

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS  
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
E DE COMPUTAÇÃO

***DYNAMIS: Framework de Simulação  
de Mercados Hidrotérmicos de  
Energia com Despacho Centralizado  
Baseado na Tecnologia Multiagentes***

Eduardo Noronha de Andrade Freitas

Orientador: Prof. Dr. Wagner da Silva Lima

Goiânia  
2006

# **Livros Grátis**

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

Milhares de livros grátis para download.

EDUARDO NORONHA DE ANDRADE FREITAS

***DYNAMIS: Framework de Simulação  
de Mercados Hidrotérmicos de  
Energia com Despacho Centralizado  
Baseado na Tecnologia Multiagentes***

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação da Escola de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal de Goiás, para obtenção do título de Mestre em Ciências.

**Área de Concentração:** Engenharia Elétrica e de Computação

**Orientação:** Prof. Dr. Wagner da Silva Lima

Goiânia  
2006

## *Dedicatória*

À Deus, autor da minha vida.

À minha esposa Leticia, pelo amor, companheirismo, dedicação e apoio. Amo você!

Aos meus pais Eduardo e Gislene, por cumprirem com excelência a responsabilidade de serem pais, fazendo possível esta conquista. Minha eterna gratidão!

Aos meus amados irmãos Kelly, Karlla, Karen e Ricardo.

# *Agradecimentos*

À Deus, criador, mantenedor e propiciador de todas minhas realizações. Sempre te amarei.

A minha amiga e amada esposa Leticia por me apoiar e decidir suportar o fardo deste projeto em nossa família. É valioso ter você ao meu lado!

Aos meus pais por investirem em minha educação fazendo possível este momento.

Aos irmãos Kelly, Karlla, Ricardo e especialmente a Karen pelas contribuições dadas na formatação do texto.

Ao professor Wagner por acreditar em mim e desta forma possibilitar a realização deste trabalho.

Ao amigo Jean Chagas, pelo apoio e contribuição na escolha do nome do software.

Aos colegas do NEPE, em especial ao Reinaldo Júnior.

Aos colegas de trabalho do SENAC, pelo apoio e confiança.

## *Resumo*

Um Mercado de Energia Elétrica é composto de vários agentes com diferentes interesses e papéis. Geração, transmissão, distribuição e a comercialização do produto energia elétrica são alguns dos processos que ocorrem para que o consumidor utilize a energia elétrica.

A reestruturação presente nos últimos anos nos mercados de energia elétrica tem permitido o aparecimento de estruturas de mercado desregulamentados objetivando a eficiência econômica através da competição entre os agentes. Com tais mudanças, os mercados atacadistas de energia permitem que vendedores e compradores de energia negociem livremente os termos dos contratos (preço, duração e quantidade).

Neste trabalho é proposto um modelo de simulação da operação de um sistema hidrotérmico baseado no sistema brasileiro implementando um mercado a diferenças “*tight pool*” híbrido com a representação individual dos agentes. Este simulador é chamado de DYNAMIS. O DYNAMIS foi projetado para realizar simulações em ambientes distribuídos, baseado na comunicação e operação dos agentes do mercado.

Ainda é apresentada a nova camada de agentes de software setoriais utilizadas pelo simulador. São mostrados os aspectos relativos à configuração individual de cada agente e suas particularidades, bem como os principais comportamentos implementados por cada agente, para viabilizar a simulação da operação do sistema.

**Palavras-chave:** Mercados de Energia Elétrica, Programação Orientada a objetos, Sistemas Multiagentes.

# *Abstract*

A Market of Electric Energy is composed of some agents with different interests and papers. Generation, transmission, distribution and the commercialization of the product electric energy are some of the processes that occur so that the consumer uses the electric energy.

The reorganization present in last years in markets of electricity energy it has allowed the appearance the structure of the markets deregulated with objective the a economic efficiency through the competition between the agents. With such changes, the wholesale markets of energy allow that selling and buying of energy they freely negotiate the terms of contracts (price, duration and amount)

In this work is considered a model of simulation of the operation of a hidrotérmico system based in the Brazilian system implementing a market the differences “*tight pool*” hybrid with the individual representation of the agents. This simulator is called DYNAMIS. The DYNAMIS was projected to carry through simulation in distributed environments, based in the communication and operation of the agents of the market.

Still the new layer of sectorial agents of software is presented used by the simulator. Each the individual agent configuration of and its particularity are shown to the relative aspects to, as well as the main behaviors implemented for each agent, to make possible the simulation of the operation of the system.

**Key-words:** Electricity Energy Markets, Orientated Objects Programming, Multiagent Systems.

# Sumário

<i>Lista de Figuras</i> .....	ix
<i>Lista de Tabelas</i> .....	xii
1 Capítulo 1.....	1
1.1 Considerações Gerais.....	1
1.2 Estado da Arte .....	2
1.3 Motivação .....	7
1.4 Estrutura do Trabalho .....	7
2 Capítulo 2.....	9
2.1 Considerações Gerais.....	9
2.2 Operação .....	12
2.2.1 Planejamento da operação .....	13
2.2.2 Operação em tempo-real .....	16
2.2.3 Operador independente do sistema.....	17
2.3 Planejamento da Expansão.....	19
2.4 Mercados de Energia .....	22
2.5 Contratos Bilaterais de Longo Prazo .....	29
2.6 Contabilização Financeira.....	32
2.6.1 Agentes de geração .....	32
2.6.2 Agentes de consumo .....	33
2.7 Agente Regulador.....	34
2.8 Demais Agentes.....	35
3 Capítulo 3.....	42
3.1 Considerações Gerais.....	42
3.2 Orientação a Objetos .....	42
3.3 Agentes Inteligentes .....	44
3.4 Inteligência Artificial Distribuída .....	45
3.4.1 Características de Sistemas Multiagentes .....	45
3.4.2 Comunicação entre Agentes .....	46
3.4.3 Plataforma JADE.....	49
4 Capítulo 4.....	52
4.1 Considerações Gerais.....	52



4.2	Estrutura em camadas .....	52
4.3	Tipos de Agentes .....	55
4.4	Simulação.....	59
4.5	Configuração Inicial dos Agentes .....	60
4.5.1	Usina Hidrelétrica.....	60
4.5.2	Agente Gerador Termelétrico.....	62
4.5.3	Agentes de Consumo .....	63
4.5.4	Operador Independente do Sistema.....	65
4.5.4.1	- Configuração do cenário futuro de vazões.....	65
4.5.4.2	- Falhas na simulação .....	66
4.5.4.3	- Cálculo do engolimento máximo.....	69
4.5.4.4	- Política operacional.....	69
4.5.4.5	- Patamares de déficit .....	70
4.5.4.6	- Metodologia de despacho térmico.....	71
4.5.5	Power Exchange .....	71
4.6	Módulo de Relatórios .....	72
4.7	Ferramentas utilizadas .....	74
4.8	Metodologia da simulação proposta.....	75
4.9	Metodologia de despacho hidrotérmico.....	77
4.9.1	Regras de Operação de reservatórios.....	78
4.9.2	Balanco hidráulico .....	82
4.9.2.1	Viabilidade das regras mediante restrições operacionais.....	82
4.9.3	Balanco energético.....	83
4.9.4	Despacho Térmico .....	86
5	Capítulo 5.....	88
5.1	Considerações Gerais.....	88
5.2	Caso base .....	88
5.3	Variações do Caso Base.....	91
5.3.1	Experimento 1 .....	92
5.3.2	Experimento 2 .....	100
5.3.3	Experimento 3 .....	106
5.3.4	Experimento 4 .....	113
5.3.5	Experimento 5 .....	121
5.3.6	Experimento 6 .....	123

5.4	Comentários Adicionais.....	125
6	Capítulo 6.....	127
7	Referências Bibliográficas.....	129
8	APENDICE A.....	134
9	APENDICE B.....	140
10	APENDICE C.....	146
11	APENDICE D.....	149

# Lista de Figuras

Figura 1.1 Diagrama de blocos na simulação (CRUZ JR, 1998) .....	4
Figura 2.1 Estrutura física da cadeia produtiva da energia elétrica .....	12
Figura 2.2 Etapas do planejamento da operação no Brasil .....	15
Figura 2.3 Processo de tomada de decisão em sistemas hidrotérmicos .....	16
Figura 2.4 Diagrama das funções para operação em tempo-real para um COS .....	19
Figura 2.5 Condição de expansão ótima do sistema .....	21
Figura 2.6 Visão geral do modelo pool de mercado atacadista de energia elétrica .....	24
Figura 2.7 Esquema de despacho <i>ex-ante</i> e contabilização no modelo <i>loose pool</i> .....	25
Figura 2.8 Esquema de despacho <i>ex-ante</i> e contabilização no modelo <i>tight pool</i> .....	25
Figura 2.9 Abrangência do preço <i>spot</i> no sistema elétrico no modelo <i>pool</i> .....	27
Figura 2.10. Preço “spot” em sistemas predominantemente hidrelétricos (Brasil) e predominantemente termelétricos (NEPOOL) .....	31
Figura 3.1 Desenvolvimento estruturado versus desenvolvimento orientado a objetos .....	43
Figura 3.2 Formas básicas de coordenação das atividades dos agentes .....	46
Figura 3.3 Formas de comunicação dos agentes com outros agentes e com o ambiente .....	47
Figura 3.4 Percepção do agente através do estado do ambiente .....	48
Figura 3.5 Modelo de referência fipa da plataforma de agentes .....	48
Figura 3.6 Execução de agentes na plataforma jade .....	50
Figura 4.1 Modelo em camadas proposto por (KORITAROV, 2004) .....	53
Figura 4.2 Visão global do ambiente de simulação do mercado <i>tight pool</i> .....	55
Figura 4.3 Arquitetura dos agentes ativos na plataforma jade .....	58
Figura 4.4 Front-end de configuração dos agentes .....	60
Figura 4.5 Interface do agente que representa uma usina hidrelétrica .....	61
Figura 4.6 Interface de configuração da programação de manutenção das turbinas. ....	62
Figura 4.7 Interface de utilização e configuração dos tga's. (dados da usina angra1) .....	63
Figura 4.8 Aba carga, onde é feita a definição e configuração da carga do sistema .....	64
Figura 4.9 Interface de configuração do agente consumidor livre. ....	65
Figura 4.10 Interface de configuração do agente iso .....	66
Figura 4.11 Modelo falha/reparo de uma unidade geradora termelétrica. (LIMA, 2002) .....	67
Figura 4.12 Taxa de indisponibilidade de uma usina térmica. (LIMA, 2002) .....	67
Figura 4.13 Modelo de simulação de falhas no DYNAMIS .....	68
Figura 4.14 Capacidade de geração de relatórios pelo DYNAMIS .....	74
Figura 4.15 Troca de mensagens no despacho (técnico e comercial) <i>ex-ante</i> . ....	77
Figura 4.16 Pontos obtidos na varredura do histórico para Furnas .....	78
Figura 4.17 Usina com regra de despacho de usinas fio d'água .....	79
Figura 4.18 Usina com regra de despacho polinomial .....	79

Figura 4.19 Usina com regra de despacho exponencial .....	79
Figura 4.20 Usina com regra de despacho baseado em funções lineares .....	80
Figura 4.21 Esquema de despacho hidráulico no DYNAMIS.....	84
Figura 4.22 Diagrama de blocos do balanço energético.....	85
Figura 4.23 Custo de operação da usinas térmicas.....	87
Figura 5.1 Cascata do rio grande para o caso base.....	88
Figura 5.2 Metas de volume das usinas de reservatório para o caso base .....	90
Figura 5.3 Volume útil da usina de Furnas no experimento 1.....	93
Figura 5.4 Volume útil da usina de Água Vermelha no experimento 1 .....	94
Figura 5.5 Vertimento da usina de Furnas no experimento 1.....	94
Figura 5.6 Vertimento da usina de Água Vermelha no experimento 1 .....	95
Figura 5.7 Vazão turbinada de Furnas no experimento 1.....	95
Figura 5.8 Vazão turbinada de Água Vermelha no experimento 1 .....	96
Figura 5.9 Defluência da usina de Furnas no experimento 1 .....	96
Figura 5.10 Defluência da usina de Água Vermelha no experimento 1 .....	97
Figura 5.11 Geração da usina de Furnas no experimento 1.....	97
Figura 5.12 Geração da usina de Água Vermelha no experimento 1 .....	98
Figura 5.13 Geração total das hidrelétricas no experimento 1 .....	98
Figura 5.14 Energia armazenada do sistema no experimento 1 .....	99
Figura 5.15 Preço <i>spot</i> no experimento 1.....	99
Figura 5.16 Mercado previsto das distribuidoras para a simulação 2 do experimento 2.....	103
Figura 5.17 Mercado consumidor verificado no experimento 2.....	103
Figura 5.18 Geração hidráulica total no experimento 2 .....	104
Figura 5.19 Geração térmica total no experimento 2 .....	104
Figura 5.20 Preço <i>spot</i> no experimento 2.....	105
Figura 5.21 Participação das hidrelétricas de Furnas, Peixoto e Marimbondo na remuneração da GENCO1 na simulação 2 do experimento 2 .....	105
Figura 5.22 Participação das hidrelétricas de Jaguará e Igarapava na remuneração da GENCO2 na simulação 2 do experimento 2 .....	106
Figura 5.23 Remuneração da GENCO3 na simulação 2 do experimento 2 .....	106
Figura 5.24 Preço <i>spot</i> no experimento 3.....	109
Figura 5.25 Geração das termelétricas da GENCO7 no experimento 3 .....	109
Figura 5.26 Geração das termelétricas da GENCO6 no experimento 3 .....	110
Figura 5.27 Geração das termelétricas da GENCO4 no experimento 3 .....	110
Figura 5.28 Geração das termelétricas da GENCO5 no experimento 3 .....	110
Figura 5.29 Participação da usina de Furnas na remuneração da genco1 do experimento 3.....	111
Figura 5.30 Receita das Genco1, Genco2 e Genco3 no experimento 3.....	111
Figura 5.31 Participação da usina termelétrica Fortaleza na remuneração da Genco4 no experimento 3.....	112
Figura 5.32 Custo marginal de operação das térmicas do sistema na simulação 2 do experimento 3.....	112
Figura 5.33 Receita no mercado curto prazo das usinas da Genco1 na simulação 2 do experimento 4.....	119

Figura 5.34 Receita no mercado de curto prazo da usina de Furnas, com e sem contratos bilaterais .....	119
Figura 5.35 Receita no mercado longo prazo das usinas da Genco1 na simulação 2 do experimento 4 .....	120
Figura 5.36 Participação das usinas da Genco1 em sua receita final na simulação 2 do experimento 4.....	120
Figura 5.37 Vazão turbinada da usina de Furnas no experimento 5.....	122
Figura 5.38 Diferença de geração da usina de Furnas no experimento 5 .....	122
Figura 5.39 Topologia da simulação em ambiente distribuído.....	124

## *Lista de Tabelas*

Tabela 4.1 Distribuição dos agentes na camadas na simulação.....	54
Tabela 4.2 Exemplo de metas de geração hidráulica para um ano de simulação. ....	70
Tabela 4.3 Patamares de déficit NEWAVE, 2005 .....	71
Tabela 4.4 Tipo de extensões de exportação do DYNAMIS.....	73
Tabela 4.5 Meta de volume estabelecida para a usina de furnas segundo a regra de operação.....	81
Tabela 4.6 Ordenação do cmo de cada intervalo das termelétricas.....	87
Tabela 5.1 Dados das usinas hidrelétricas do sistema simulado. ....	89
Tabela 5.2 Potência instalada e energia assegurada da Genco1, Genco2 e Genco3.....	91
Tabela 5.3 Energia requerida de concessionárias de distribuição filiadas à ABRADEE .....	100
Tabela 5.4 Dados fictícios de consumidores livres .....	101
Tabela 5.5 Consumo verificado - experimento 2 .....	101
Tabela 5.6 Fatores de sazonalidade mensal para a distribuidora CELG .....	102
Tabela 5.7 Agentes de consumo para o experimento 2 com mercado ajustado .....	102
Tabela 5.8 Dados das termelétricas na simulação 2 do experimento 3 .....	107
Tabela 5.9 Custo marginal de operação das termelétricas na simulação 2 do experimento 3 .....	108
Tabela 5.10 Energia assegurada das termelétricas na simulação 2 do experimento 3.....	108
Tabela 5.11 Compra de energia requerida pela rio grande energia s/a – RGE (2003) .....	149
Tabela 5.12 Compra de energia requerida pela Centrais Elétricas De Santa Catarina – CELESC (2004).....	150
Tabela 5.13 Compra de energia requerida pela Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL (2004).....	151
Tabela 5.14 Compra de energia requerida pela companhia energética de Brasília – CEB (2004).....	151
Tabela 5.15 Compra de energia requerida pela Companhia Energética de Goiás – CELG (2005).....	152
Tabela 5.16 Relações contratuais do <i>mix</i> de compra de energia para revenda das distribuidoras .....	113
Tabela 5.17 Com limite de contratação pela energia assegurada .....	114
Tabela 5.18 Sem limite de contratação pela energia assegurada.....	114
Tabela 5.19 Valores de contratos para o experimento 4.....	115
Tabela 5.20 Contratos de compra de energia das distribuidoras – com limite de contratação pela energia assegurada.....	115
Tabela 5.21 Contratos de compra de energia das distribuidoras – sem limite de contratação pela energia assegurada.....	116
Tabela 5.22 Participação de mercado e potência instalada de cada empresa de geração .....	116
Tabela 5.23 Contratos de compra de energia por usina com lastro físico .....	117
Tabela 5.24 Contratos de compra de energia sem lastro físico .....	118
Tabela 5.25 Custo de déficit com quatro patamares (CCEE,2005).....	118
Tabela 5.26 Engolimento efetivo das usinas de reservatório do sistema simulado.....	121
Tabela 5.27 Quantidade de agentes presentes no experimento 6 .....	123
Tabela 5.28 Distribuição dos agentes nos computadores .....	124

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Considerações Gerais

A partir de 1982 no Chile iniciou-se um processo de reestruturação do setor elétrico. Sobretudo, na América Latina, isto implicou na privatização das empresas do setor. No Brasil este processo se dá a partir de 1995<sup>1</sup>.

O principal motivo para a participação da iniciativa privada na gestão das empresas atuais e construção de novas usinas e linhas de transmissão (expansão) foi o desenvolvimento e implantação de mercados competitivos de energia elétrica onde as seguintes características são comuns nos diversos mercados ao redor do mundo:

- Competição entre geradores e agentes de consumo de energia elétrica onde cada empresa de geração busca negociar contratos bilaterais, onde os preços são livremente negociados, que maximizem sua receita;
- Transporte de energia elétrica (Sistemas de transmissão e distribuição) com livre acesso, onde as tarifas de uso e conexão são reguladas;
- Aparecimento do mercado de curto-prazo ou *spot* onde geradores e agentes de consumo ofertam preços e quantidades, definindo o despacho comercial das unidades geradoras. O mercado *spot* representa a situação de curto prazo entre oferta e procura de energia elétrica;
- Organização do mercado a diferenças, ou seja, volumes de energia não contratados são contabilizados e liquidados a preço *spot*.

---

<sup>1</sup> O Sistema Elétrico Brasileiro teve seu início marcado com a promulgação das Leis 8987 e 9074 de 1995.

Assim, dois aspectos que norteiam a organização dos mercados de energia elétrica no mundo são percebidos na experiência internacional (MA, 2005):

- Orientado à confiabilidade da operação;
- Orientado às forças de mercado.

Da estrutura física e o modo de operação da cadeia produtiva não se alterou com a implantação dos mercados competitivos. Entretanto, a estrutura comercial alterou-se consideravelmente. Logo, a tradicional forma de comercialização de energia elétrica com empresas verticalizadas e forte influência estatal foi substituída por um modelo baseado em competição, havendo a necessidade de estabelecimento de regras e procedimentos de mercado que garantam a competição entre vendedores e compradores de energia elétrica.

