Predominância Hidrelétrica**. Rio de Janeiro, 2003. 225p. Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Em mercados onde há competição perfeita não há margem para os agentes maximizarem seus lucros através de comportamento não competitivo. Entretanto, o que se observa em mercados de energia elétrica se aproxima mais de um oligopólio do que de um mercado com competição perfeita. Se a competição não é perfeita, os agentes de geração podem tentar estabelecer estratégias de oferta de preços de forma a maximizar seus lucros.

Nesta tese investiga-se a possibilidade de estabelecer estratégias ótimas de oferta de preços no mercado de curto prazo em sistemas com predominância hidrelétrica, com ênfase no sistema brasileiro. São avaliados o estabelecimento de estratégias ótimas e o nível de poder de mercado nos dois possíveis esquemas de formação de preço utilizados em sistemas com predominância hidrelétrica. O atualmente utilizado no Brasil, denominado *tight pool*, em que preços e despachos são determinados centralizadamente através de modelos computacionais de otimização, e onde apenas os geradores termelétricos podem fazer ofertas de preços, e em um possível esquema geral de oferta de preços, onde os geradores hidrelétricos também ofertam preços.

O poder de mercado é estudado através de modelos de competição oligopolista baseados na teoria dos jogos, e através de medidas de concentração de mercado. No caso do estabelecimento de estratégias ótimas de oferta de preços, um ponto crucial é a modelagem do comportamento de oferta dos agentes competidores. Em função da inexistência de dados históricos, o comportamento de oferta dos competidores é modelado através de distribuições de probabilidade triangulares, equivalentes a funções de pertinência típicas de uma modelagem fuzzy.

Mostra-se para o sistema brasileiro que no *tight pool* a possibilidade do uso de ofertas estratégicas de preços e conseqüentemente o poder de mercado dos geradores termelétricos são bastante reduzidos. Já para um esquema geral de ofertas, o poder de mercado dos geradores hidrelétricos pode ser significativo, sendo que comportamentos agressivos podem levar o sistema a condições de suprimento críticas, se mecanismos de mitigação de poder mercado não forem estabelecidos.

**Palavras-chave:** energia elétrica; mercados competitivos; curto prazo; poder de mercado; estratégia ótima de ofertas.

## Abstract

Oliveira, Armando Matos de; Souza, Reinaldo Castro, Melo, Albert C. Geber de (Advisors). **Optimum Price Bidding Strategy in the Short-term Market of Hydro-dominated Electric Systems**. Rio de Janeiro, 2003. 225p. D.Sc. Thesis – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

In perfectly competitive markets, there are no loopholes that can be exploited by agents to maximize profit through non-competitive behavior. However, electricity markets look more like an oligopoly than perfectly competitive markets. If competition is not perfect, generation agents may try to establish optimum price bidding strategies to maximize profits. If an agent is able to increase profits through other means than reducing costs, it is said to have market power.

This thesis investigates the possibility of establishing optimum price bidding strategies in the short-term market of systems with hydroelectric predominance, with emphasis in the Brazilian system.

The possibility of establishing optimum price bidding strategies and thus market power are evaluated in the two possible price formation schemes used in hydro-dominated systems. The one currently used in Brazil, known as *tight pool*, where price are determined centrally through optimization models, and where only the thermal generators bid prices. Market power is also evaluated in a general price bidding scheme, where hydro generators also bid prices.

Market power is evaluated through an oligopoly model from game theory and through market concentration measures. In establishing optimum price bidding strategies, one crucial issue is modeling competitors's price bidding behavior. Due to the lack of historical data, the price bidding behavior of the competitors is modeled by triangular probability distributions, equivalent to some membership functions typically used in fuzzy modeling.

It is shown for the Brazilian system that in a *tight pool* scheme the market power and thus the possibility of establishing optimum bidding strategies are very limited. On the other hand, in a general price bidding scheme the market power of hydro generators may be significant and aggressive behavior may lead the system to critical supply conditions, if no market power mitigation mechanism is implemented.