Cada país implementou regras de mercado e reorganizou sua indústria de eletricidade de acordo com seus objetivos próprios, peculiaridades de seu parque gerador e maturidade dos agentes do setor elétrico.

## **1.2 Estado da Arte**

A operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) é feita de forma centralizada sob a responsabilidade do Operador Nacional do Sistema (ONS). Em virtude da sua predominante geração hidráulica, o SIN possui uma estrutura complexa que tornam o planejamento e a sua operação atividades com um alto grau de detalhamento e complexidade.

Assim, cada vez mais o setor elétrico tem feito o uso de aplicativos computacionais que auxiliem no processo de planejamento e operação de mercados de energia. Alguns destes (tanto de otimização quanto de simulação) têm sido utilizados, auxiliando no processo de análise e tomada de decisões em mercados de energia.

Particularmente, o uso de simuladores de mercado de energia traz consigo várias vantagens como, por exemplo; o treinamento de pessoal, análise de regras de mercado e agentes, e até mesmo para o uso acadêmico.



Em todo mundo os simuladores de mercado de energia tem sido utilizados como ferramentas para estudo de estratégias comerciais, operação de mercado bem como o treinamento dos operadores do sistema.

Segundo LIU et al (2001) poucos simuladores de mercados de energia têm sido desenvolvidos, e são agrupados basicamente em duas categorias. Conforme encontrados na literatura especializada internacional, a primeira categoria de simuladores contempla com maior ênfase os aspectos operacionais da simulação de mercado de energia em detrimento das nuances comerciais. Assim, estes simuladores de mercado são utilizados para encontrar as melhores políticas operacionais e realizar o planejamento de investimento analisando os dados de ofertas de preço e quantidades baseados nas estratégias comerciais dos agentes.

Dentro desta perspectiva alguns modelos têm sido encontrados com este objetivo. Atualmente no Brasil, vários modelos computacionais são utilizados pelo ONS para suportar as atividades de planejamento e programação da operação. No planejamento energético são utilizados os modelos NEWAVE, NEWDESP e DECOMP para otimização. Na simulação são adotados os softwares OPUS, SUSHI-O, SUSI, SIMONE, SHP (Paraíba do Sul), SHAT (Alto Tietê) e CONFINT. Mais detalhes sobre estes modelos pode ser encontrado nos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2006).

Estes simuladores são elaborados para a execução de políticas de operação das usinas. Estas políticas podem ser determinadas através de algoritmos de otimização como Programação Dinâmica Estocástica (PDE) (BELLMAN, 1962), Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) (PEREIRA, 1991) (KLIGERMAN, 1992) e fluxo em rede (OLIVEIRA, 1995) e (ROSENTHAL, 1981). Também as políticas podem ser obtidas de Regras de Operação de reservatórios (ROR) ou até mesmo curvas guia.

Em (CRUZ JR, 1998), é apresentado um simulador de usinas hidrelétricas individualizadas que busca seguir metas de geração oriundas de tabelas de decisão geradas a partir da PDE, conforme esquema apresentado na Figura 1.1.

Em (LAM, 1998) os autores apresentam algumas vantagens da utilização da linguagem Java e da tecnologia multiagentes em simulações de mercados de energia. É proposto o uso da plataforma JATLite (STANFORD, 2006).

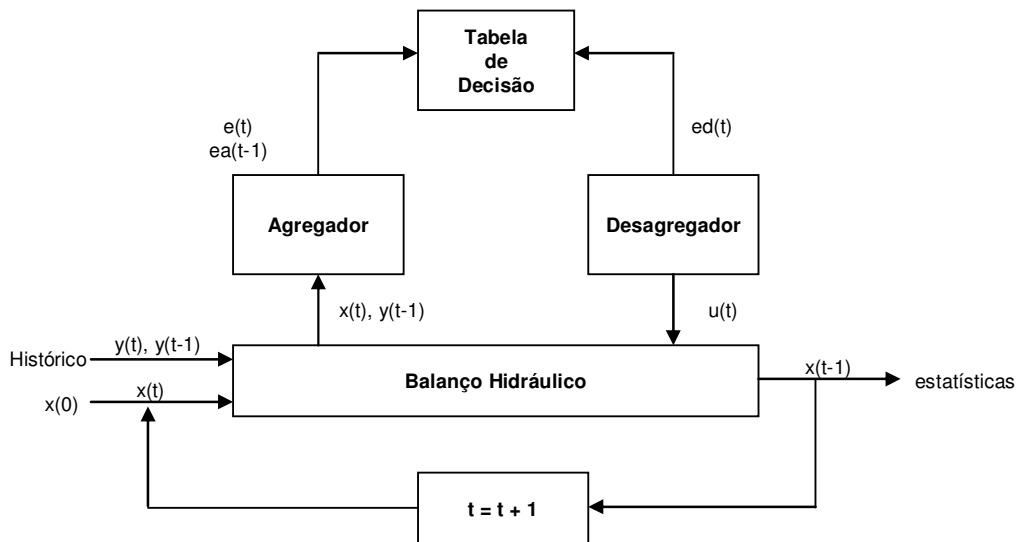


Figura 1.1 Diagrama de blocos na simulação (CRUZ JR, 1998)

Em (HARP *et al*, 2000) é apresentado o projeto de um simulador de mercado de energia mais abrangente. O *Simulator for Electric Power Industry Agents* (SEPIA) foi projetado para o desenvolvimento e execução dos componentes de software baseado na plataforma Windows 32-bits. Neste *software* é possível a construção de cenários através de interfaces gráficas, representação dos componentes físicos como agentes de *software*, e algoritmos de aprendizado por reforço são agregados aos agentes para definição de estratégias comerciais.

Em (ESMIN *et al*, 2001), é apresentada uma proposta de modelo de arquitetura de um sistema de energia, utilizando a tecnologia multiagentes, acessando a base de dados de um Sistema de Controle e Aquisição de Dados Automáticos (SCADA).

Em (LIU *et al*, 2001) é apresentado um projeto de um framework baseado na tecnologia multiagentes, como o primeiro passo para a implementação de um simulador de mercado de energia. É recomendado o uso da linguagem Java e da coleção de classes do *framework* JATLite.

Em (SUÁREZ, 2002) é apresentado um simulador de mercado elétrico competitivo com parque gerador hidrotérmico aplicado no mercado chileno, utilizando a teoria de jogos na representação do comportamento dos agentes. Somente os agentes de geração hidrelétricos e termelétricos foram considerados na simulação. Não foi considerada a contabilização dos contratos de longo prazo como mercado a diferenças.

Em (CICOGNA, 2003), o autor apresenta o HydroLab contendo os módulos de simulação HydroSim LP e HydroSim CP, que realizam a simulação da operação de sistemas hidrotérmicos em horizontes de longo e curto prazos, respectivamente. A linguagem utilizada no desenvolvimento do HydroLab foi C++ sendo executado na plataforma Windows de forma centralizada.

Uma segunda categoria de simuladores de mercado de energia destacado por LIU et. al. (2001), considera apenas os compradores e geradores de energia, buscando assim melhorar a estratégia de participação em leilões maximizando os benefícios econômicos de cada um dos agentes dentro da simulação. O operador independente do sistema, o operador de mercado e a rede de transmissão são desconsiderados na maioria dos simuladores de mercado, pois a representação individualizada e fiel destes agrega uma complexidade maior ao modelo.

Nesta categoria pode-se destacar (ZIMMENRMAN *et all*, 1998) propondo uma plataforma com este objetivo. Também o MARKET desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI), o PROSYM desenvolvido pelo *Henwood Energy Services Inc.*, e ainda a proposta de um simulador de pool de energia apresentado por (SHRESTHA, 2000).

Para a análise do comportamento de agentes em mercados competitivos, FERREIRA em (2002) apresenta uma aplicação multiagentes para o Mercado Atacadista de Energia *Tight Pool* em um sistema hidrotérmico. Neste modelo as unidades hidrelétricas são despachadas através da otimização do sistema cuja função objetivo é minimizar o Custo Esperado Futuro (CEF), utilizando a PDE. A participação térmica na geração é determinada pelo volume de energia não atendida pela geração hidráulica. O processo de decisão da geração térmica foi modelado com teoria de jogos não cooperativos e equilíbrio de Nash. Um *framework* de gerenciamento para interação entre os agentes foi desenvolvido em linguagem Java. Não foram considerados os agentes consumidores, distribuidores e a rede de transmissão. O modelo proposto contemplou apenas aspectos operacionais, não sendo considerado aspectos comerciais, como o estabelecimento de contratos bilaterais.

Em (CARVALHO, 2003) é apresentado um estudo baseado em um mercado atacadista de energia *Loose Pool* puramente térmico para avaliar estratégias de propostas com aprendizado por reforço. Não foram representados os geradores hidrelétricos, consumidores livres, distribuidoras e a rede de transmissão. Também não foram considerados os contratos

bilaterais. O *framework Java Application Development Environment* (JADE) foi utilizado para gerenciamento de agentes.

O *Multiagent System that Simulates Competitive Electricity Markets* (MASCEM) proposto por (PRAÇA *et al*, 2003), é um simulador multiagentes para Mercados Híbridos<sup>2</sup> de energia competitivos, desenvolvido utilizando um *framework* na arquitetura aberta de agentes e linguagem Java. Trata-se de um ambiente onde o usuário define os cenários (número de agentes, tipos de agentes, suas estratégias e tipo de mercado) e através do uso de algoritmos de análise de cenários baseado na teoria de jogos, vendedores e compradores de energia submetem lances no mercado buscando maximizar seus lucros, buscando maximizar seus lucros.

Vários tipos de agentes foram considerados nas simulações realizadas. Os agentes vendedores representando as entidades capazes de vender energia no mercado, os compradores representando os consumidores de energia e as companhias de distribuição de energia. Destaca-se também a presença dos comercializadores, que agem como corretores promovendo a liberalização e competição, bem como simplificando a negociação dos agentes vendedores e compradores com o agente operador de mercado. Por fim, outro agente considerado nas simulações foi o operador de rede, responsável por gerir a segurança do sistema segundo as restrições técnicas envolvidas, analisando desta forma a viabilidade técnica do despacho.

A estratégia de adaptação dos agentes adotada no MASCEM é baseada na estratégia utilizada por (GREENWALD *et al*, 1999), no entanto aplicado a mercados de energia. Foram desenvolvidos estudos para analisar mercados específicos como o de Portugal e Espanha conhecido como Mercado Ibérico.

Em (KORITAROV, 2004), o autor utiliza uma técnica de modelagem e simulação baseada em agentes (ABMS<sup>3</sup>) para estudar sistemas complexos. Para isto foi proposto um conjunto de agentes do setor elétrico e um *framework* de simulação que permite a interação entre os mesmos e a tomada de decisão de cada agente.

---

<sup>2</sup> Um mercado híbrido de energia é aquele que reúne características tanto do mercado *pool* quanto do mercado bilateral.

<sup>3</sup> ABMS é uma sigla proveniente do inglês *Agent-Based Modeling and Simulation*.

Em conjunto com o framework ABMS foi desenvolvida pelo laboratório Argonne (EUA) uma ferramenta de análise de sistemas elétricos, denominada EMCAS<sup>4</sup>. Com esta ferramenta é possível que cada agente estabeleça seus próprios objetivos e apliquem suas próprias regras de decisão. Esta aproximação permite que os agentes aprendam com suas experiências passadas e também que mudem suas estratégias mediante oportunidades.

É apresentada uma representação do mercado de energia elétrica do mundo real com agentes individuais segundo o paradigma da modelagem e simulação multiagentes, com o processo de tomada de decisão baseada na teoria de jogos. O autor também sugere a divisão da arquitetura em 3 camadas: camada de agentes (Demanda, consumidores, ISO, regulador e as companhias de geração, distribuição e transmissão), de interação (física, negócio e regulação) e de planejamento de períodos da simulação.

### 1.3 Motivação

Conforme apresentado na sessão anterior, a maioria dos simuladores encontrados concentra seus esforços nos aspectos operacionais. Diante das promissoras perspectivas do paradigma dos sistemas multiagentes aplicados a mercados de energia e da ausência de um simulador com esta característica aplicado ao mercado brasileiro que considere tanto aspectos operacionais quanto comerciais, esta pesquisa tem como principal motivação o desenvolvimento de um simulador que contemple e atenda estes requisitos.

Diante da recente evolução de modelos computacionais voltado aos mercados de energia, e da grande dificuldade em representar um modelo realístico de um mercado de energia através de um simulador, este trabalho propõe como um passo inicial nesse sentido o desenvolvimento do DYNAMIS. O DYNAMIS é um *framework* de simulação do Mercado Atacadista de Energia (MAE) no Brasil, utilizando a tecnologia multiagentes.

### 1.4 Estrutura do Trabalho

O capítulo 2 aborda a estrutura do mercado de energia elétrica brasileiro, alvo do desenvolvimento da ferramenta proposta por este trabalho e a operação de sistemas

---

<sup>4</sup> EMCAS é a sigla referente a *Electricity Market Complex Adaptive System*.

hidrotérmicos. Também são apresentados os principais agentes presentes em um mercado de energia, bem como suas características principais.

O capítulo 3 apresenta o paradigma da orientação a objetos, orientação a agentes, conceito de agentes e de sistemas multiagentes. Também é apresentado o modelo de comunicação entre agentes, protocolos de mensagens e a estrutura típica de um sistema multiagentes.

No capítulo 4 é apresentado o ambiente de simulação proposto por este trabalho, destacando sua arquitetura e funções disponibilizadas no mesmo. Faz-se uma explanação da metodologia utilizada pelo simulador.

Vários experimentos para diferentes cenários são realizados e seus resultados são apresentados e discutidos no capítulo 5.

O capítulo 6 apresenta as conclusões do trabalho, as dificuldades encontradas na realização do mesmo e aponta algumas sugestões para trabalhos futuros.

# *Capítulo 2*

## *Mercado de Energia Elétrica*

### **2.1 Considerações Gerais**

Este capítulo tem como objetivo apresentar as principais características da indústria de energia elétrica, a estrutura física do setor elétrico, principais funções de controle, bem como os principais agentes presentes em um mercado de energia elétrica e suas funções. Serão abordadas as principais características individuais de cada agente e também as funções operacionais e de mercado.

Gerando cada vez mais dependência por parte de seus utilizadores, a energia elétrica torna-se na atual conjuntura, um bem indispensável para vida moderna. No entanto, para seu usufruto é necessário entender suas principais características.

Toda cadeia produtiva pode ser caracterizada por produção, transporte, distribuição e consumo (uso final). A definição do que é energia elétrica não é unânime. No Artigo 25 da constituição brasileira de 1988 a energia elétrica é definida como um serviço público essencial e indispensável, devendo ser provido pela União. Com a implantação de mercados competitivos em vários países do mundo, esta noção de serviço público tem sido relegada ao transporte de energia elétrica, sendo que a sua comercialização baseada na idéia de produto. Apesar de grandes questionamentos sobre o assunto, a energia será definida neste trabalho pelas seguintes características essenciais:

- Quantidade;
- Qualidade:
  - Forma;
  - Tensão nominal;
  - Frequência.

A **quantidade** pode ser considerada como produto (medida em *kWh*) passível de comercialização entre produtor e consumidor. Atualmente no país a geração de energia elétrica é realizada em corrente alternada e entregue às unidades consumidoras na mesma modalidade.

A **forma** do produto associada à forma da onda eletro-magnética que é um dos atributos da energia elétrica vendida no país. A forma padrão é a senoidal. Como a forma de onda pode ser medida, qualquer distorção da mesma (forma diferente de uma senóide) caracteriza um produto de qualidade inferior. Os equipamentos elétricos são projetados para operarem sob uma forma de onda senoidal ou pequenas variações da mesma é tolerada. Ondas bem distorcidas apontam problemas causados na rede de transporte de energia elétrica ou “contaminação” de fontes “poluidoras” do sistema elétrico na vizinhança da unidade consumidora. Logo, a forma de onda está associada à qualidade do produto e está fortemente relacionada ao sistema de transporte de energia elétrica que será definido adiante.

A forma de onda senoidal oscila entre um valor máximo e mínimo que são componentes não-excludentes do produto energia elétrica. Os equipamentos elétricos são projetados para operarem num nível de **tensão nominal**. Para o fornecimento de energia elétrica (serviço) implica que qualquer alteração deste valor nas tomadas dos equipamentos elétricos provocará mal funcionamento comprometendo os serviços energéticos proporcionados pelo equipamento ao consumidor e também sua vida útil. Logo, a tensão nominal está associada à qualidade do produto e intrinsecamente ligada ao transporte de energia elétrica.

A **frequência** (quantidade de vezes em um segundo que a onda repete os mesmos valores) é outro componente essencial na modalidade de transporte de energia elétrica por corrente alternada. Este atributo está associado à qualidade do produto e diretamente relacionado a geração de energia elétrica.

A compreensão destes atributos componentes do produto energia elétrica permitem a análise de toda a cadeia produtiva da energia elétrica sobre os aspectos físicos, operativos, organizacionais, regulatórios, jurídicos, ambientais, econômicos e sociais. Ou seja, a implantação de mercados competitivos de energia elétrica depende da remuneração adequada dos agentes que produzem e transportam o produto da usina às unidades consumidoras negociando produtos que garantam ao consumidor todos os atributos definidos acima.

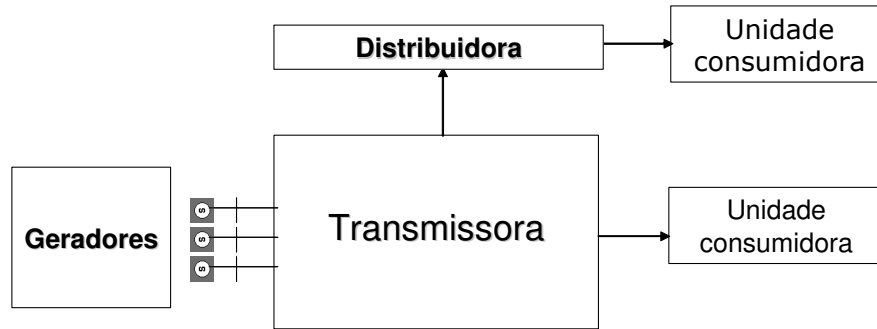


O abastecimento de energia elétrica de residências, escolas, centros comerciais, hospitais, indústrias, iluminação pública, fazendas e outros setores da economia, se dá através de uma estrutura básica que se consolidou desde o início da indústria de energia elétrica. Assim, esta estrutura física torna-se essencial para que o consumidor utilize a energia elétrica advinda do sistema de produção e transporte de energia elétrica. Os componentes principais desta estrutura básica são:

- **Geração** – A geração é responsável pela transformação em centrais geradoras de energia primária (Água, vento, sol e outros) ou secundária (Combustíveis fósseis como o óleo combustível, carvão, urânio, gás natural e outros) em energia elétrica. Estas estão conectadas no sistema de transporte de energia elétrica (Transmissão ou distribuição);
- **Transmissão** – A transmissão é formada pelo conjunto de linhas, subestações e equipamentos que visam o transporte de energia elétrica em grandes blocos para os grandes centros de carga, permitindo o intercâmbio entre regiões geo-elétricas;
- **Distribuição** – A distribuição consiste num sistema de transporte capaz de transportar no varejo a energia elétrica entregue pela transmissão de modo que esta chegue a unidade consumidora (uso final);
- **Usos finais (Consumo)** – São as unidades consumidoras propriamente ditas, separadas em várias classes de consumo como residencial, industrial, comercial, rural, iluminação pública, prédios públicos e outros.

Logo, a energia elétrica gerada é transportada pelo sistema de transmissão e distribuição e chega a unidade consumidora (Consumidor). Devido a sua demanda por eletricidade e seu porte algumas unidades consumidoras são conectadas na transmissão. A estrutura da cadeia produtiva é apresentada na Figura 2.1.

Ao longo do tempo todos os elementos da cadeia produtiva necessitam de expansão e operação visando o atendimento do mercado consumidor de maneira ótima do ponto de vista econômico (Garantir baixas tarifas aos consumidores), mas prevalecendo a garantia da integridade do produto energia elétrica (Confiabilidade, segurança e qualidade do serviço).



**Figura 2.1** Estrutura física da cadeia produtiva da energia elétrica

É importante destacar que historicamente os sistemas de potência se formaram junto às cidades. Com o aproveitamento da hidroeletricidade com locais de aproveitamentos específicos e não necessariamente próximos aos centros consumidores, começou a surgir longas linhas de transmissão. Além disso, otimizando os recursos energéticos e a capacidade ociosa de algumas usinas (Devido à variabilidade da carga de acordo com o comportamento do consumidor), mais linhas de transmissão e subestações permitiram a interligação dos mercados consumidores (centros de carga) ao parque gerador.

Estes sistemas podem ser definidos como áreas de controle ou regiões geo-elétricas. Em outra etapa de desenvolvimento observa-se a interligação de várias áreas de controle com linhas de transmissão de porte e capacidade considerável permitindo o intercâmbio de energia, o que é definido como subsistema.

A seguir são apresentadas questões relativas à operação da cadeia produtiva da eletricidade e sobre mercados competitivos de energia elétrica.

## 2.2 Operação

Tradicionalmente a indústria de eletricidade se estruturou através de empresas verticalmente integradas cuja operação em tempo real é determinada por funções de despacho econômico e análise de segurança do sistema com controle centralizado da geração e transmissão via centros de operação do sistema (MA, 2005).

O objetivo principal da operação do sistema de potência é o atendimento da demanda de energia elétrica de maneira econômica e confiável. Para que haja coordenação do despacho

de geração e garantia da segurança e confiabilidade da geração e transmissão do sistema de potência é necessário que haja um agente coordenador do despacho e que controle e supervisione a operação em tempo-real. Este agente é denominado Operador Independente do Sistema<sup>5</sup> (ISO).

Como a demanda de energia elétrica pode variar muito ao longo do dia e mesmo ao longo do ano, é preciso que haja o planejamento da operação, que definirá a política de operação das usinas hidrelétricas e termelétricas. Logo, duas atividades básicas o ISO deve executar: Planejamento da operação e operação em tempo real.

### **2.2.1 Planejamento da operação**

O horizonte de planejamento e as técnicas aplicadas para a realização do mesmo variam de acordo com a participação de geração de origem hidráulica e termelétrica no sistema.

O planejamento da operação visa em primeira instância definir o despacho econômico ótimo no horizonte de planejamento. O objetivo é ordenar o despacho das unidades geradoras mais baratas para as mais caras com o fim de atender a demanda. A primeira etapa consiste em realizar a previsão de mercado para cada intervalo do horizonte de planejamento. Após esta etapa utiliza-se um modelo de otimização que considera o custo variável de combustível, operação e manutenção, custo de partida e desligamento de máquinas, programa de manutenção, taxa de indisponibilidade forçada, além das restrições das máquinas, ou mesmo ambiental.

Em sistemas puramente térmicos a quantidade de combustível para suprimento das usinas não é um limite no longo prazo (Mais de um mês à frente). Logo, pode-se dizer que as decisões ótimas obtidas num intervalo menor que um mês não afetam as decisões futuras, sendo assim, é um problema cujas decisões não tem interdependência temporal (FORTUNATO,1990). Assim, a determinação da programação da operação das unidades geradoras presentes é dada através da combinação de usinas que minimizam o custo total de combustível, de forma a atender a carga do sistema.

---

<sup>5</sup> ISO é uma sigla derivada do termo em inglês *Independent System Operator*. Neste trabalho para que não haja conflito entre os termos utilizados para designar agentes de *software* e os agentes reais do setor elétrico brasileiro, as siglas dos agentes serão escritas da derivação das mesmas das expressões em inglês conforme citado na literatura internacional.

Em outras palavras, a operação de um sistema puramente térmico, pode-se definir a geração de cada planta geradora através da ordenação de seus Custos Marginais de Operação (CMO<sup>6</sup>), e despachando-as em suas respectivas quantidades de acordo com a carga total do sistema.

Em sistemas hidrotérmicos<sup>7</sup> predominantemente hidrelétricos, como no caso brasileiro, as incertezas sobre as vazões afluentes aos reservatórios das hidrelétricas tornam o planejamento da operação um problema estocástico. No caso de haver vários reservatórios de grande capacidade de acumulação, várias áreas de controle interligadas (sistema interligado) em várias bacias hidrográficas o problema torna-se bastante complexo e pode ser classificado como, dinâmico, de grande porte, interconectado, estocástico e não linear. O planejamento então, pode ser dividido em longo, médio e curto prazo (FORTUNATO, 1990).

Na primeira etapa, denominada longo prazo, busca-se definir num horizonte de cinco anos à frente a política de operação dos reservatórios, considerando o custo esperado futuro da operação do sistema e determinando, assim, a vazão a ser turbinada e vertida mês a mês.

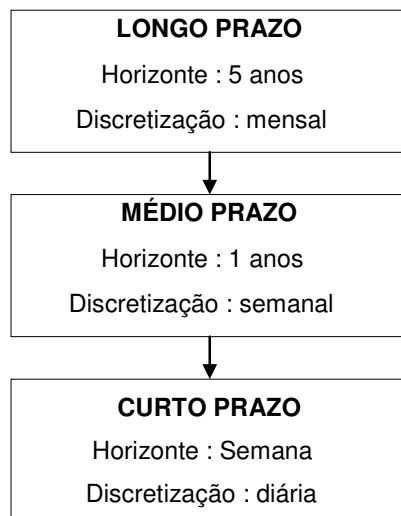
Já na segunda etapa, denominada médio prazo, busca-se desagregar as metas obtidas do longo prazo em períodos semanais, considerando restrições operacionais da usina como número de máquinas, programação de manutenção, restrições ambientais, rendimento e cotas (montante e jusante), entre outras.

A terceira etapa, denominada planejamento curto prazo ou pré-despacho, realiza o acoplamento entre o planejamento da operação semanal e a operação em tempo real. Nesta etapa são tratados os aspectos elétricos do sistema, como por exemplo, os limites de transmissão elétrica. Portanto, tem um horizonte semanal com discretização horária da geração necessária.

---

<sup>6</sup> CMO da usina é calculado pela soma do custo variável de combustível com o custo variável de operação e manutenção. O CMO é definido com sendo o custo do atendimento de uma unidade a mais de demanda devido ao aumento de uma unidade a mais produzida.

<sup>7</sup> Sistemas hidrotérmicos são formados por usinas hidrelétricas e termelétricas. Cada país tem composições diferentes de participação de cada tipo de usina. Isto influencia diretamente na metodologia do planejamento, bem como no planejamento e determinação da política operacional das plantas de geração.



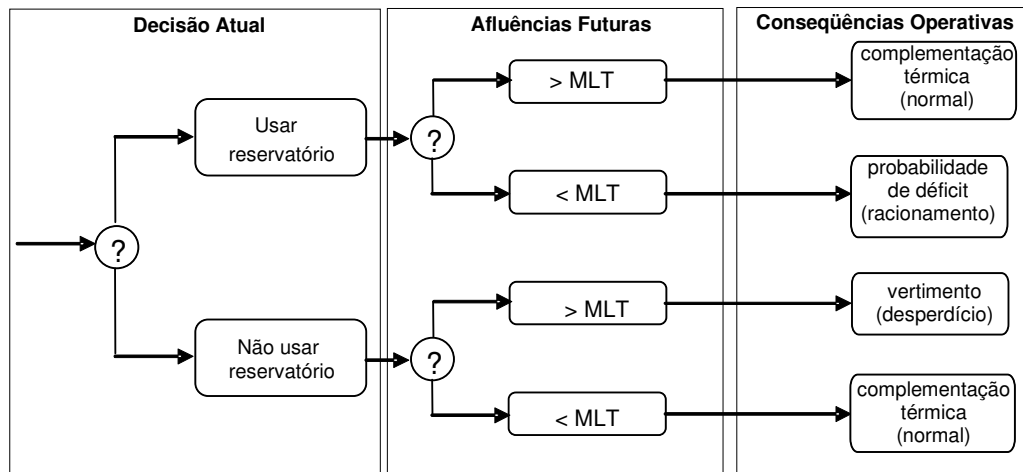
**Figura 2.2** Etapas do planejamento da operação no Brasil

A função planejamento da operação define a política da operação das usinas hidrelétricas. A política operacional pode ser definida como um conjunto de regras que são utilizadas para tomada de decisão para definir o despacho econômico de geração do sistema. Assim, uma política é de extrema importância em uma simulação, sendo o mecanismo de tomada de decisões do mesmo (CICOGNA, 2003).

O processo decisório para o ISO é determinar um valor marginal para a água de forma que a mesma tenha um custo para ser considerada na ordem de despacho da mesma forma como o despacho em sistemas puramente termelétricos é realizado.

A escolha de uma ação no estado presente possui uma ligação direta com o estado futuro, pelo fato de não se conhecerem as aflúncias futuras que hão de incidir sobre os reservatórios e da variabilidade das mesmas. Este desconhecimento atribui ao problema um caráter estocástico. Caso a energia armazenada seja utilizada e haja a ocorrência de secas futuras, tem-se um cenário com altos CMOs e até mesmo a possibilidade de interrupção de fornecimento (déficit). Por outro lado, se a decisão for de não utilizar a energia armazenada nos reservatórios e houver grandes aflúncias no futuro, poderá ocorrer vertimento que se traduz em desperdício de energia e aumento do custo da operação. (FORTUNATO, 1990). A figura a seguir apresenta as conseqüências operativas da utilização dos reservatórios em função das MLT<sup>8</sup> verificadas.

<sup>8</sup> MLT – Média de Longo Termo da série de vazões naturais afluentes aos reservatórios das usinas hidrelétricas.



**Figura 2.3** Processo de tomada de decisão em sistemas hidrotérmicos

Nos vários horizontes de planejamento as restrições elétricas podem ser representadas. Quanto menor o horizonte de planejamento maior o grau de representação dos componentes do sistema.

A etapa de planejamento da operação termina com a programação da operação que estabelece a quantidade de energia que cada usina em cada hora do dia irá despachar (Despacho econômico). Este programa de geração é então repassado aos operadores nas usinas com vinte e quatro horas de antecedência.

### **2.2.2 Operação em tempo-real**

A indústria de eletricidade pode ser considerada uma indústria “instantânea”, pois da geração nas usinas ao consumo nos equipamentos elétricos dos consumidores o fenômeno ocorre em menos de um segundo. Esta característica faz com que a operação em tempo real do sistema seja uma das mais importantes funções do ISO. A esta etapa são atribuídos ao ISO funções de segurança e operativas do sistema (MA, 2005).

No tempo-real as unidades geradoras e equipamentos do sistema podem falhar, tornando indisponíveis recursos de geração e transmissão. Logo, além do despacho econômico, é preciso manter unidades geradoras de prontidão para serem despachadas quando for necessário (reserva de geração) de forma a controlar a frequência e a tensão em valores nominais em toda a rede de transmissão.

Para garantir a segurança da operação em tempo-real o ISO deve através de centros de operação do sistema (COS) supervisionar e controlar as atividades dos agentes em suas respectivas instalações. Recursos de telecomunicações, automação e processamento de alto-desempenho são necessários. Diversos modelos computacionais são necessários para auxiliar a tomada de decisão de despachantes e supervisores da operação em tempo-real.

### ***2.2.3 Operador independente do sistema***

O ISO é o agente responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no sistema. No Brasil quem realiza estas tarefas é o Operador Nacional do Sistema (ONS), sob a fiscalização e regulação da agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O agente ISO realiza atividades de pré-operação (funções de programação), operação e estudos pós-operatórios.

As funções de programação determinam o despacho econômico dos recursos energéticos do sistema atendendo a restrições de confiabilidade da operação (políticas e restrições operacionais, físicas, ambientais e limitações de equipamentos), dentre elas destacam-se:

- Previsão de carga (Longo, médio e curto-prazo);
- Planejamento da operação energética (Longo, médio e curto-prazo);
- Planejamento da operação elétrica;
- Avaliação de intercâmbios;
- Programação da operação;
- Comissionamento das unidades geradoras;
- Colabora com outros agentes para o planejamento da expansão da transmissão.

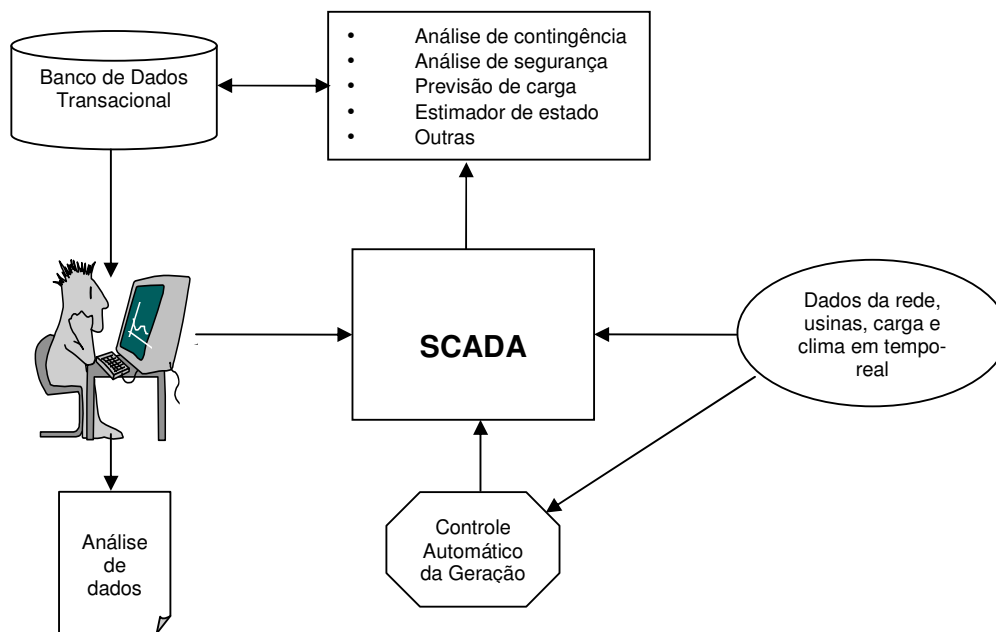
Das funções executadas pelo ISO relativas à operação em tempo-real destacam-se:

- **Análise de segurança** - Avaliação preditiva da segurança do sistema em condições de contingência para a detecção de futuras condições sobre as quais o sistema possa se tornar vulnerável. Esta informação permite aos operadores preparar a ação corretiva necessária para operar o sistema de potência de forma segura;
- **Análise de contingência** – Avaliação em tempo-real da consequência da indisponibilidade de unidades geradoras, linhas de transmissão e equipamentos;

- **Previsão de carga** – Pré-visão da demanda de energia em vários horizontes para auxílio da tomada de decisão em cada subestação do sistema em curtos e curtíssimos prazos;
- **Estimação de estado** – Determinação por meios indiretos (algoritmos computacionais) de variáveis que permitem a observabilidade do sistema mesmo quando o sistema de supervisão não consegue obter a medição exata desta variável;
- **Controle automático de geração** – Sistema de acompanhamento da carga permitindo o controle carga-frequência em todo o sistema;
- **Esquemas regionais de corte de carga** – O ERAC permite o corte de carga segundo critérios pré-estabelecidos de maneira a garantir a segurança do atendimento em áreas prioritárias;
- **Esquemas de restabelecimento do sistema** – O ISO deve coordenar as atividades de restabelecimento do sistema com os seus COS e aqueles pertencentes aos agentes visando diminuir o tempo de falta de energia para o consumidor, mas preservando no processo de restabelecimento do sistema a segurança de pessoas e equipamentos.

Dentre as atividades pós-operatórias pode-se destacar a avaliação de índices de qualidade da energia elétrica nos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica, colaborar com o planejamento da expansão da geração e do sistema de transmissão, apurar as perdas elétricas na rede de transmissão, realizar estudos elétricos de novos acessantes aos sistemas de transporte de energia elétrica e definir parâmetros e requisitos de comando, proteção, controle e telecomunicações para a operação do sistema.





**Figura 2.4** Diagrama das funções para operação em tempo-real para um COS<sup>9</sup>

## 2.3 Planejamento da Expansão

Sistemas hidrotérmicos, com predominância hidrelétrica apresentam algumas características que não podem ser ignoradas no processo de planejamento da expansão, bem como no planejamento e programação da sua operação. Um parque gerador predominantemente hidrelétrico apresenta as seguintes características:

- Os custos de capital são elevados e tendem a serem concentrados, com desembolsos importantes durante a fase de desenvolvimento dos projetos hidrelétricos, em geral de grande porte, enquanto que uma política de expansão caracterizada pela implementação de projetos menores e em maior número, permitiria um fluxo de desembolsos melhor distribuído no tempo;
- Os custos são basicamente associados com a necessidade de produção, que fixa os parâmetros principais da barragem e do reservatório. Uma vez que os requisitos de energia sejam atendidos, o atendimento aos requisitos de potência (demanda máxima) pode ser atingido a custos incrementais reduzidos;

<sup>9</sup> Centro de Operação do Sistema.

- A produção de energia em sistemas hidrelétricos depende da quantidade de água disponível em cada planta do sistema. Posto que é impossível um conhecimento prévio das vazões que irão ocorrer no futuro, o benefício energético associado à construção de plantas hidrelétricas, a rigor, apenas pode ser expresso em modelos probabilísticos, muito embora seja freqüente sua mensuração em termos determinísticos, através do parâmetro "energia firme", obtido com auxílio do histórico disponível de vazões;
- A disponibilidade de capacidade de produção instantânea em uma planta hidrelétrica (potência) depende em geral da altura de queda, que por sua vez depende do nível de armazenamento do reservatório. Assim, a oferta de potência, para atendimento da demanda de pico do mercado, também depende das condições hidrológicas e da política operativa utilizada para a satisfação dos requisitos de energia;
- Muitos reservatórios apresentam usos múltiplos da água, como por exemplo, controle de cheias e irrigação, os quais conflitam com o objetivo de maximização da produção energética. O planejamento e a operação de plantas desse tipo devem, portanto, ser estabelecidos de modo integrado pelos setores da economia interessados.

O dimensionamento do sistema de transmissão passa a ser de fundamental importância para a inserção das usinas no sistema. Neste sentido, algumas características importantes afetam diretamente o dimensionamento do sistema de transmissão, como:

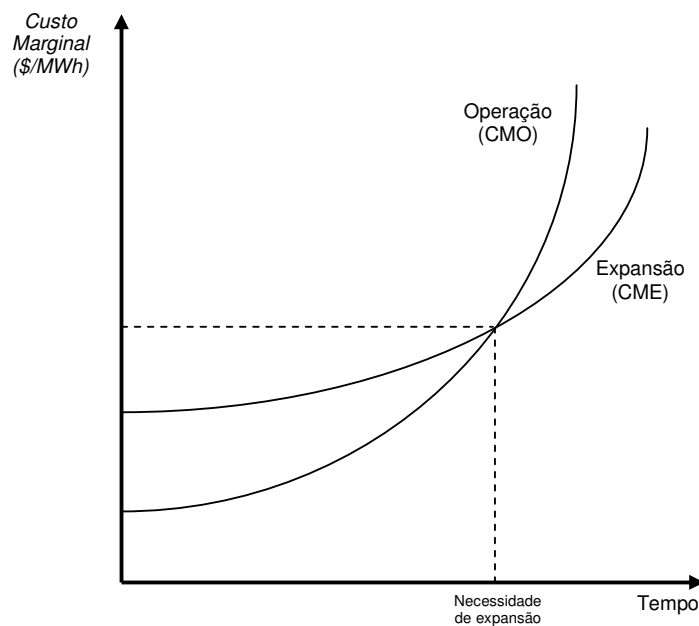
- Os projetos hidrelétricos tendem a se localizar longe dos principais centros de carga, tornando a transmissão de grandes blocos de potência, a grandes distâncias, um aspecto importante a ser ponderado;
- Como a maior parte dos equipamentos voltados para a cobertura do pico de carga estará localizado nas plantas hidrelétricas, distantes dos centros de carga, a capacidade disponível para modulação local da curva de carga será reduzida junto aos centros consumidores, impondo a importação de potência, no horário de carga máxima, de regiões distantes.