**Keywords:** *electricity; competitive markets; short-run; market power; optimum bidding strategies.*

## Sumário

CAPÍTULO 1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Considerações Gerais.....	1
1.2	Oferta Estratégica de Preços e Poder de Mercado .....	6
1.3	Revisão Bibliográfica .....	7
1.4	Estrutura da Tese .....	10
CAPÍTULO 2	PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E FORMAÇÃO DO PREÇO SPOT EM UM MERCADO COMPETITIVO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	12
2.1	Introdução .....	12
2.2	Planejamento da Operação e Formação do Preço em um Sistema Termelétrico .....	12
2.3	Planejamento da Operação em um Sistema Hidrotérmico .....	14
2.4	Formulação do Problema de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos.....	17
2.5	Formação de Preço em Sistema Hidrotérmicos.....	22
2.6	Conclusão.....	25
CAPÍTULO 3	SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS.....	26
3.1	Introdução .....	26
3.2	Programação Dinâmica Estocástica.....	26
3.3	Programação Dinâmica Dual .....	38
3.4	Conclusão.....	63
CAPÍTULO 4	FORMAÇÃO DE PREÇO NO MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO.....	64
4.1	Introdução .....	64
4.2	Sistema Atual de Formação de Preço no MAE ( <i>Tight Pool</i> ).....	64
4.3	Formação de Preços no MAE baseada em Ofertas – Uma Possível Formulação.....	80
4.4	Vantagens e Limitações das Formulações Apresentadas.....	89
4.5	Conclusão.....	93
CAPÍTULO 5	CONCEITOS BÁSICOS DE TEORIA DOS JOGOS E MEDIDAS DE CONCENTRAÇÃO DE MERCADO .....	94
5.1	Introdução .....	94
5.2	Teoria dos Jogos .....	94

5.3	Exemplos Simples.....	97
5.4	Medidas de Concentração de Mercado .....	102
5.5	Conclusão.....	106
CAPÍTULO 6	ESTRATÉGIA ÓTIMA DE OFERTA DE PREÇOS.....	107
6.1	Introdução .....	107
6.2	Formulação do Problema para Termelétricas .....	107
6.3	Tratamento Determinístico .....	109
6.4	Tratamento Estocástico.....	110
6.5	Formulação do Problema para Hidrelétricas .....	120
6.6	Conclusão.....	124
CAPÍTULO 7	RESULTADOS: AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE PODER DE MERCADO NO SISTEMA BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	125
7.1	Introdução .....	125
7.2	Poder de Mercado no <i>Tight Pool</i> .....	125
7.3	Poder de Mercado no Esquema Geral de Ofertas de Preços.....	130
7.4	Aplicação de Medidas de Concentração de Mercado .....	136
7.5	Conclusão.....	139
CAPÍTULO 8	RESULTADOS: ESTRATÉGIA ÓTIMA DE OFERTA DE PREÇOS NO MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	140
8.1	Introdução .....	140
8.2	Estratégia Ótima no <i>Tight Pool</i> .....	140
8.3	Estratégia Ótima no Esquema Geral de Ofertas de Preços .....	150
8.4	Conclusão.....	173
CAPÍTULO 9	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	174
9.1	Considerações Gerais.....	174
9.2	Principais Contribuições e Conclusões.....	175
9.3	Sugestões Para Trabalhos Futuros .....	178
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	.....	179
APÊNDICE A	OUTRAS CARACTERÍSTICAS DO PROGRAMA DESSEM ..	185
APÊNDICE B	PRINCIPAIS DADOS UTILIZADOS.....	198
APÊNDICE C	GERADOR DE NÚMEROS ALEATÓRIOS COM FUNÇÃO DENSIDADE DE PROBABILIDADE TRIANGULAR.....	200