O planejamento é centralizado e realizado de maneira determinística, ou seja, elabora-se um plano de expansão com horizonte pré-determinado (Dez anos no caso do Brasil), das obras que devem entrar em operação em determinadas datas para garantir o suprimento de energia dentro do critério de risco também pré-determinado (5% de risco de déficit no caso

brasileiro), hierarquizadas de acordo com seu custo médio de geração ( $\$/MWh$ ). Assim as obras normalmente começam a serem construídas com maciço aporte de recursos financeiros com grande participação estatal.

Na elaboração dos planos procura-se identificar a seqüência de obras que representava a menor relação entre custos e benefícios incluindo questões sócio-ambientais, sendo que estas variáveis devem ser modeladas no processo de definição das obras, considerando a participação da sociedade diretamente afetada pela construção e operação das usinas. Também é necessário levar em conta as incertezas relativas às futuras condições operativas, como variações de demanda, disponibilidade de equipamento e restrições ambientais (FERREIRA, 2002).

Tradicionalmente, as usinas são incorporadas no processo de planejamento através da avaliação do custo unitário de geração, tanto para usinas hidrelétricas, como para usinas termelétricas. Tendo como base este custo o plano de expansão é definido simulando o sistema para atendimento da demanda inserindo as usinas por ordem de custo de operação. Quando o custo marginal de curto prazo (CMO) torna-se maior que o custo marginal de longo prazo (CME) o sistema deve ser expandido sendo inserida no cronograma de obras a usina candidata com o menor custo unitário de geração.



**Figura 2.5** Condição de expansão ótima do sistema

A função planejamento da expansão da geração e da transmissão deve ser realizada pelos agentes envolvidos e também por órgãos da administração superior do país (Como no Brasil que é realizado pela Empresa de Planejamento Energético – EPE – vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME). Entretanto, pode haver agências de planejamento regional ou até mesmo estadual como na Califórnia, EUA.

Com a Lei 10.848 de 2004 o planejamento voltou a ser uma atividade importante do SEB agora realizado pela Empresa de Planejamento Energético (EPE). A EPE realiza o planejamento de longo prazo e determinativo da transmissão com horizonte de 10 anos a frente em conjunto com o ISO. Num horizonte de 3 anos a frente a EPE, juntamente com o ONS desenvolvem o Plano de Ampliações e Reforços (PAR) da Rede Básica<sup>10</sup>, tendo ainda a contribuição das empresas de geração, transmissão e distribuição.

Na geração as novas usinas são decididas livremente pelo mercado. Entretanto, a cada ano avalia-se a necessidade de contratação de energia para suprir o mercado cativo de todas as distribuidoras do sistema interligado nacional com antecedência de cinco anos. É realizado um leilão para este montante de energia e participam deste leilão, a princípio, novos empreendimentos de geração de energia buscando contratos de longo-prazo mais de 15 anos com a distribuidora.

Logo, destaca-se a importância de um agente que coordene os estudos de expansão do sistema e realize as funções de planejamento da expansão dos sistemas de produção e transporte de energia elétrica nos horizontes de longo e curto prazo.

## 2.4 Mercados de Energia

Fisicamente com a implantação dos mercados competitivos de energia elétrica não se alterou as funções e o modo de operação física de sistemas de potência. Entretanto, a estrutura comercial sofreu severas mudanças.

O objetivo de um mercado de energia é o equilíbrio das forças de mercado (Produção e consumo) de modo a garantir a expansão, permitir uma margem de reserva de geração e transmissão adequada. Ao mesmo tempo as regras de mercado devem assegurar ao

---

<sup>10</sup> A Rede Básica é definida com o conjunto de instalações de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV e que contribua com a otimização eletro-energética do sistema interligado nacional (ONS, 2005).

consumidor final preços não abusivos, tarifas módicas, serviço de qualidade e inovação tecnológica. Logo, em um mercado de energia, os agentes compram e/ou vendem o produto energia elétrica (*kWh*). Várias estruturas de mercado existem para permitir este objetivo, podendo ser divididos da seguinte forma:

- Mercados varejistas de energia (MVE);
- Mercados atacadistas de energia (MAE).

O MVE caracteriza-se pela venda de energia a um consumidor livre<sup>11</sup> por um fornecedor que não seja a concessionária local, ou seja, a distribuidora. O varejo neste caso visa o atendimento adequado da curva de carga da unidade consumidora (Necessidades do consumidor) através de um agente vendedor de energia. O problema neste tipo de mercado refere-se a como remunerar a distribuidora local pelo transporte da energia da usina onde foi gerada até onde esta foi consumida.

O empecilho origina-se no desconhecimento do caminho percorrido, pois segundo as Leis de Kirchoff, o fluxo de elétrons passa pelo caminho de menor impedância elétrica. Como resultado desta lei física, vários caminhos paralelos (quando existentes) são percorridos para o atendimento do consumidor final.

Assim, uma das estruturas emergentes é a separação entre produto (energia elétrica) e o serviço (transporte) representado pela disponibilidade dos sistemas de distribuição e transmissão (Livre acesso ou *open access*). Já no atacado, duas correntes básicas de estruturas de mercado atacadista de energia (MAE) são propostas:

- Modelo *pool*;
- Modelo bilateral.

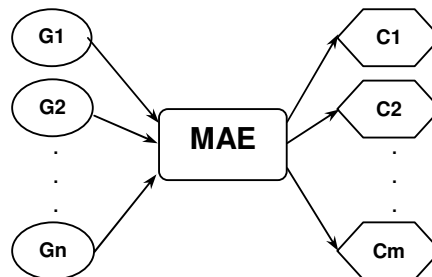
### **Modelo Pool**

O modelo *pool* é caracterizado pela estruturação de um mercado de curto prazo, ou seja, que determina um preço que reflete as condições de mercado de curto prazo, normalmente em intervalos de uma hora. A grande mudança da implantação dos mercados competitivos de

---

<sup>11</sup> Consumidor livre é aquele que pode optar por comprar uma certa quantidade de energia elétrica de qualquer comercializador ou gerador do mercado, desde que sejam atendidos critérios técnicos como a demanda contratada mínima e classe de tensão de fornecimento pela concessionária local.

energia elétrica é a forma de definição do despacho econômico como informação básica para o programa de geração e comissionamento das unidades geradoras. A Figura 2.6 apresenta a visão geral do modelo *pool*.

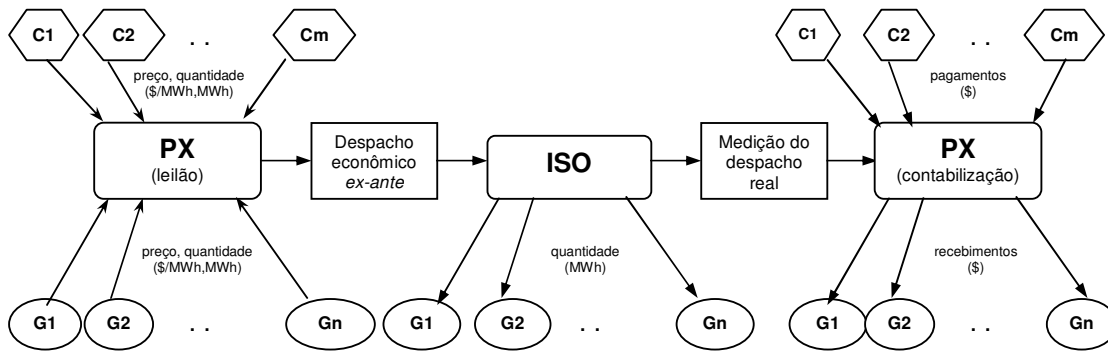


**Figura 2.6** Visão geral do modelo *pool* de mercado atacadista de energia elétrica

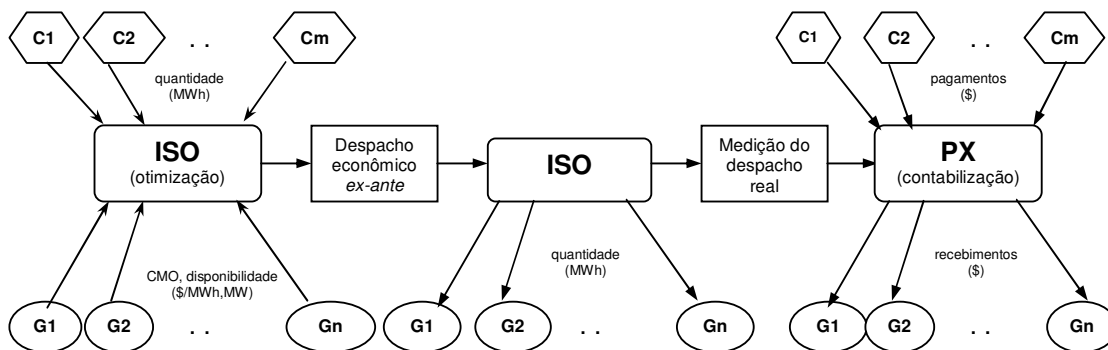
Desta forma define-se este despacho econômico (comercial), como *ex-ante*, ou seja, baseado nas informações dadas pelos agentes e previstas pelo ISO antes da demanda ocorrer.

Em geral existem dois tipos básicos de mercados atacadistas de energia. Os chamados *loose pool* onde o despacho *ex-ante* é definido através de um leilão promovido por um operador de mercado, aqui chamado de *Power Exchange (PX)*. Para um perfil de demanda prevista com 24 horas de antecedência é realizado um leilão onde, vendedores e compradores ofertam preços e quantidades até que não haja mais mudanças nas ofertas realizadas. O preço onde as curvas de oferta e demanda se encontram é definido como preço *spot ex-ante*. Os geradores são despachados em ordem crescente de preços conforme a quantidade ofertada. Assim se define o despacho comercial ou *ex-ante*. Este despacho é repassado ao ISO para consolidar o programa de geração e comissionamento das unidades geradoras.

O outro modelo encontrado é o *tight pool*, onde o despacho econômico é definido tecnicamente através de modelos de otimização como no caso Brasileiro e descrito anteriormente no planejamento da operação. Ou seja, o preço *spot* é definido através de um modelo computacional e não da negociação dos agentes, onde o mesmo reflete o custo marginal de operação do sistema. A Figura 2.7 e 2.8 apresenta a estrutura dos dois tipos de mercado atacadista s de energia modelo *pool*.



**Figura 2.7** Esquema de despacho *ex-ante* e contabilização no modelo *loose pool*



**Figura 2.8** Esquema de despacho *ex-ante* e contabilização no modelo *tight pool*

Durante a operação em tempo-real ocorrem indisponibilidades forçadas de unidades geradoras, linhas de transmissão e equipamentos em subestações. Assim, o ISO determina unidades em reserva girante. Caso estas usinas sejam despachadas por restrições técnicas ou indisponibilidade de outras, o despacho *ex-ante* é alterado e afeta o preço *spot* (*ex-post*). Para minimizar a possibilidade de jogos cooperativos entre os agentes, algumas regras de mercado têm sido propostas onde uma ponderação entre os preços *spot ex-ante* e *ex-post* são realizadas para a determinação do preço *spot* efetivo.

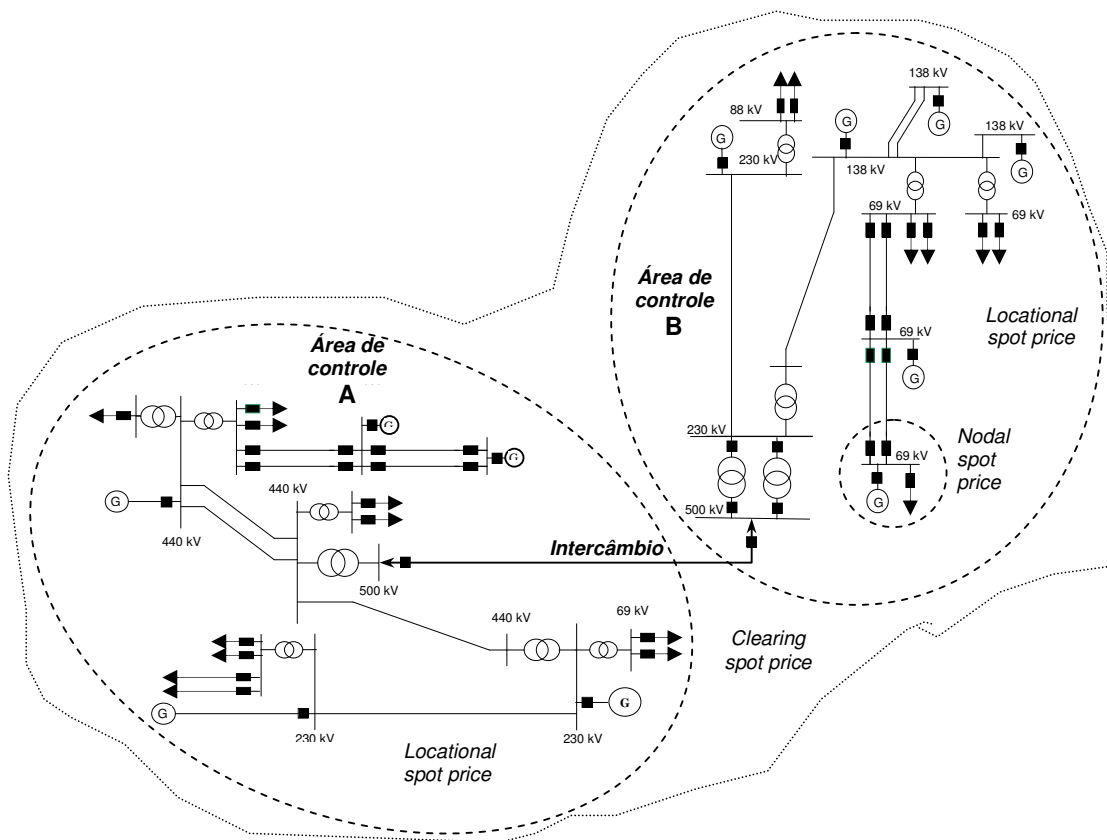
Deve ser considerado também que a operação em tempo real necessita de geradores para controle de frequência, reserva girante, controle de reativos nas linhas de transmissão entre outros para garantir a qualidade do produto. Estas funções são chamadas de serviços ancilares e sua remuneração não está inclusa no preço *spot*.

Outro fator a se destacar é com relação à abrangência geo-elétrica do preço *spot* e o seu processo de formação de preços. O preço *spot* pode ser apurado para cada subestação do sistema (*Nodal spot price*) (SCHWEEPS,1989), para uma área de controle (*Locational spot price*) (WU,2003) ou para o sistema todo (*Clearing market price*) (SILVA,2001). A Figura 2.9 apresenta o esquema de abrangência de cada modalidade de preço *spot*.

No Brasil, os sistemas de potência começaram a serem formados nos estados, posteriormente nas regiões geopolíticas (através de empresas federais de geração e transmissão) e atualmente estes sistemas se interligaram formando um grande e complexo sistema de potência. Entretanto, as restrições de transmissão entre submercados podem gerar diferenças de preços *spot* (*Locational market prices*) que devem ser considerados na contabilização dos contratos. Uma área de controle é também chamada submercado no âmbito dos mercados atacadistas.

O aparecimento de submercados, por definição, é resultado de restrições de transmissão. Por exemplo, se dois subsistemas estão interligados por uma linha operando em sua capacidade máxima, ocorre uma restrição de transmissão ou congestionamento da transmissão, ou seja, por mais capacidade ociosa de geração existente no submercado (subsistema) exportador, não é possível transferir esta energia ao submercado importador. Assim, o ISO terá que despachar unidades mais caras no submercado importador para atender a demanda, criando-se assim um diferencial de preços *spot* devido a restrição de transmissão. Entretanto, se a restrição for eliminada através de reforços ou novas linhas, não faria sentido haver dois submercados, e sim um único submercado.





**Figura 2.9** Abrangência do preço *spot* no sistema elétrico no modelo *pool*

Por questões operativas e de confiabilidade do sistema, uma mesma linha de transmissão pode apresentar valores de distintos de capacidade de transmissão de energia quando se inverte o fluxo energético entre dois submercados.

No Brasil existem atualmente quatro submercados (Sudeste, Sul, Norte e Nordeste). Para cada submercado é definido um preço *spot* (Locational *spot price*). Estes preços são utilizados na liquidação das transações energéticas no mercado de curto prazo.

Importante definir para mercados divididos em submercados o “centro de gravidade” (CG). O CG é um ponto fictício da área de controle que representa o ponto de entrega os geradores do submercado entregam toda a energia vendida e onde todas as unidades consumidoras retiram a energia comprada, como se o submercado possuísse apenas uma subestação.

O CG pode ser definido ou em termos do sistema como um todo, ou em termos de cada submercado. Preços diferentes entre submercados, refletirão o custo marginal de energia de curto prazo de cada submercado, referido ao seu CG, através da aplicação de fatores de perda de transmissão. Intercâmbios entre submercados serão tratados como geração ou demanda nas fronteiras elétricas de cada submercado. Os volumes de energia gerados e consumidos serão também convertidos aos CGs dos correspondentes submercados para fins de contabilização. Se, entre dois submercados, não estiver ocorrendo qualquer restrição de transmissão, a diferença entre os correspondentes preços refletirá as perdas de transmissão entre seus centros de gravidade.

### **Modelo bilateral**

No modelo bilateral de mercado atacadista vendedores e compradores negociam com flexibilidade os termos do contrato, chamado contrato bilateral. Esta modalidade de mercado atacadista permite o livre arranjo comercial e o despacho entre geradores e consumidores de energia. Os contratos são puramente financeiros e são criados coordenadores de despacho (Parecidos com o ISO), que se encarregam de fechar o balanço entre carga e geração. Não há a figura do agente PX para contabilização e liquidação de contratos.

Os agentes podem entre si celebrar contratos bilaterais de diversos tipos. Normalmente um contrato é definido por uma quantidade, um valor (*strike price*) e a duração do mesmo. Os contratos são livremente negociados. A este mercado de contratos bilaterais chamamos de mercado livre ou mercado de longo prazo.

### **Mercados híbridos**

Tanto o modelo *pool* como o modelo bilateral apresenta problemas de implantação. Logo, um modelo híbrido contemplando a estrutura do modelo *pool* e bilateral é definido formando o mercado a diferenças. Neste trabalho este de mercado será chamado de Mercado Atacadista de Energia (MAE). Neste modelo um agente de consumo pode comprar energia no mercado spot ou estabelecer contratos. Portanto, eles podem negociar através do “pool” ou através de contratos bilaterais.

O MAE tem sido desenvolvido no mundo todo. O preço spot é determinado para cada período de apuração do mercado. São liquidados a preço *spot* os fluxos de energia não contratados bilateralmente (contratos de longo prazo). Cada gerador paga ou recebe do MAE

a diferença entre a energia contratada e a energia gerada. De forma análoga é realizada a contabilização para consumidores e distribuidoras. Por exemplo, se o gerador produz mais do que vendeu em contratos bilaterais, ele vende a geração excedente no MAE. Caso contrário, ele compra energia no MAE pelo preço *spot* para cumprir seus contratos.

Neste modelo são necessários o ISO e o PX. No PX são contabilizadas e liquidadas as diferenças positivas ou negativas dos volumes não contratados. Assim os mercados de *spot* e de longo prazo (mercado livre) funcionam simultaneamente e são representados no PX.

Em sistemas predominantemente hidrelétricos devido à característica aleatória das vazões afluentes, a usina não tem condições de gerar a sua potência nominal o tempo todo. No Brasil o órgão regulador determina a energia assegurada como o limite de contratação de energia elétrica em contratos de venda de energia em contratos bilaterais. Ou seja, os agentes geradores podem vender nenhuma, parcialmente ou toda a sua energia assegurada.

Em mercados com despacho centralizado podem existir mecanismos de mitigação de riscos hidrológicos implícitos nas regras de mercado devido ao tipo de despacho. Usinas com reservatório de cabeceira na cascata regulam o fluxo de vazões das usinas de jusante. Entretanto este benefício não é alocado a mesma, pois em muitos cenários hidrológicos esta usina gera menos do que seus proprietários gostariam que elas gerassem para que a água armazenada fosse utilizada nos períodos secos, beneficiando as usinas a jusante. Neste sentido no Brasil foi instituído o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O MRE realoca a energia excedente da energia assegurada da usina para outras que geraram abaixo de sua energia assegurada. A energia gerada é recalculada considerando o MRE e este valor é utilizado para a contabilização dos contratos no mercado a diferenças no âmbito do PX. Mais detalhes sobre o MRE são apresentados no Anexo B.

## **2.5 Contratos Bilaterais de Longo Prazo**

Nos mercados predominantemente hidrelétricos a variabilidade das vazões afluentes é caracterizada por um processo estocástico, causando volatilidade nos preços *spot* no MAE, dependendo principalmente da hidrologia. Períodos hidrológicos acima da MLT (período úmido) implicam em baixos CMOs e conseqüentemente baixos preços *spot*, porque nesta situação não há necessidade de despachar usinas térmicas.

Por outro lado, períodos com vazões abaixo da MLT (período seco) implicam em elevados preços *spot* devido ao despacho de usinas térmicas para complementação do despacho hidrelétrico no intuito de atender a demanda. Portanto, os riscos financeiros são elevados devido à dependência atual e futura do despacho de geração da hidrologia.

Neste cenário para estabelecer contratos bilaterais de toda ou parte de sua energia assegurada geradores necessitam avaliar num horizonte de análise o despacho de geração esperado e o comportamento futuro do preço *spot*. Ou seja, se o valor esperado do preço *spot* médio for menor que o valor oferecido pelos agentes de consumo para os contratos bilaterais, o gerador terá preferência em estabelecê-los. Por outro lado, se o valor esperado do preço *spot* for maior que as ofertas dos agentes de consumo a tendência é que os geradores não estabeleçam contratos bilaterais. Uma analogia pode ser feita para os agentes de consumo.

Logo a análise do estabelecimento de contratos bilaterais depende a minimização a exposição a preços *spot* baixos para geradores e elevados para compradores. A minimização dos efeitos da exposição à volatilidade do preço *spot* deve considerar:

- Condições operativas do sistema;
- Decisões de investimento na expansão do parque gerador e da transmissão.

A maneira mais utilizada pelos geradores e compradores para diminuir os riscos e a exposição à volatilidade dos preços *spot* é o estabelecimento de contratos bilaterais ou contratos a termo (*forward contracts*).

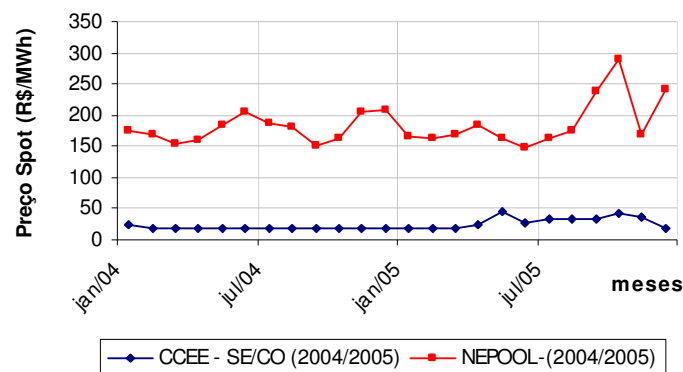
A princípio, um contrato de longo prazo pode ser estabelecido livremente entre dois agentes do setor para a compra e venda de energia. De um lado a figura do vendedor (agente gerador ou comercializador) e do outro a figura do comprador (Consumidor livre, comercializador ou distribuidora). Nestes contratos são definidos volume de energia, preço (\$/MWh) e duração (data de início e fim).

Um contrato a termo é um acordo de compra e venda, firmado hoje, com entrega da mercadoria e recebimento do pagamento em data futura. Há, então, a necessidade de se definir a qualidade da mercadoria, a quantidade negociada, o local de entrega, o preço do produto e as penalidades pelo não cumprimento deste contrato. As vantagens de um contrato a termo são:

- O vendedor garante mercado e preço para a sua produção;
- O comprador garante fornecimento e preço para o produto desejado;
- Existe facilidade na comercialização de bens;
- Há menor oscilação no preço do bem;
- Há maiores informações de preços futuros de produtos; e
- Os produtores podem escolher o produto mais vantajoso a vender em determinada época do ano.

O preço *spot* se caracteriza como o principal parâmetro a ser observado neste tipo de mercado, pois os estudos e projeções dos cenários futuros irão determinar a formação dos preços negociados pelos contratos bilaterais no presente.

Em sistemas puramente térmicos a volatilidade do preço *spot* pode ser explicada principalmente pela variação da carga. Já em sistemas predominantemente hidrelétricos, os fatores que influenciam diretamente nesta volatilidade, são as vazões afluentes aos reservatórios e a energia armazenada das usinas hidrelétricas. Como não há grandes variações de vazão, volume e energia armazenada em um intervalo curto de tempo, em sistemas com geração predominantemente hidráulica, a variação do preço *spot* incide em horizontes de longo prazo.



**Figura 2.10.** Preço “spot” em sistemas predominantemente hidrelétricos (Brasil) e predominantemente termelétricos (NEPOOL).

O preço *spot* NEPOOL foi encontrado através da conversão dos valores em dólares obtidos em (NEPOOL, 2006) e a tabela de conversão do dólar (BCB, 2006).

O preço *spot* e o valor dos contratos bilaterais remuneram apenas a quantidade no atacado da produção de energia elétrica, ou seja, remunera a produção em escala do produto energia elétrica, mas, não remunera o seu transporte e nem a garantia da qualidade do produto na sua entrega ao consumidor. Portanto, são necessários outros mecanismos e estruturas de mercado para garantir estes requisitos como os mercados de capacidade, de serviços ancilares e as estruturas de valoração do transporte de energia elétrica.

## 2.6 Contabilização Financeira

O PX é responsável por apurar os volumes não contratados e os valores a pagar ou receber dos agentes membros. Após a apuração do preço *spot* e dos valores efetivamente gerados e consumidos (medidos) o PX contabiliza a posição dos agentes membros. A seguir é apresentada a formulação necessária para a contabilização de geradores hidrelétricos, termelétricos, distribuidoras e consumidores livres.

### 2.6.1 Agentes de geração

A posição de um gerador no MAE é dada pela Equação 2.1 para cada submercado em um intervalo de apuração. Para ter a posição total no MAE deve-se somar a RMGS de todos os submercados do sistema.

$$RMGS^k = \left( \sum_i^{NU} EGmed_i^k \cdot (1 - \Phi_i^k) + ERMRE^k + ESEC^k - \sum_j^{NC} ECont_j^k \right) \cdot PSpot^k + TEO^k \cdot EDMRE^k \quad (2.1)$$

Onde:

- $RMGS^k$  - Receita ou despesa no MAE do gerador no submercado  $k$ ;
- $EGmed_i^k$  - Energia gerada e medida da usina  $i$  do gerador no submercado  $k$ ;
- $NU$  - Número de usinas do gerador no submercado  $k$ ;
- $\Phi_i^k$  - Fator de perdas na transmissão da usina  $i$ ;
- $ERMRE^k$  - Volume total de energia recebida pelo gerador do MRE no submercado  $k$ ;
- $ESEC^k$  - Volume total de energia secundária recebida pelo gerador do MRE no submercado  $k$ ;
- $ECont_j^k$  - Volume do contrato  $j$  vendido no submercado  $k$ ;

- $PSpot^k$  - Preço spot do submercado  $k$ ;  
 $TEO^k$  - Tarifa de remuneração de doação ao MRE no submercado  $k$ ;  
 $EDMRE^k$  - Volume total de energia doada ao MRE no submercado  $k$ .

No caso de geradores que possuem apenas usinas termelétricas os termos  $EDMRE^k$  e  $ERMRE^k$  são iguais a zero. Além da receita com relação ao MAE o gerador recebe de cada contrato bilateral a respectiva receita.

### 2.6.2 Agentes de consumo

A posição de um agente de consumo (Comercializadora, distribuidora e consumidor livre) no MAE é dada pela Equação 2.2 para cada submercado em um intervalo de apuração. Para ter a posição total no MAE deve-se somar a DMDS de todos os submercados do sistema.

$$DMDS^k = \left( \sum_i^{NS} ECons_i^k \cdot (1 - \Phi_i^k) - \sum_j^{NC} ECont_j^k \right) \cdot PSpot^k \quad (2.2)$$

Onde:

- $DMDS^k$  - Receita ou despesa no MAE do agente de consumo no submercado  $k$ ;  
 $ECons_i^k$  - Energia consumida e medida na subestação  $i$  do agente de consumo no submercado  $k$ ;  
 $NS$  - Número de pontos de medição de consumo no submercado  $k$ ;  
 $\Phi_i^k$  - Fator de perdas na transmissão do ponto de consumo  $i$ ;  
 $ECont_j^k$  - Volume do contrato  $j$  comprado no submercado  $k$ ;  
 $PSpot^k$  - Preço spot do submercado  $k$ .

Além da despesa com o MAE o agente de consumo paga ao gerador o valor acertado nos contratos bilaterais.

Com uma estrutura de mercado mais competitiva (tanto no varejo, quanto no atacado), os agentes geradores se vêem diante do problema de quanto vender, quando vender, quais contratos bilaterais assumir e qual o valor dos contratos. Por outro lado comercializadores,

distribuidoras e consumidores livres buscam responder estas mesmas perguntas, no entanto visando comprar energia.

Visando maximizar seus lucros e conseqüentemente minimizar seus prejuízos, cada agente desenvolve mecanismos para análise do mercado e estabelecimento de contratos de longo prazo, considerando sempre o preço *spot*.

## 2.7 Agente Regulador

A regulação pode assumir duas argumentações conceituais distintas com a regulação jurídico-econômica e a regulação político-social.

A **regulação jurídico-econômica** pode ser entendida como aquela que tem no mercado a sua raiz, que se materializa em ambientes institucionais formais, privilegia a esfera privada, e se projeta em instrumentos legais cujo foco principal é a geração de lucros para os agentes prestadores dos serviços sob regulação (RAMOS, 2005).

A **regulação político-social** pode ser entendida como aquela que tem no Estado a sua raiz, que também se materializa em ambientes institucionais formais, mas privilegia a esfera pública e a cidadania, e se projeta em instrumentos legais cujo foco principal é a geração de bem estar social (RAMOS, 2005). Assim, a regulação é definida como:

*“Conjunto de restrições impostas pelo Estado sobre a liberdade dos indivíduos e organizações para tomar decisões econômicas. Esse poder coercitivo do Estado é respaldado pela ameaça de imposições de penalidades. Regulação econômica (ênfase minha) está geralmente associada a restrições impostas pelos governos sobre as decisões das firmas quanto a preços, quantidades e entrada e saída de mercados, embora a qualidade do produto também possa ser uma variável regulada”.* (OLIVEIRA, 2000)

Na indústria de eletricidade a regulação é necessária principalmente devido ao movimento planetário de reestruturação do modelo institucional e comercial do setor elétrico. Logo, é obrigatória a presença do Estado como regulador desta atividade econômica.



Agências reguladoras são elementos centrais de processos de liberalizações e privatizações de operadoras de serviços públicos, tanto em países centrais quanto periféricos. Trata-se de entes administrativos capazes de, em tese, como reza a expectativa teórica dos mercados perfeitos da economia neoclássica, regular os mercados privatizados de modo equilibrado, autônomo e equidistante das influências do Estado, dos interesses privados, e dos consumidores. Um dado singular desses processos é a despreocupação teórica e prática com a categoria governo. Essa ausência, porém, é parte objetiva dos modelos, como se desprende desse trecho extraído de relatório do Banco Mundial:

*“A transição do monopólio estatal para múltiplos operadores requer nova atenção à regulação. Prevenir o operador dominante de abusar do seu poder de mercado (ao restringir a oferta e precificar por baixo os serviços competitivos) requer dispositivos adequados de contabilidade e de transparência, metas de desempenho, e controles de preço baseados em incentivo. A experiência mostra que novos provedores de serviço não serão capazes de se interconectar com o operador dominante em termos razoáveis sem a ajuda regulatória. Os provedores de serviço, tanto públicos como privados, devem operar a distância segura (“at arm’s length”) do governo e estar sujeitos à disciplina comercial e à supervisão de um regulador independente”.*

(WORLD BANK, 1994)

A complexidade do setor de energia elétrica e a multidisciplinariedade de suas áreas de atuação implicam na necessidade de quadros técnicos altamente capacitados. O agente regulador é responsável pela definição das regras de mercado e operação, fiscalização dos agentes e mediação de conflitos.

## **2.8 Demais Agentes**

Após a descrição dos agentes ISO e PX é preciso definir os demais agentes do mercado.

### **Agente de Geração**

O agente de geração é o titular de concessão, permissão ou autorização, outorgada pelo poder concedente, para fins de geração, e compra e venda de energia elétrica no MAE. São representados pelas empresas de geração ou geradoras que são as proprietárias dos ativos de geração, ou seja, as usinas. Uma geradora pode ser puramente hidrelétrica, termelétrica ou

ser proprietária de usinas dos mais diversos tipos, tecnologias, combustíveis, localizações, nível de tensão da conexão.

As geradoras são também diretamente reguladas por órgãos e agências da área ambiental e atualmente o passivo ambiental das mesmas tem representado um crescente componente dos custos das empresas. Mesmo usinas antigas são submetidas às exigências ambientais.

Quando as usinas estão conectadas diretamente no sistema de transmissão, as mesmas estão sujeitas ao despacho do ISO e a observância de suas regras e procedimentos. Entretanto, com o desenvolvimento da tecnologia de controle, materiais e equipamentos, os custos de geração e investimento de pequenas centrais geradoras têm se viabilizado economicamente sendo competitivas, ou mesmo, sendo viabilizadas por programas de incentivo a fontes renováveis de energia (Em sua grande maioria) tanto por organizações não-governamentais como pelos governos.

Estas usinas se conectam no sistema de distribuição, e, portanto, mais próximo às cargas diminuindo as perdas elétricas por efeito Joule, diminuindo a necessidade de investimento para expandir o sistema de transmissão (Quando a rede de distribuição já existir nas proximidades do local de implantação das usinas) e em alguns casos auxiliar no controle de tensão nas subestações de distribuição. Neste caso o despacho é realizado através dos centros de operação da distribuição.

As usinas podem prover ao mercado vários tipos de produto como a energia elétrica, a capacidade (demanda) e serviços ancilares (Controle de tensão, reserva de capacidade, regulação primária).

As empresas de geração são organizadas de forma a otimizar seus recursos. Em geral as mesmas possuem as seguintes macro-funções:

- **Administração** – Constitui-se nas funções básicas de toda empresa na governança, gestão de recursos humanos, administração financeira e outras;
- **Comercialização de Energia** – Responsável pela venda dos produtos associados à energia elétrica possível de serem negociados no mercado, definindo estratégias e buscando o atendimento do desejo dos clientes;

- **Operação** – Envolve as funções que garantem o funcionamento contínuo das usinas garantindo a confiabilidade e a economicidade do processo industrial. Em grandes centrais geradoras existe um centro de operação de geração (COG) que supervisionam, controlam e executam ordens estabelecidas pela legislação e pelo ISO. A operação envolve pessoal especializado e demanda tecnologia;
- **Manutenção** - Envolve as funções que permitem as práticas adequadas da manutenção preditiva, preventiva e corretiva. A manutenção envolve pessoal especializado e demanda tecnologia, e muitas vezes podem ser realizadas por terceiros.

### **Agentes de Transmissão**

O agente de transmissão é o titular de concessão outorgada pelo poder concedente, para fins de transmissão de energia elétrica. São representados pelas empresas de transmissão ou transmissoras que são as proprietárias dos ativos de transmissão, ou seja, as linhas, subestações, centros de operação e laboratórios.

Estas empresas podem ter composição de capital tanto privado como controle por empresas estatais. As empresas de transmissão são organizadas de forma a otimizar seus recursos. Em geral as mesmas possuem as seguintes macro-funções:

- **Governança corporativa** – Constitui-se nas funções básicas de toda empresa na administração da mesma como gestão de recursos humanos, administração financeira e outras;
- **Operação** – Envolve as funções que garantem a coordenação da operação interligada em sua área de atuação. Numa única transmissora podem estar conectados diversos geradores, outras transmissoras, distribuidoras e unidades consumidoras eletro-intensivas. São necessários modernos sistemas computacionais de alta tecnologia para supervisão e controle. As transmissoras dispõem de centros de operação da sua malha de transmissão (COT) e em alguns casos podem ter vários centros de operação hierarquizados. Nos EUA as RTO ou *Regional Transmission Operator* são transmissora que realizam inclusive as funções do ISO como o despacho de geração.
- **Manutenção** - Envolve as funções que permitem as práticas adequadas da manutenção preditiva, preventiva e corretiva. A manutenção envolve pessoal especializado e demanda tecnologia, e muitas vezes podem ser realizadas por

terceiros. Normalmente as transmissoras possuem laboratórios de metrologia, análise físico-química de óleo e de ensaio de transformadores e equipamentos de subestações.

### **Agentes de Distribuição**

O agente de distribuição é o titular de concessão outorgada pelo poder concedente, para fins de distribuição de energia elétrica que pode contemplar também a comercialização de energia elétrica (Compra e venda) dos consumidores cativos. São representados pelas empresas de distribuição ou distribuidoras que são as proprietárias dos ativos de distribuição, ou seja, as linhas, subestações, centros de manutenção, centros de operação e laboratórios.