## Lista de Figuras

- Figura 2.1 – Acoplamento Temporal em Sistemas Hidrotérmicos
- Figura 2.2 – Função de Custo Imediato e Função de Custo Futuro
- Figura 2.3 – Decisão Ótima para o Uso da Água
- Figura 2.4 – Etapas Típicas do Planejamento da Operação de um Sis.Hidrotérmico
- Figura 3.1 – Representação da Geração Térmica
- Figura 3.2 – Caso Exemplo para Algoritmo de PDE
- Figura 3.3 – Aproximação da Função de Custo Futuro Construída no Estágio 3
- Figura 3.4 – Aproximação da Função de Custo Futuro Construída no Estágio 2
- Figura 3.5 – Aproximação da Função de Custo Futuro Construída no Estágio 1
- Figura 3.6 – Interpretação Geométrica da Função de Custo Futuro
- Figura 3.7 – Função de Custo Futuro PDD Utilizada na 4<sup>a</sup> Iteração
- Figura 4.1 – Interdependência entre Usinas Hidrelétricas
- Figura 4.2 – Cadeia de Modelos Computacionais
- Figura 4.3 – Representação de Subsistemas do Sistema Interligado Nacional
- Figura 4.4 – Custo Marginal de Curto Prazo para o Subsistema SE/CO
- Figura 5.1 – Sistema com Restrição de Transmissão
- Figura 5.2 – Equilíbrio de Nash com Restrição
- Figura 5.3 – Exemplo com Três Linhas
- Figura 6.1 – Algoritmo Estratégia Ótima (Caso Determinístico)
- Figura 6.2 – Algoritmo Estratégia Ótima (Caso Estocástico)
- Figura 6.3 – Algoritmo Utilidade da Receita Operacional Bruta
- Figura 6.4 – Algoritmo Equilíbrio de Nash
- Figura 6.5 – Distribuição Triangular (Geradores Termelétricos)
- Figura 6.6 – Distribuição Triangular (Geradores Hidrelétricos)
- Figura 7.1 – Preços no Subsistema SE/CO (Nível de Armazenamento Alto)
- Figura 7.2 – Preços no Subsistema NE (Nível de Armazenamento Alto)
- Figura 7.3 – Preço no Subsistema SE/CO (Nível de Armazenamento Médio)
- Figura 7.4 – Preço no Subsistema NE (Nível de Armazenamento Médio)
- Figura 7.5 – Preço no Subsistema SE/CO (Nível de Armazenamento Baixo)
- Figura 7.6 – Preço no Sistema NE (Nível de Armazenamento Baixo)
- Figura 7.7 – Equilíbrios de Nash: Nível de Concentração Atual (Nível de Contratação 0%)

- Figura 7.8 – Equilíbrios de Nash: CHESF e ELETRONORTE divididas ambas em 2 Empresas (Nível de Contratação 0%)
- Figura 7.9 – Equilíbrios de Nash: FURNAS, ITAIPU, CHESF e ELETRONORTE divididas todas em 2 Empresas (Nível de Contratação 0%)
- Figura 7.10 – Equilíbrios de Nash: Nível de Contratação de 100% (Nível de Concentração Atual)
- Figura 7.11 – Equilíbrios de Nash: Nível de Contratação de 50% (Nível de Concentração Atual)
- Figura 8.1 – Modelagem do Comportamento dos Geradores Termelétricos
- Figura 8.2 – Variação da Receita Operacional Bruta – Angra II (Nível de Armazenamento Alto)
- Figura 8.3 – Zoom da Variação da Receita Operacional Bruta – Angra II (Nível de Armazenamento Alto)
- Figura 8.4 – Valor Esperado do Preço Spot – Angra II (Nível de Armazenamento Alto)
- Figura 8.5 – Variação da Receita Operacional Bruta – Angra II (Nível de Armazenamento Médio)
- Figura 8.6 – Zoom da Variação da Receita Operacional Bruta – Angra II (Nível de Armazenamento Médio) Figura 8.7 – Valor Esperado do Preço Spot – Angra II (Nível de Armazenamento Médio)
- Figura 8.7 – Valor Esperado do Preço Spot – Angra II (Nível de Armazenamento Médio)
- Figura 8.8 – Variação da Receita Operacional Bruta – Angra II (Nível de Armazenamento Baixo)
- Figura 8.9 – Zoom da Variação da Receita Operacional Bruta – Angra II (Nível de Armazenamento Baixo)
- Figura 8.10 – Valor Esperado do Preço Spot – Angra II (Nível de Armazenamento Baixo)
- Figura 8.11 – Variação da Receita Operacional Bruta – Conjunto de Térmicas do SE/CO (Nível de Armazenamento Baixo)
- Figura 8.12 – Zoom da Variação da Receita Operacional Bruta – Conjunto de Térmicas do SE/CO (Nível de Armazenamento Baixo)
- Figura 8.13 – Valor Esperado do Preço Spot – Conjunto de Térmicas do SE/CO (Nível de Armazenamento Baixo)