As distribuidoras são as empresas proprietárias de linhas de distribuição e de equipamentos de transformação, que entregam a energia elétrica aos consumidores finais. Estas empresas podem ter composição de capital tanto privado como controle por empresas estatais. As empresas de distribuição são organizadas de forma a otimizar seus recursos. Em geral as mesmas possuem as seguintes macro-funções:

- **Governança corporativa** – Constitui-se nas funções básicas de toda empresa na administração da mesma como gestão de recursos humanos, administração financeira e outras;
- **Engenharia** – É o conjunto de funções com o objetivo de planejar, projetar e instalar redes elétricas de distribuição urbana e rural de maneira adequada seguindo os preceitos da legislação vigente e atendendo as normas técnicas nacionais e internacionais. A readequação e modernização da rede atual também são necessárias. O objetivo principal é atender aos requisitos de demanda das unidades consumidoras e o atendimento do serviço de transporte de energia elétrica com qualidade;
- **Operação** - Envolve as funções que garantem a coordenação da operação da rede, a gestão das intervenções programadas e despachos das turmas de manutenção corretiva. São necessários modernos sistemas computacionais de alta tecnologia para supervisão e controle. As distribuidoras dispõem de centros de operação com cobertura de toda sua área de concessão e centros de operação da distribuição (COD). O desempenho desta macro-função é apurado pelo menor número de interrupções e a menor variação de tensão possível;

- **Comercialização de energia** – É o conjunto de funções que envolvem a previsão de mercado futuro, a definição da estratégia de compra de energia no MAE e no mercado livre, conexão de unidades consumidoras e corte do fornecimento (por inadimplência) dos consumidores dentro das normas estabelecidas pelo poder concedente. Estão associadas a esta macro-função as leituras da medição, a emissão de faturas, a cobrança, corte e o religamento de consumidores;
- **Manutenção** - Envolve as funções que permitem as práticas adequadas da manutenção preditiva, preventiva e corretiva. A manutenção envolve pessoal especializado e demanda tecnologia, e muitas vezes podem ser realizadas por terceiros. Assim como as transmissoras, as distribuidoras possuem laboratórios de metrologia, análise físico-química de óleo e de ensaio de transformadores e equipamentos de subestações;
- **Atendimento comercial** – Como as distribuidoras são a interface entre o serviço de transporte de energia elétrica e o consumidor final (Unidades consumidoras) são necessárias estruturas de atendimento ao público nas cidades onde existe a concessão. Logo, um conjunto de funções com o objetivo de atender as necessidades dos clientes como sanar dúvidas sobre o serviço prestado, faturas de energia elétrica, cobrança, encargos incidentes, conceitos e definições sobre energia elétrica entre outros. Deve-se também atender a pedidos e reclamações dos clientes, e iniciar os processos para prover o atendimento. Neste sentido, a imagem da empresa é formada junto aos milhares de clientes através desta macro-função.

### **Agentes de Comercialização**

O agente de comercialização ou comercializadora é o titular de autorização, concessão ou permissão, outorgada pelo poder concedente, para fins de compra e venda de energia elétrica no MAE, visando o atendimento ao consumidor final (Consumidor livre).

Uma comercializadora pode também ser titular de autorização, outorgada pelo poder concedente, para fins de exportação e importação de energia elétrica com outros países para fins de compra e venda de energia elétrica no MAE.

A comercializadora pode atuar como corretora (“*broker*”), ou seja, ela pode agenciar um contrato de venda para um gerador ou de compra para consumidores livres cobrando uma porcentagem sobre o volume de energia transacionado ou mesmo do valor do contrato.

Entretanto, ela pode atuar como comercializadora propriamente dita (“*dealer*”), ou seja, comprar grandes blocos de energia de geradores e vender a consumidores livres ou distribuidoras de acordo com suas necessidades, permitindo maior flexibilidade, e composição de carteira de contratos complementares (Com fluxo de caixa com correlação negativa entre si) de acordo com sua estratégia comercial.

### **Agentes Consumidores**

Os consumidores são pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, que solicita a concessionária de distribuição ou transmissão o fornecimento de energia elétrica e assumir a responsabilidade pelo pagamento das faturas e pelas demais obrigações fixadas em normas e regulamentos do órgão regulador, assim vinculando-se aos contratos de fornecimento (Compra de energia), de uso do sistema de transporte de energia elétrica, de conexão ou mesmo de adesão, como no caso do consumidor cativo.

Em mercados competitivos é comum encontrar dois tipos de consumidores: Os cativos e os livres. O consumidor cativo é aquele que adquire energia de concessionária ou permissionária a cuja rede esteja conectada e segundo tarifas regulamentadas pelo órgão regulador. Ou seja, não poder escolher de quem comprar a quantidade de energia elétrica necessária para o seu consumo próprio em todas as suas unidades consumidoras. O consumidor cativo não pode participar do mercado livre (Comprar diretamente de geradores e comercializadores), comprar energia na bolsa de futuros de energia ou mesmo participar do MAE. Dependendo de sua classe de tensão de fornecimento e de consumo o consumidor pode escolher entre os tipos de contratos padronizados e autorizados pelo órgão regulador e ofertados pela distribuidora. Entretanto, estes contratos não atendem às especificidades das curvas de carga reais das unidades consumidoras.

O consumidor livre é aquele que pode optar pela compra de energia elétrica junto a qualquer fornecedor (Gerador ou comercializador), conforme legislação e regulamentos

específicos. Desta forma podem gerenciar suas necessidades da maneira que lhes parecer melhor, levando em conta vantagens em preços, produtos e serviços.

O consumidor livre dependendo das regras de mercado e podem participar do MAE e do mercado de futuros de energia, ou ser representado nos mesmos por um comercializador.

# Capítulo 3

## *Sistemas Multiagentes*

### **3.1 Considerações Gerais**

Este capítulo tem como objetivo abordar alguns conceitos e paradigmas importantes utilizados no desenvolvimento deste trabalho. São apresentados alguns princípios básicos dos sistemas multiagentes, foco do desenvolvimento do simulador proposto, bem como características da plataforma JADE.

### **3.2 Orientação a Objetos**

A utilização do termo orientação a objetos pressupõe uma organização de software em termos de coleções de objetos, que interagem entre si garantindo que os requisitos do sistema sejam atendidos. Especificamente sob a ótica do desenvolvimento de sistemas, a orientação a objetos é um paradigma que oferece ao desenvolvedor, valiosos mecanismos voltados para reutilização de código e facilidade na manutenção de sistemas.

Apesar de ter sido projetada a alguns anos, a orientação a objetos tem ganhado força mais recentemente por permitir algumas vantagens em relação a projetos desenvolvidos com o uso de metodologias estruturadas.

No desenvolvimento estruturado, um software é desenvolvido a partir das funções solicitadas, que depois de implementadas ficam desconectadas dos dados que elas manipulam, dificultando o entendimento da relação do sistema e o mundo real. Já no desenvolvimento de *softwares* desenvolvidos com a aplicação do paradigma de orientação a

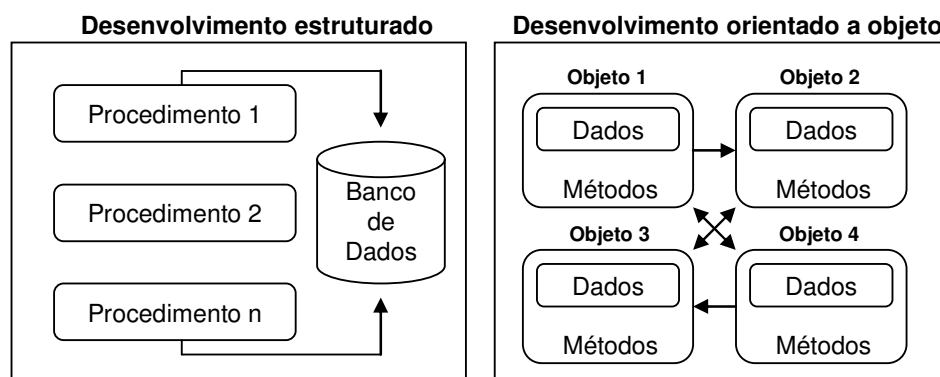


objetos, um sistema é visto como uma coleção de objetos que enviam mensagens uns aos outros.

Os componentes de um objeto são chamados de membros. Basicamente um objeto é composto de dois membros:

- Os atributos, que é o espaço reservado para o armazenamento do valor de uma característica de um objeto;
- Os métodos, que contém instruções simples ou compostas e que representam operações que o objeto é capaz de realizar.

A Figura 3.1 apresenta o paralelo entre sistemas estruturados e sistemas orientado a objetos.



**Figura 3.1** Desenvolvimento estruturado versus desenvolvimento orientado a objetos

Em uma linguagem totalmente orientada a objetos uma variável, procedimento e programas são objetos. Assim sendo, um programa (objeto) pode ser visto como uma coleção de objetos, onde cada um destes também é composto de outros objetos.

Como exemplo disto, um agente do setor elétrico (usina hidrelétrica), pode ser projetado baseado na composição de vários objetos, assim como no mundo real. Simplificando o exemplo, uma usina hidrelétrica pode ser modelada como a composição de um reservatório, uma casa de máquina e um canal de fuga. Da mesma forma, uma casa de máquinas é composta de um ou mais conjuntos de turbina/gerador.

Cada objeto possui um conjunto de características e de atividades que é capaz de realizar. Exemplos de alguns métodos disponíveis em um objeto hidrelétrica são apresentados abaixo:

- Objeto reservatório: Calcular volume atual, calcular cota de montante do reservatório, calcular área e calcular evaporação.
- Objeto casa de máquina: Calcular o engolimento máximo variável e simular falhas das turbinas.
- Objeto canal de fuga: Calcular cota do canal de fuga.

### 3.3 Agentes Inteligentes

Um conceito fundamental para o entendimento de sistemas multiagentes é o de agente. Em virtude da variedade e diversidade das abordagens das aplicações, não existe ainda uma definição universalmente aceita sobre um agente. Contudo, há um consenso que autonomia é a principal característica de um agente.

Segundo RUSSEL (1995), um agente é algo capaz de perceber seu ambiente através de sensores e agir sobre ele através de efetadores. Já WOOLDRIDGE (1995) e outros pesquisadores consideram um agente um sistema de computador que está situado em um ambiente e é capaz de executar ações autônomas de forma flexível neste ambiente, a fim de satisfazer seus objetivos de projeto.

Para testar estas propriedades, vários agentes de inúmeras áreas tem sido propostos através de implementações computacionais, aqui denominadas, agentes de software.

Um agente de software possui muitas similaridades com objetos (definidos segundo o paradigma da orientação a objetos). Entretanto, algumas diferenças mais fortes merecem destaque especial e são apresentadas a seguir (WOOLDRIDGE, 1999):

- Agentes incorporam uma noção mais forte de autonomia do que os objetos, uma vez que decidem por eles mesmos se executam ou não uma ação a pedido de outro agente;
- Agentes são capazes de comportamento flexível (que será definido mais adiante), enquanto o modelo de objetos não define nada sobre este comportamento;

- Um sistema multiagentes é inerentemente *multi-thread*<sup>12</sup>, em que cada agente tem o controle de sua própria *thread*.

Apesar disto, os princípios da orientação a objetos podem ser aplicados em SMA, pois estes representam uma extensão da orientação a objetos.

### 3.4 Inteligência Artificial Distribuída

O termo “Sistema Multiagentes”, surgiu como uma subárea de uma área da Inteligência Artificial (IA) denominada Inteligência Artificial Distribuída (IAD).

Os Sistemas Multiagentes (SMA) são constituídos de dois ou mais agentes, em um ambiente, que interagem para alcançarem seus objetivos. Vários modelos de interação entre os agentes podem ser estruturados, diferindo na caracterização dos ambientes, formas de comunicação, coordenação ou competição, número de agentes, etc.

O interesse crescente em SMA se deve às vantagens que tais sistemas possuem de se resolver problemas muito grandes para um único agente, numa abordagem distribuída, oferecendo maior velocidade e confiabilidade, clareza conceitual e simplificando em alguns casos os projetos. Assim, apesar da grande eficiência de soluções centralizadas, alguns sistemas de informação têm vislumbrado avanços promissores com o uso de aplicações distribuídas na resolução de suas tarefas através do uso de SMA.

#### 3.4.1 Características de Sistemas Multiagentes

Conforme definição de agente apresentada por RUSSEL & NORVING três conceitos chave permeiam esta definição: ambiente, autonomia e flexibilidade.

A presença de um agente em certo ambiente permite que o mesmo utilize das entradas disponíveis do ambiente para efetuar ações que modifiquem de alguma forma este ambiente.

Em (RUSSEL, 1995) o autor classifica as propriedades dos ambientes em:

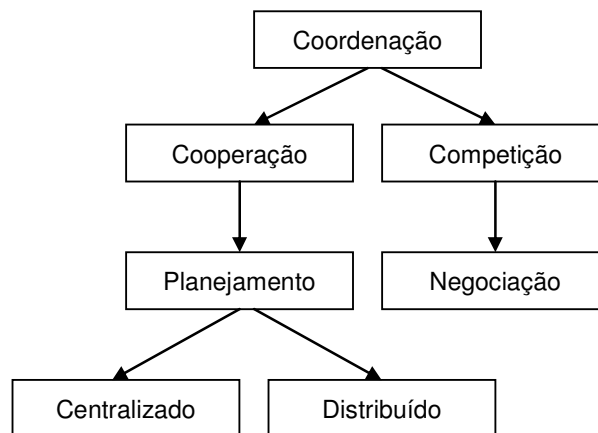
---

<sup>12</sup> Uma *thread* é um processo que permite a execução de várias atividades em um único processo. Java foi a primeira linguagem de programação a incluir o conceito de *threads* na própria linguagem.

- Acessível x Inacessível;
- Determinístico x Não-determinístico;
- Episódico x não-episódico;
- Estático x Dinâmico;
- Discreto x Contínuo

Segundo (HUHNS, 1999) um ambiente provê uma infra-estrutura especificando protocolos de comunicação e interação. São tipicamente abertos e não possuem apenas um projetista e contêm ainda agentes que são autônomos e distribuídos podendo ser competitivos ou cooperativos.

A coordenação dos agentes de forma a se alcançar um objetivo, pode se dar através da cooperação ou da competição. O que geralmente define a forma de coordenação é o tipo de problema a ser resolvido. A Figura 3.2 apresenta algumas formas possíveis dos agentes coordenarem suas atividades.

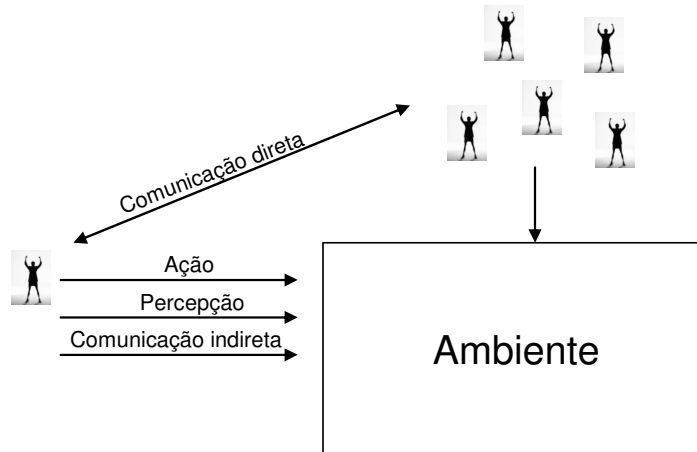


**Figura 3.2** Formas básicas de coordenação das atividades dos agentes

### **3.4.2 Comunicação entre Agentes**

Em um ambiente onde se provê a interação e cooperação de agentes, faz-se indispensável o uso de mecanismo que permita a comunicação entre eles.

Algumas formas de comunicação entre os agentes são disponíveis conforme ilustra a Figura 3.3. A habilidade de comunicar-se combina a capacidade de percepção e de ação do agente em relação ao ambiente ou até mesmo de outros agentes.



**Figura 3.3** Formas de comunicação dos agentes com outros agentes e com o ambiente

Para que os objetivos sejam alcançados a organização da comunicação torna-se algo imprescindível. Para isto, a coordenação dos agentes torna-se uma atividade com alto grau de importância neste processo.

A comunicação entre os agentes pode se dar de duas formas (GENESERETH, 1994):

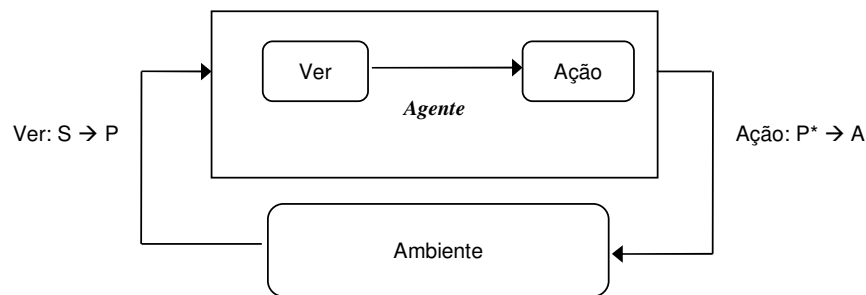
- **Direta:** onde os agentes controlam por eles mesmos sua coordenação.
- **Assistida:** quando os agentes utilizam um sistema especial ou agente especial para coordenar suas atividades.

Várias formas de coordenação são encontradas na literatura especializada internacional. *Contract net*, sistemas de quadro negro, negociação, manutenção de crenças, mecanismos de mercado e modelos de três camadas são algumas delas. Mais detalhes sobre elas pode ser encontrado em (MENESES, 2001).

Basicamente o que irá diferenciar um agente de um programa computacional tradicional será a flexibilidade de suas ações. Segundo (JENNINGS, *et al*, 1998) flexibilidade significa que o sistema é:

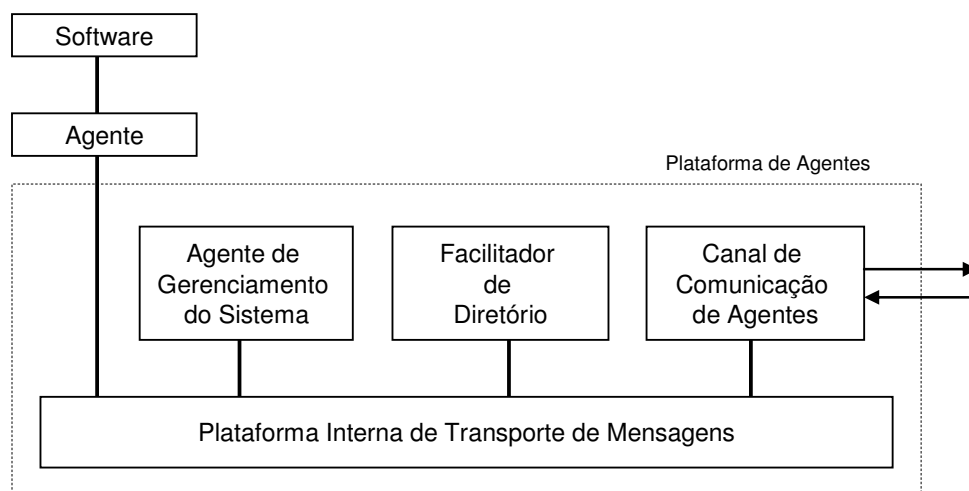
- **Reativo:** os agentes têm a capacidade de perceber seu ambiente e assim proceder de forma oportuna às alterações verificadas no mesmo;

- **Pró-ativo:** o agente não deve atuar simplesmente em função de responder ao ambiente, mas sim, de direcionar seus objetivos de modo oportunista a cada mudança realizada no ambiente;
- **Social:** capacidade que os agentes devem ter de interagir com outros agentes artificiais ou humanos para atingirem seus objetivos ou ajudar outros com suas atividades.



**Figura 3.4** Percepção do agente através do estado do ambiente

*Agent Communication Language (ACL)* é o padrão de comunicação de agentes estabelecido pela *Foundation for Intelligent Physical Agents (FIPA)*. Fundada em 1996, FIPA é uma associação internacional sem fins lucrativos, que visa produzir padrões de interoperabilidade de diversas aplicações, serviços e equipamentos que utilizam a tecnologia de agente.



**Figura 3.5** Modelo de referência FIPA da plataforma de agentes

Segundo FIPA o modelo de comunicação de agentes é baseado na comunicação humana e na teoria dos atos comunicativos (*Speech Act Theory*). A utilização desta teoria utiliza o

conceito de performativa com o objetivo de expressar e ajudar a definir o tipo de mensagem enviada ou recebida. Assim, com a utilização de atos comunicativos, o destinatário não tem nenhuma dúvida quanto ao significado da mensagem recebida.

FIPA ACL é uma linguagem e um protocolo de comunicação de alto nível baseada em ações de fala ou também chamada *performative*. FIPA ACL possui um conjunto de tipos de mensagens, e descrições dos efeitos da mensagem tanto para os agentes que a enviam quanto dos que a recebem.