- Figura 8.14 – Modelagem do Comportamento dos Geradores Termelétricos e Hidrelétricos
- Figura 8.15 – Ofertas de Preço Ótimas – CHESF (Aversão a Risco = 0,5 / Nível de Armazenamento Alto / Contratação 0%)
- Figura 8.16 – Valor Esperado da Receita Operacional Bruta – CHESF (Aversão a Risco = 0,5 / Nível de Armazenamento Alto / Contratação 0%)
- Figura 8.17 – Ofertas de Preço Ótimas – CHESF (Aversão a Risco = 0 / Nível de Armazenamento Alto / Contratação 0%)
- Figura 8.18 – Valor Esperado da Receita Operacional Bruta – CHESF (Aversão a Risco = 0 / Nível de Armazenamento Alto / Contratação 0%)
- Figura 8.19 – Ofertas de Preço Ótimas – CHESF (Aversão a Risco = 0,5 / Nível de Armazenamento Médio / Contratação 0%)
- Figura 8.20 – Ofertas de Preço Ótimas – CHESF (Aversão a Risco = 0,5 / Nível de Armazenamento Baixo / Contratação 0%)
- Figura 8.21 – Valor Esperado da Receita Operacional Bruta – CHESF (Aversão a Risco = 0,5 / Nível de Armazenamento Baixo / Contratação 0%)
- Figura 8.22 – Ofertas de Preço Ótimas – CHESF (Aversão a Risco = 0 / Nível de Armazenamento Baixo / Contratação 0%)
- Figura 8.23 – Ofertas Ótimas – CHESF – Maximização Receita Imediata (Aversão a Risco = 0,5 / Nível de Armazenamento Baixo / Contratação 0%)
- Figura 8.24 – V.Esperado Receita – CHESF – Maximização Receita Imediata (Aversão a Risco = 0,5 / Nível de Armazenamento Baixo / Contratação 0%)
- Figura 8.25 – Ofertas de Preço Ótimas – CHESF (Aversão a Risco = 0,5 / Nível de Armazenamento Alto / Contratação 95%)
- Figura 8.26 – Valor Esperado da Receita Operacional Bruta – CHESF (Aversão a Risco = 0,5 / Nível de Armazenamento Alto / Contratação 95%)
- Figura 8.27 – Ofertas de Preço Ótimas – CHESF (Aversão a Risco = 0,5 / Nível de Armazenamento Baixo / Contratação 95%)
- Figura 8.28 – Valor Esperado da Receita Operacional Bruta – CHESF (Aversão a Risco = 0,5 / Nível de Armazenamento Baixo / Contratação 95%)
- Figura 8.29 – Ofertas de Preço Ótimas – FURNAS (Aversão a Risco = 0,5 / Nível de Armazenamento Alto / Contratação 0%)

- Figura 8.30 – Valor Esperado da Receita Operacional Bruta – FURNAS (Aversão a Risco = 0,5 / Nível de Armazenamento Alto / Contratação 0%)
- Figura 8.31 – Ofertas de Preço Ótimas – FURNAS (Aversão a Risco = 0 / Nível de Armazenamento Alto / Contratação 0%)
- Figura 8.32 – Ofertas de Preço Ótimas – FURNAS (Aversão a Risco = 0,5 / Nível de Armazenamento Médio / Contratação 0%)
- Figura 8.33 – Ofertas de Preço Ótimas – FURNAS (Aversão a Risco = 0,5 / Nível de Armazenamento Baixo / Contratação 0%)
- Figura 8.34 – Valor Esperado da Receita Operacional Bruta – FURNAS (Aversão a Risco = 0,5 / Nível de Armazenamento Baixo / Contratação 0%)
- Figura 8.35 – Oferta Ótima – FURNAS – Maximização Receita Imediata (Aversão a Risco = 0,5 / Nível de Armazenamento Baixo / Contratação 0%)
- Figura 8.36 – V.Esperado da Receita – FURNAS – Maximização R.Imediata (Aversão a Risco = 0,5 / Nível de Armazenamento Baixo / Contratação 0%)
- Figura 8.37 – Ofertas de Preço Ótimas – ANGRA II (Aversão a Risco = 0,5 / Nível de Armazenamento Baixo / Contratação 0%)
- Figura 8.38 – Valor Esperado da Receita Operacional Bruta – ANGRA II (Aversão a Risco = 0,5 / Nível de Armazenamento Baixo / Contratação 0%)
- Figura 8.39 – Ofertas de Preço Ótimas – ANGRAII (Aversão a Risco = 0 / Nível de Armazenamento Baixo / Contratação 0%)
- Figura 8.40 – Valor Esperado da Receita Operacional Bruta – ANGRA II (Aversão a Risco = 0 / Nível de Armazenamento Baixo / Contratação 0%)