### **3.4.3 Plataforma JADE**

O *Java Agent Development Framework* (JADE) é um *framework* de software para o desenvolvimento de sistemas multiagentes que segue as padronizações descritas pela FIPA. JADE é um *middleware* de agentes que implementam uma plataforma de agentes que provêem o gerenciamento de aplicações. Além disto este *framework* facilita e simplifica o desenvolvimento de aplicações multiagentes assegurando o cumprimento de padrões.

Dentre as características destacam-se:

- Implementada em Java;
- Gerenciamento gráfico que permite o controle e monitoração de vários agentes e plataformas ao mesmo tempo;
- Suporta mobilidade dos agentes;
- Possui mecanismo interno de transporte de mensagens;
- É escalável.

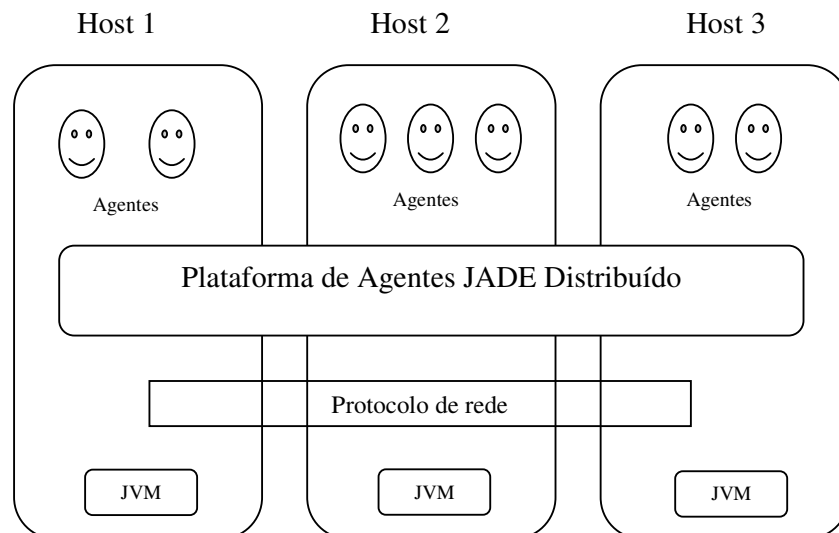
O JADE é software aberto (*open-source*) e está disponível sob licença LGPL (JADE, 2006). Atualmente esta plataforma é utilizada por várias empresas de todo o mundo em vários setores.

JADE provê ao desenvolvedor de sistemas multiagentes uma coleção de classes organizadas em pacotes de acordo as funcionalidades das classes. Também algumas ferramentas estão disponíveis:

A execução de um agente dentro da plataforma JADE é apoiada pelo uso de containeres. Um container de um agente dispõe de um ambiente com todos os recursos necessários para a execução de um agente. Também permite que outros agentes possam ser executados dentro do mesmo container de forma concorrente no mesmo processador.

A execução da plataforma JADE pode se dar de forma distribuída, onde os containeres podem estar espalhados por vários hosts e cada host executando apenas uma máquina virtual Java (JVM – “Java Virtual Machine”), desde que estes possam ser conectados por RMI (“Remote Method Invocation”). Apenas um host terá um container principal que se difere dos demais hosts pelo fato de não conter AMS, o DF e o módulo IIOP.

A Figura 3.6 abaixo mostra um exemplo de aplicação distribuída da plataforma JADE.



**Figura 3.6** Execução de agentes na plataforma JADE

Ao iniciar sua execução dentro da plataforma, um agente deve receber do JADE um *Globally Unique Identifier* (GUID), que será a sua identificação dentro da plataforma. O agente AMS irá registrá-lo e assim o nome de um agente será composto de seu apelido seguido de @, nome do host.dominio: porta/JADE. Exemplo:

furnas@meucomputador:1099/JADE



Cada agente é uma thread incorporando assim sua autonomia no controle de sua execução, permitindo o que e quando ler suas mensagens, podendo iniciar várias conversações simultâneas e várias tarefas concorrentemente.

Um agente é capaz de avançar os conceitos previstos em um objeto pela sua noção de autonomia. A autonomia de um agente pode ser modelada através de comportamentos. Estes comportamentos são implementados descrevendo as ações que o agente é capaz de executar.

Vários tipos de comportamentos podem ser utilizados em agentes implementados utilizando-se o JADE. Do ponto de vista do programador um agente é implementado por uma classe Java e as ações do agente são mapeadas nas subclasses da classe *Behaviour* em `jade.core.behaviours`.

Dentro da plataforma de agentes alguns agentes assumem funções essenciais para o seu funcionamento.

**Sistema de Gerenciamento de Agentes (AMS):** Responsável por manter uma lista de todos os agentes, contendo o nome e sua respectiva localização.

**Sistema de Transporte de Mensagens (MTS):** responsável pela troca de mensagens entre os agentes da plataforma.

**Diretório Facilitador (DF):** Permite que outros agentes registrem seus serviços e consultem também os serviços registrados por outros agentes.

# Capítulo 4

## *Modelo Proposto*

### **4.1 Considerações Gerais**

O objetivo deste capítulo é apresentar as configurações disponíveis no DYNAMIS<sup>13</sup> bem como a metodologia de despacho adotada na simulação de mercados de energia *tight pool*.

### **4.2 Estrutura em camadas**

O setor elétrico pode ser visto como um setor produtivo dentro da economia do país. A energia elétrica gerada, transmitida e consumida no país provem da conversão de recursos energéticos disponíveis na natureza. Assim, as usinas, sistema de transmissão e distribuição e instalações elétricas dos consumidores são construídos pela mão humana sobre recursos naturais. Para que haja a possibilidade de transporte de energia elétrica de uma subestação a outra do sistema é necessário que haja a coordenação, supervisão e controle do despacho pelo ISO.

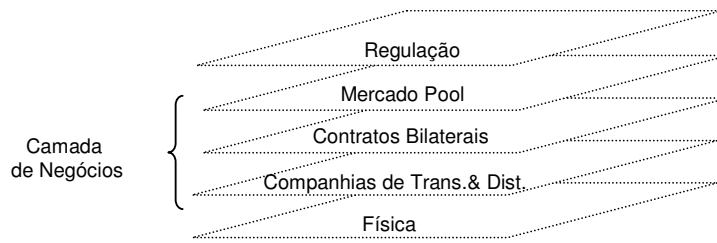
Do ponto de vista organizacional, os ativos de geração e transmissão e das unidades consumidoras pertencem a empresas. Ou seja, toda a cadeia produtiva da indústria de energia elétrica é vista como um negócio que visa o lucro, mesmo quando algumas destas atividades são concessões públicas e de exploração estatal ou privada.

---

<sup>13</sup> DYNAMIS é uma palavra de origem grega cuja tradução mais fiel a língua portuguesa é a palavra “poder”. Segundo o (BROWN, 2000) DYNAMIS sugere a capacidade inerente de alguma pessoa ou coisa para realizar algo, seja físico, espiritual, militar ou político. Pode ainda significar forças militares. DYNAMIS é utilizado também como sigla da expressão em inglês *Dynamic Agent Market Integrated Simulator*.

Em um sistema multiagente cada agente pode se comunicar com os agentes vizinhos e com o ambiente. No caso do desenvolvimento de simuladores multi-agentes para o setor elétrico (KORITAROV, 2004) sugere o desenvolvimento em camadas de implementação, conforme descrito no Capítulo 1.

A vantagem de estruturar o simulador em camadas vem da possibilidade de se realizar a modelagem segundo o grau de organização do mundo real para o setor elétrico.



**Figura 4.1** Modelo em camadas proposto por (KORITAROV, 2004)

Koritarov sugere a modelagem do mercado em três camadas básicas. A primeira camada considera os aspectos físicos na realização do despacho pelo ISO. A segunda camada (negócios) trata dos aspectos comerciais das companhias de distribuição e transmissão, contratos bilaterais e também despacho comercial no mercado *pool*. Por fim a terceira camada representa a regulação do sistema, conforme apresenta a Figura 4.1.

O DYNAMMIS foi concebido e desenvolvido com base na proposta apresentada por (KORITAROV, 2004), entretanto buscando separar e representar o mundo real com a proposição de mais camadas da indústria de eletricidade. A seguir são apresentadas as camadas de interação propostas:

- **Camada Física Natural** – Esta camada representa os agentes reais da natureza (petróleo, reservatórios de gás natural, etc.), fenômenos naturais (temperatura, pressão, umidade, calor, radiação solar, etc) e aspectos geográficos como topografia do terreno, rios e lagos. Posição geográfica dos objetos e agentes também são aspectos importantes. Agentes desta camada podem ser caracterizados pelo uso de banco de dados de estações de medição espacial distribuída;
- **Camada Física Artificial** – Esta camada representa as modificações no mundo real por atividades realizadas pelo homem como plantas de geração, linhas de

transmissão, subestações, equipamentos e unidades de carga. Posição geográfica de objetos e agentes são importantes. Agentes desta camada são caracterizados pela modelagem física de seus componentes e restrições operacionais;

- **Camada de Controle** – Esta camada possui agentes que controlam e coordenam a execução do despacho, como é o caso do ISO e PX. Agentes desta camada possuem funções específicas como previsão, otimização e métodos baseados em regras;
- **Camada de Negócios** – Nesta camada são implementadas as companhias de geração e distribuição. Agentes desta camada se caracterizam por apresentar métodos de aprendizagem na modelagem e análise de seus fluxos de caixa.

A vantagem de se utilizar um projeto multicamadas na representação de agentes do mundo real é a possibilidade de separação de seus atributos e funções. Um agente da camada de negócios pode ser projetado baseando-se num organograma da companhia. Outra vantagem é a possibilidade de se testar e analisar a performance de um determinado método, sua eficiência, sem necessariamente ativar outras camadas. Por exemplo, para o planejamento da operação de longo prazo não tem-se que necessariamente ativar a camada de negócios. Já para a avaliação de um novo método de fluxo de potência, somente a camada física faz-se necessária.

A Tabela 4.1 apresenta a distribuição dos agentes por camada no DYNAMIS. A Figura 4.2 mostra a visão geral do ambiente de simulação.

**Tabela 4-1** Distribuição dos agentes na camadas na simulação.

Camada	Agente(s)
Camada Natural	NAT
Camada Física	HGA, TGA, FCA, DGA, REDE
Controle	PX, ISSO
Negócio	GCA, DCA

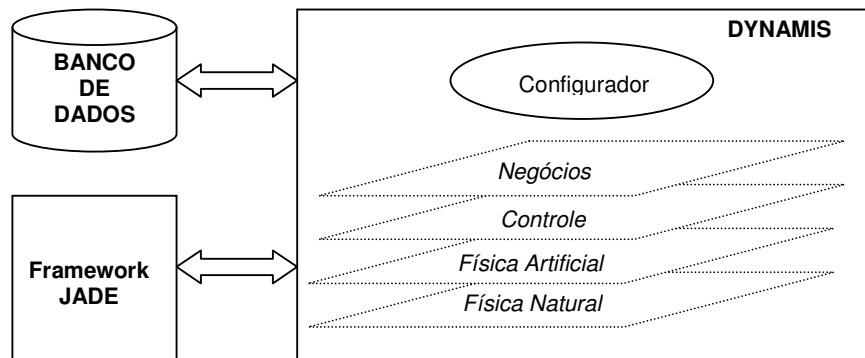


Figura 4.2 Visão Global do ambiente de simulação do mercado *tight pool*.

### 4.3 Tipos de Agentes

A arquitetura do Dynamis é composta basicamente por quatorze tipos de agentes, descritos a seguir:

- **Agentes de configuração de estudos:** Permite configurar os parâmetros de uma simulação, através de um front end.
- **Independent System Operator (ISO):** Simula o comportamento do ISO sendo responsável por:
  - Iniciar o processo de troca de mensagens;
  - Prever vazões;
  - Implementar política operacional;
  - Calcular energia armazenada da cascata hidráulica;
  - Despacho comercial *ex-ante*;
  - Redespacho de geração *ex-post*;
- **Power Exchange (PX):** Simula o comportamento do mercado atacadista de energia no modelo *tight pool*. As principais funcionalidades deste agente são:
  - Registra os volumes contratados dos agentes em contratos bilaterais;
  - Recebe os dados operacionais do ISO;
  - Apura o preço spot *ex-ante* e *ex-post* no intervalo de simulação atual;
  - Apura os resultados do mecanismo de realocação de energia;
  - Determina os pagamentos dos volumes não contratados pelos agentes;
- **Agente Natureza (NAT):** Através de um banco de dados de vazões de postos hidrológicos e temperaturas de estações meteorológicas reais determina o cenário futuro de variáveis do horizonte de simulação. Cria os cenários de vazão e

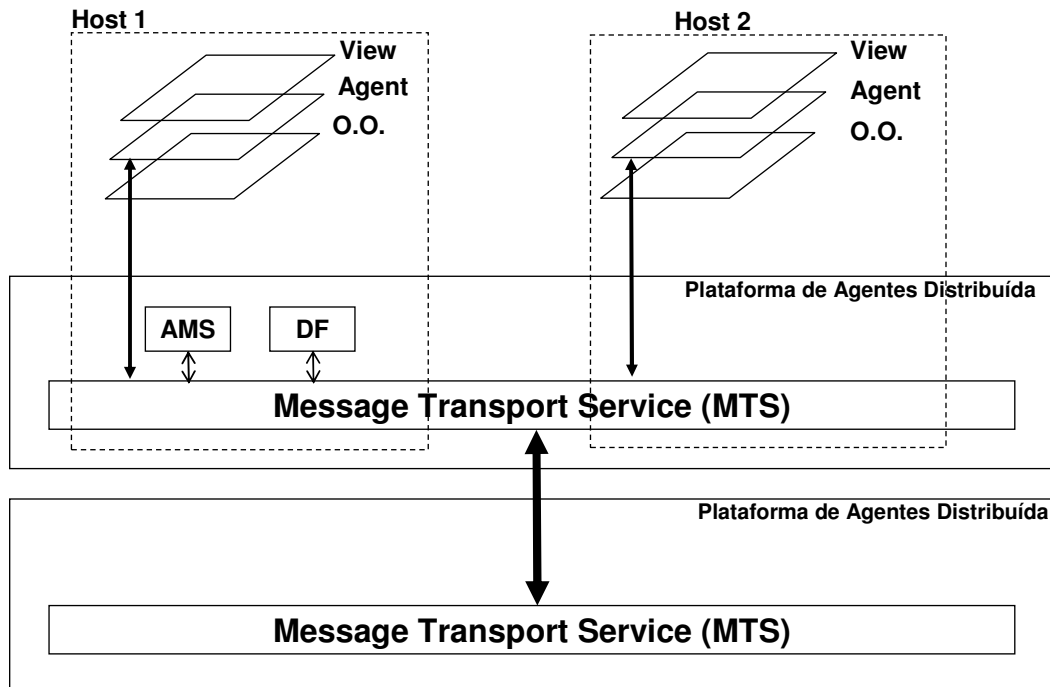
temperatura que simbolizam os dados reais nos locais das usinas hidrelétricas e termelétricas respectivamente.

- **Agente de Transmissão (REDE):** Representa todos os componentes de transmissão, linhas de transmissão, subestações e equipamentos. É responsável por indicar a disponibilidade do sistema de transmissão ao agente ISO. Avalia ainda a viabilidade física do despacho de geração *ex-ante* e *ex-post* determinado pelo ISO;
- **Agente de Distribuição (DGA):** Representa a demanda em cada subestação na fronteira entre a distribuidora e a transmissora e a demanda dos consumidores cativos. É responsável por:
  - Determinar a demanda de todos os consumidores cativos em cada subestação do sistema para cada intervalo de simulação;
  - Prever a demanda;
- **Consumidor Livre (FCA):** Simula o comportamento de um consumidor livre no mercado. É responsável por:
  - Determinar a demanda do consumidor livre a cada intervalo de simulação;
  - Prever demanda;
  - Contabilizar as despesas com compra de energia em forma de fluxo de caixa.
- **Gerador Termelétrico (TGA):** Agente que modela o comportamento de um gerador termelétrico no sistema. Suas principais funções são:
  - Estabelecer custo variável;
  - Contabilizar a função de produção de energia gerada para o ISO;
  - Simular a falha de suas unidades geradoras;
  - Realizar a programação da manutenção preventiva por máquina.
- **Gerador Hidrelétrico (HGA):** Agente que modela o comportamento de um gerador hidrelétrico no sistema. Suas principais funções são:
  - Executa a função de equilíbrio hidráulico na usina e seu reservatório segundo restrições operacionais;
  - Contabiliza a função de produção da energia gerada para o ISO;
  - Simula a falha de suas turbinas conforme será descrito mais adiante;
  - Realiza a programação da manutenção preventiva por máquina;
  - Realizar a previsão de vazões;

Alguns métodos foram modelados e disponibilizados neste agente de forma que ele seja capaz de calcular os seguintes dados:

- Cota de montante do reservatório em função do volume;
  - Curva de área do reservatório em função da cota;
  - Cálculo da cota de jusante;
  - Perdas hidráulicas nas tubulações;
  - Perdas por evaporação nos reservatórios;
  - Cálculo do engolimento máximo variável, de acordo com o Apêndice A;
  - outros.
- **Companhia de Geração (GCA):** Representa o comportamento dos proprietários dos agentes de geração. Contabiliza as receitas via contratos bilaterais e despesas via custos de geração em forma de fluxo de caixa da empresa.
  - **Companhia de Distribuição (DCA):** Representa o comportamento dos proprietários dos agentes de distribuição e consumidores cativos. Contabiliza as receitas (venda para consumidores livres e cativos) e despesas (Compra de energia e custos de operação e manutenção) em forma de fluxo de caixa da empresa.
  - **Sistema de Gerenciamento de Agentes (AMS):** Responsável por manter uma lista de todos os agentes, contendo o nome e sua respectiva localização.
  - **Sistema de Transporte de Mensagens (MTS):** responsável pela troca de mensagens entre os agentes da plataforma.
  - **Diretório Facilitador (DF):** Permite que outros agentes registrem seus serviços e consultem também os serviços registrados por outros agentes.

O *software* proposto é baseado no framework multiagentes JADE (conforme descrito no Capítulo 3). Cada agente pode ser executado em computadores diferentes da rede. A estrutura de cada agente e sua interação com a plataforma JADE são apresentadas na Figura 4.3.



**Figura 4.3** Arquitetura dos agentes ativos na plataforma JADE.

Cada agente foi projetado em uma estrutura em camadas. Atualmente existem vários padrões de projeto que buscam resolver problemas de modelagem da forma mais adequada. O padrão de modelo *Model View Controller* (MVC) tem por objetivo fundamental, separar o projeto através de camadas: camada lógica, de negócio e de apresentação.

Conforme apresentado na Figura 4.3, a primeira camada consiste em definir a estrutura do objeto contendo suas principais características e funções. Na segunda camada (agent), são implementadas todos os comportamentos inerentes de um agente computacional, como por exemplo, mecanismos de aprendizado. E por fim a camada de visualização que determina a interface de interação com o usuário.

Além destas camadas que definem a maneira de como foi dividido um agente em sua codificação, outra divisão do projeto do DYNAMIS baseado em camadas é apresentado na sessão seguinte.



## 4.4 Simulação

Diante do dinamismo presente nos mercados de energia, algumas configurações importantes e necessárias no âmbito do setor devem anteceder uma simulação do sistema.

Com o intuito de permitir uma flexibilidade na definição e configuração dos estudos a serem aplicados, o software dispõe de uma interface com vários recursos dividida em algumas abas.