## Lista de Tabelas

Tabela 3.1 – Dados das Usinas Térmicas

Tabela 3.2 – Dados da Usina Hidrelétrica

Tabela 3.3 – Cenários de Afluências por Estágio ao Reservatório

Tabela 3.4 – Discretização do Reservatório

Tabela 3.5 – Decisões Térmicas Caso Exemplo de PDE

Tabela 3.6 – Resultados do Cálculo Recursivo por PDE no Terceiro Estágio

Tabela 3.7 – Decisões térmicas no Estágio 2

Tabela 3.8 – Resultados do Cálculo Recursivo por PDE no Segundo Estágio

Tabela 3.9 – Resultados do Cálculo Recursivo por PDE no Primeiro Estágio

Tabela 3.10 – Resumo da Convergência do Processo Iterativo da PDD

Tabela 4.1 – Dados dos Geradores Hidrelétricos

Tabela 4.2 – Dados dos Geradores Térmicos

Tabela 4.3 – Dados Sistêmicos

Tabela 4.4 – Despacho - Tight Pool

Tabela 4.5 – Contabilização MAE - Tight Pool

Tabela 4.6 – Alocação de Energia Afluente e Crédito de Energia

Tabela 4.7 – Ofertas de Preços

Tabela 4.8 – Despacho por Oferta

Tabela 4.9 – Direitos de Armazenamento para o Próximo Período

Tabela 4.10 – Desacoplamento entre Despachos Físico e Comercial

Tabela 4.11 – Contabilização MAE – Esquema de Ofertas de Preços

Tabela 5.1 – Classificação Típica de Mercados

Tabela 5.2 – Exemplo Simples (CN x HHI)

Tabela 6.1 – Medidas de Concentração no Tight Pool para Alternativa (a)

Tabela 6.2 – Medidas de Concentração no Tight Pool para Alternativa (b)

Tabela 6.3 – Medidas de Concentração no Modelo de Oferta de Preços

Tabela 8.1 – Valor da Água por Calculado com o DESSEM (R\$/MWh)

## Lista de Abreviaturas e Símbolos

MAE	Mercado Atacadista de Energia
NOS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
SE/CO	Subsistema Sudeste / Centro-Oeste
S	Subsistema S
NE	Subsistema Nordeste
N	Subsistema Norte
Z	custo total de operação
NT	número de unidades termelétricas no sistema
NT <sub>s</sub>	número de unidades termelétricas no subsistema s
NH	número de usinas hidrelétricas no sistema
NH <sub>s</sub>	número de usinas hidrelétricas no subsistema s
T	horizonte de estudo da operação
p <sub>i</sub>	preço ofertado pela i-ésima unidade termelétrica
p <sub>is</sub>	preço ofertado pela i-ésima unidade termelétrica do subsistema s
p <sub>j</sub>	preço ofertado pela j-ésima unidade hidrelétrica
p <sub>js</sub>	preço ofertado pela j-ésima unidade hidrelétrica do subsistema s
c <sub>i</sub>	custo de operação da i-ésima usina termelétrica do sistema
c <sub>is</sub>	custo de operação da i-ésima usina termelétrica do subsistema s
G <sub>i</sub>	despacho da i-ésima unidade termelétrica
G <sub>j</sub>	despacho da j-ésima unidade hidrelétrica
c <sub>def</sub>	custo de déficit do sistema

$c_{\text{def } s}$	custo de déficit do subsistema $s$
$\text{Def}$	déficit de energia no sistema
$\text{Def}^t$	déficit de energia no sistema no estágio $t$
$\text{Def}_s^t$	déficit de energia no subsistema $s$ no estágio $t$
$D$	carga a ser atendida no sistema
$D^t$	carga a ser suprida no estágio $t$
$D_s^t$	carga a ser suprida no subsistema $s$ no estágio $t$
$G_i^{\text{min}}$	geração mínima da $i$ -ésima unidade termelétrica
$G_i^{\text{max}}$	geração máxima da $i$ -ésima unidade termelétrica
$G_i^t$	despacho da $i$ -ésima usina termelétrica do sistema no estágio $t$
$G_{is}^t$	despacho da $i$ -ésima usina termelétrica do subsistema $s$ no estágio $t$
$\rho_j$	coeficiente de produção ( $\text{MWh}/\text{hm}^3$ ) da $j$ -ésima usina hidrelétrica do sistema
$\rho_{js}$	coeficiente de produção ( $\text{MWh}/\text{hm}^3$ ) da $j$ -ésima usina hidrelétrica do subsistema $s$
$u_j^t$	volume turbinado pela $j$ -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio $t$
$u_{js}^t$	volume turbinado pela $j$ -ésima usina hidrelétrica do subsistema $s$ no estágio $t$
$V_j^t$	volume armazenado no reservatório da $j$ -ésima usina hidrelétrica no início do estágio $t$
$V_{js}^t$	volume armazenado no reservatório da $j$ -ésima usina hidrelétrica no subsistema $s$ no início do estágio $t$
$V_j^{t+1}$	volume armazenado no reservatório da $j$ -ésima usina hidrelétrica no final do estágio $t$ (início do estágio $t+1$ )

$V_{js}^{t+1}$	volume armazenado no reservatório da j-ésima usina hidrelétrica no subsistema s final do estágio t (início do estágio t+1)
$s_j^t$	volume vertido pela j-ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t
$s_{js}^t$	volume vertido pela j-ésima usina hidrelétrica do subsistema s no estágio t
$a_j^t$	afluência incremental que chega a j-ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t
$a_{js}^t$	afluência incremental que chega a j-ésima usina hidrelétrica do subsistema s no estágio t
$m \in U(j)$	conjunto de usinas hidrelétricas a montante da j-ésima usina hidrelétrica do sistema
$m \in U_s(j)$	conjunto de usinas hidrelétricas a montante da j-ésima usina hidrelétrica do subsistema s
$V_j^{\min}$	limite mínimo de armazenamento do reservatório da j-ésima usina hidrelétrica do sistema
$V_{js}^{\min}$	limite mínimo de armazenamento do reservatório da j-ésima usina hidrelétrica do subsistema s
$V_j^{\max}$	limite máximo de armazenamento do reservatório da j-ésima usina hidrelétrica do sistema
$V_{js}^{\max}$	limite máximo de armazenamento do reservatório da j-ésima usina hidrelétrica do subsistema s
$u_j^{\min}$	limite inferior para o volume turbinado pela j-ésima usina hidrelétrica do sistema
$u_{js}^{\min}$	limite inferior para o volume turbinado pela j-ésima usina hidrelétrica do subsistema s
$u_j^{\max}$	limite superior para o volume turbinado pela j-ésima usina hidrelétrica do sistema
$u_{js}^{\max}$	limite superior para o volume turbinado pela j-ésima usina hidrelétrica do subsistema s
$G_{is}^{\min}$	despacho mínimo da i-ésima usina termelétrica do subsistema s
$G_{is}^{\max}$	despacho máximo da i-ésima usina termelétrica do subsistema s

$G_j^{\min}$	despacho mínimo da j-ésima usina hidrelétrica do sistema
$G_{js}^{\min}$	despacho mínimo da j-ésima usina hidrelétrica do subsistema s
$G_j^{\max}$	despacho máximo da i-ésima usina hidrelétrica do sistema
$G_{js}^{\max}$	despacho máximo da i-ésima usina hidrelétrica do subsistema s
$F_{ls}$	fluxo entre os subsistemas l e s
$F_{ls}^{\max}$	fluxo máximo entre os subsistemas l e s
$\Omega_s$	conjunto de subsistemas conectados ao subsistema s
FCF	função de custo futuro
FCI	função de custo imediato
$\beta$	taxa de desconto utilizada para valorar adequadamente o dinheiro no tempo
$E[.]$	operador valor esperado
$X_t$	estado do sistema no estágio t - composto pelo vetor com os volumes iniciais de cada usina hidrelétrica e pelos vetores de vazões afluentes incrementais à cada usina hidrelétrica nos estágios anteriores
$VA_t$	vetor com os volumes iniciais de cada usina hidrelétrica no estágio t
$U_t$	decisão operativa no estágio t - dado pelos vetores correspondentes aos volumes turbinados e vertidos pelas usinas hidrelétricas
$C_t(U_t)$	custo imediato associado à decisão $U_t$
$\alpha_t(X_t)$	custo futuro associado à decisão $U_{t-1}$
FATOR <sub>t</sub>	fator responsável pela transformação de m <sup>3</sup> /s em hm <sup>3</sup> /mês no estágio t
PDE	Programação Dinâmica Estocástica
$CE^i$	crédito de energia do MRE para uma usina i
$EA^i$	energia assegurada da usina i

$EAT_{MRE}$	energia assegurada total do MRE
$EGT_{MRE}$	energia gerada total do MRE
$RC^i$	receita de contrato da usina i
$R_{MAE}^i$	liquidação no MAE da usina i
$R_{MRE}^i$	liquidação no MRE da usina i
$EC^i$	energia contratada da usina i
$PC^i$	preço de venda contratado da usina i
$P_s$	preço spot
$EG^i$	energia gerada pela usina i
$C_{MRE}$	custo imediato de geração hidrelétrica (definido ANEEL e que cobre basicamente os custos de O&M das usinas hidrelétricas)
$I$	número de jogadores em um jogo
$U_i(\cdot)$	utilidade (pagamentos ou bem estar) do jogador i
$E^i$	Estratégia do jogador i
$E^{-i}$	estratégias (melhores respostas) dos outros jogadores
$E^{-i'}$	conjunto das estratégias do jogador i, excetuando $E^i$
$C_N$	índice de concentração para as primeiras N empresas
$Q_i$	Referência para o calculo da participação da empresa i no mercado
HHI	índice de Herfindhal-Hirschman
$RB_h^i$	receita operacional bruta (sem o pagamento de impostos) de uma usina termelétrica i no período de contabilização h
$RB_h^j$	receita operacional bruta (sem o pagamento de impostos) de uma usina hidrelétrica j no período de contabilização h
RBF	receita operacional bruta de uma usina hidrelétrica
$RC_h^i$	receita de contrato de uma usina termelétrica i no período de contabilização h

$RC_h^j$	receita de contrato de uma usina hidrelétrica j no período de contabilização h
$RMAE_h^i$	liquidação no MAE de uma usina termelétrica i no período de contabilização h
$RMAE_h^j$	liquidação no MAE de uma usina hidrelétrica j no período de contabilização h
$DO_h^i$	despesa operacional de uma usina termelétrica i no período de contabilização h
$DO_h^j$	despesa operacional de uma usina hidrelétrica j no período de contabilização h
$DOR_h^j$	despesa operacional realocada no MRE de uma usina hidrelétrica j no período de contabilização h
$EC_h^i$	energia contratada de uma usina termelétrica i no período de contabilização h
$EC_h^j$	energia contratada de uma usina hidrelétrica j no período de contabilização h
$PC_h^i$	preço de venda contratado de uma usina termelétrica i no período de contabilização h
$PC_h^j$	preço de venda contratado de uma usina hidrelétrica j no período de contabilização h
$EG_h^i$	energia gerada de uma usina termelétrica i no período de contabilização h
$EG_h^j$	energia gerada de uma usina hidrelétrica j no período de contabilização h
$EGC_h^j$	energia gerada comercialmente de uma usina hidrelétrica j no período de contabilização h
$Pspot_h$	preço spot no período de contabilização h
$CV^i$	custo variável de termelétrica i (combustível + O&M)
$CV^j$	custo variável da hidrelétrica j (O&M)
$CVR$	custo variável hidrelétrico regulado (a ser definido ANEEL)
$P_h^i$	oferta de preço da usina i no período de contabilização h

$P_{ot\ h}^i$	oferta ótima da usina i na no período de contabilização h
$P_{max\ h}^i$	oferta máxima da usina i na no período de contabilização h
$U(x)$	função utilidade
$\hat{E}[\cdot]$	estimador do valor esperado
$Var[\cdot]$	operador variância
$\hat{V}ar[\cdot]$	estimador da variância
$\lambda$	parâmetro de aversão a risco
$N$	Número de cenários analisados

O significado de cada abreviatura ou símbolo acima aparecerá novamente após a sua primeira citação no decorrer do texto.