Uma das etapas mais importantes no processo de simulação é a preparação da definição do cenário. Esta atividade consiste em alguns passos. Primeiramente a definição e configuração de um estudo. Dentro desta perspectiva, um estudo compreende a definição e escolha; dos agentes que irão compor o parque gerador, dos agentes que irão compor o mercado a ser atendido, a definição do horizonte de simulação (datas de início e fim da simulação), do intervalo de tempo considerado para a operação do sistema (hora, dia, semana, mês), dentre outros aspectos, conforme ilustra a Figura 4.4.

Neste trabalho um estudo é implementado como um agente dinâmico que basicamente informa aos outros agentes alguns dados relevantes da simulação, tais como período atual (data e hora) e intervalo de discretização definido na configuração. Vários estudos podem ser configurados e simulados, podendo posteriormente extrair informações sobre estes na forma de gráficos e relatórios, conforme será visto mais adiante.

O segundo passo na definição do cenário é a inicialização e configuração dos agentes (geração, mercado, rede, ISO, PX, etc.). Para isto, duas opções são possíveis. Na primeira o usuário escolhe e inicia os agentes através do front-end do sistema, utilizando-se das abas pertinentes. A segunda maneira permite a inicialização do agente de uma máquina qualquer, desde que o mesmo seja um participante da plataforma JADE utilizada pelos demais. Esta flexibilidade é oferecida para que possa conferir ao DYNAMIS a característica de ser distribuído.

**Figura 4.4** Front-end de configuração dos agentes

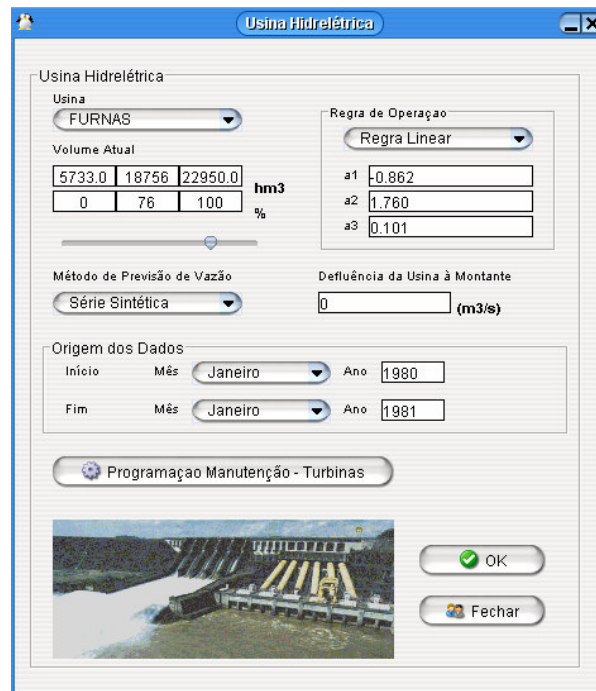
Na sessão seguinte são apresentadas as interfaces utilizadas por cada agente e as configurações necessárias e as possíveis de serem realizadas nos mesmos.

## 4.5 Configuração Inicial dos Agentes

### 4.5.1 Usina Hidrelétrica

Todos os dados iniciais importantes na definição do estado inicial de um Agente Gerador Hidrelétrico (HGA) são configurados pelo usuário através da interface gráfica apresentada na Figura 4.5 A definição do volume do reservatório para o início da simulação, a regra de despacho que será vista com mais detalhes nas próximas sessões, método previsor de vazão para períodos subsequentes dentro da simulação, e atribuição do volume em  $hm^3$ .

Vários dados referentes ao HGA estão armazenados em banco de dados. Os dados que não são atribuídos manualmente pelo usuário e que não estão no banco de dados, são calculados durante a simulação, através dos métodos implementados pelo agente.



**Figura 4.5** Interface do agente que representa uma usina hidrelétrica.

Em virtude do desgaste natural do equipamento, um dos mecanismos usados para minimizar a possibilidade de falhas intempestivas das máquinas é a realização de manutenção preventiva nas turbinas das unidades geradoras de uma usina hidrelétrica.

Para cada agente gerador hidrelétrico o usuário tem a opção de agendar a programação de manutenção preventiva das turbinas de suas unidades geradoras. O agendamento da programação de manutenção se dá com base na Indisponibilidade Programada (IP) que corresponde ao percentual de tempo no ano em que cada turbina irá ficar desligada para manutenção.

Para a usina de Furnas com  $IP^{14} = 8.09\%$  a.a, tem-se que cada uma de suas turbinas terá sua programação agendada 709 horas no decorrer do ano. A Figura 4.6 mostra a interface para tal configuração.

<sup>14</sup> Taxa de Indisponibilidade Programada

**PROGRAMAÇÃO DE MANUTENÇÃO DE TURBINAS**

Dados

Código:  Usina:

Conj. TG:  Turbina:

Início:  Fim:  Qtde. Horas:

*Indisponibilidade Programada anual da Usina é de - 709 horas*

codigo	conj_tg	turbina	inicio	fim
2	1	2	2005-02-01	2005-03-01
3	1	3	2005-03-01	2005-04-01
4	1	4	2005-04-01	2005-05-01
5	1	5	2005-05-01	2005-06-01
6	1	6	2005-06-01	2005-07-01
1	1	1	2005-01-01	2005-02-01
8	2	2	2005-08-01	2005-09-01
7	2	1	2005-07-01	2005-08-01

**Figura 4.6** Interface de configuração da programação de manutenção das turbinas.

### 4.5.2 Agente Gerador Termelétrico

Os agentes geradores termelétricos (TGA) são representados e configurados no simulador através da interface mostrada na Figura 4.7. Desta forma, é possível escolher uma determinada usina termelétrica dentre as várias disponíveis no banco de dados, e também definir a curva de custo da usina que represente os custos reais de O&M fixo, O&M variável e combustível. Isto pode ser feito através da definição de valores dos coeficientes do polinômio do custo.

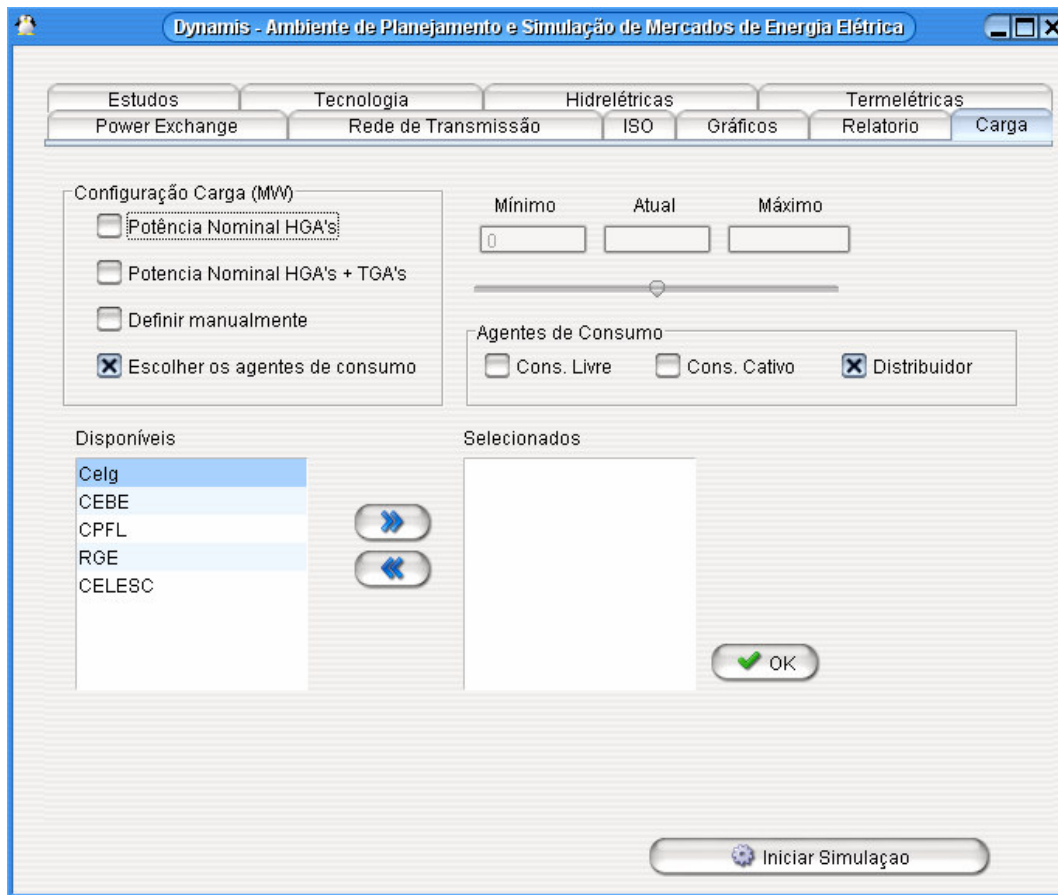
Os valores de cada TGA estão armazenados no banco de dados facilitando desta forma, a configuração individual de cada agente TGA para a simulação. Outro recurso disponibilizado na interface do TGA é o agendamento da programação da manutenção das turbinas da usina termelétrica correspondente, da mesma forma como apresentado nos HGAs.

Figura 4.7 Interface de utilização e configuração dos TGA's

### 4.5.3 Agentes de Consumo

Existem quatro possibilidades de se estabelecer a carga que será considerada no despacho do ISO, conforme a Figura 4.8. A primeira delas é criando um único agente que irá ter uma carga constante em todos os períodos de simulação. Por padrão, este agente terá uma carga igual ao somatório das potências nominais das usinas hidrelétricas presentes na simulação, cabendo ainda ao usuário a possibilidade de modificar esta carga por um valor percentual.

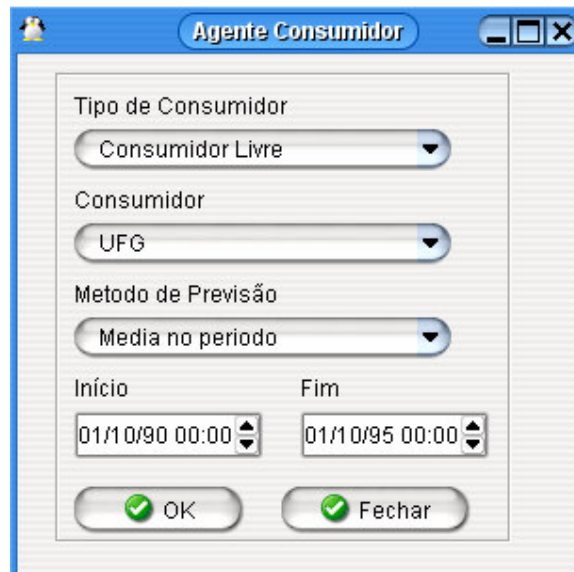
A segunda forma é semelhante à primeira, no entanto acrescentando ainda o somatório da potência máxima de cada usina termelétrica presente na simulação. Já na terceira maneira, o usuário tem a flexibilidade de ele mesmo definir uma carga constante para todos os períodos.



**Figura 4.8** Aba carga, onde é feita a definição e configuração da carga do sistema

A última possibilidade consiste em utilizar um ou mais agentes de consumo presente que tem seus dados disponíveis no banco de dados. Assim, o usuário pode criar um cenário para os consumidores, podendo ser adicionados agentes consumidores livres (FCA), agentes consumidores cativos (CCA) e também agentes distribuidores (AD).

No caso de agentes consumidores livres e cativos, a única configuração inicial a ser feita, é a escolha do método de previsão e qual o período será utilizado pelo agente para a obtenção da carga em cada período na simulação. Neste trabalho foi implementado o método de previsão baseado na média de um período.



**Figura 4.9** Interface de configuração do agente Consumidor Livre.

Na previsão de carga de um agente distribuidor, este considera a carga dos consumidores a quem ele representa.

#### **4.5.4 Operador Independente do Sistema**

O ISO é o agente responsável por coordenar o despacho na simulação. Algumas configurações são importantes no âmbito do ISO.

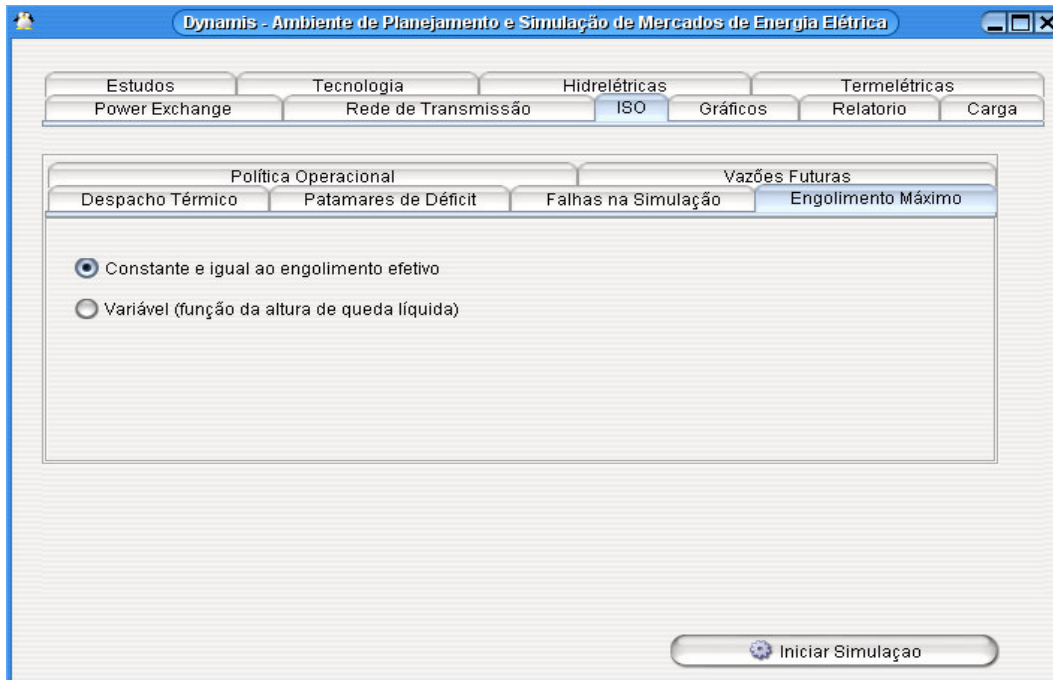
##### **4.5.4.1 - Configuração do cenário futuro de vazões**

A definição do cenário futuro de vazões é um parâmetro diferenciador do despacho *ex-ante* do *ex-post*. Para isto, o simulador permite a escolha de alguns métodos de previsão de vazão na composição deste cenário futuro de vazões para cada hidrelétrica; Média de Longo Termo (MLT), série sintética e série histórica.

O simulador torna disponível a possibilidade de que a geração de um cenário futuro de vazões possa ser realizada pelo agente ISO, ou que ela possa ser feita pelo próprio HGA.

#### 4.5.4.2 - Falhas na simulação

Uma unidade geradora pode estar indisponível em um dado momento por dois motivos principais: indisponibilidade programada (segundo o programa de manutenção preventiva/preditiva da usina) ou indisponibilidade forçada (ocorrência de falhas mecânicas/elétricas intempestivas).

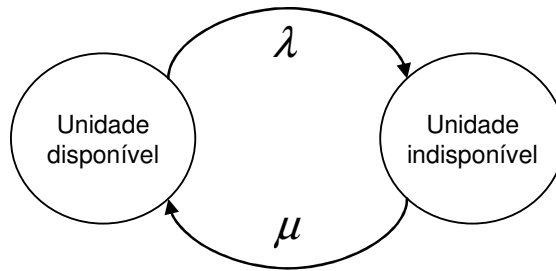


**Figura 4.10** Interface de configuração do agente ISO

No modelo implementado, uma unidade contém um tempo de vida útil, um estado (disponível/indisponível) e um motivo (indisponível por falha mecânica/elétrica, indisponível em virtude de programação de manutenção, disponível).

Em (LIMA, 2002) o autor adota um modelo de representação de saída forçada de uma usina termelétrica. O modelo é representado em dois estados: unidade disponível e indisponível. A transição dos estados é dada pelas taxas  $\lambda$  e  $\mu$ , conforme ilustração abaixo.





**Figura 4.11** Modelo falha/reparo de uma unidade geradora termelétrica. (LIMA, 2002)

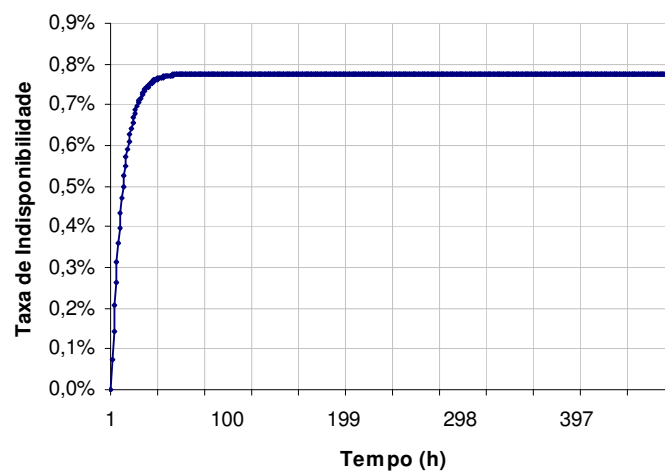
Segundo (ENDRENYI, 1978) e (TONG, 1990), a taxa de indisponibilidade de uma usina é representada por um modelo exponencial dado por:

$$\text{Indisponibilidade} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \cdot (1 - e^{-(\lambda + \mu)t}) \quad (4.1)$$

Onde:

- $\lambda$  - taxa esperada de falhas
- $\mu$  - taxa esperada de reparo
- $t$  - tempo, em horas

De acordo com a taxa de indisponibilidade, a probabilidade de ocorrências de falhas é maior a medida que o tempo vai passando. A Figura 4.12 apresenta este comportamento.



**Figura 4.12** Taxa de indisponibilidade de uma usina térmica. (LIMA, 2002)

Para a verificação da disponibilidade da usina dada pelo modelo de transição apresentado na Figura 4.11, a saída forçada de uma usina de sua operação é obtida através do método de Monte Carlo. A Taxa de Falha (TF) e a Taxa de Reparo (TR), são dadas em função do tempo, com probabilidade crescente de falha ou reparo, conforme equações abaixo:

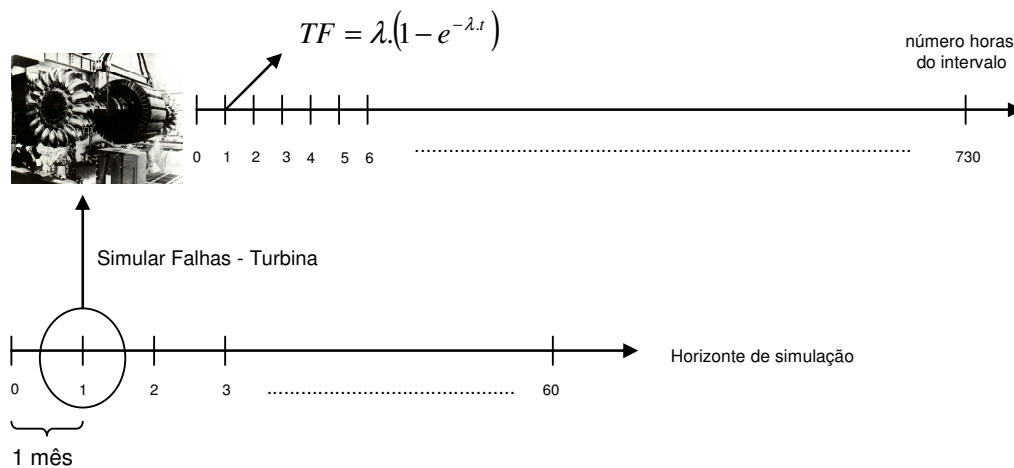
$$TF = \lambda.(1 - e^{-\lambda.t}) \quad (4.2)$$

$$TR = \mu.(1 - e^{-\mu.t}) \quad (4.3)$$

A indisponibilidade de uma usina está diretamente relacionada com a disponibilidade de suas turbinas. Em busca de uma maior proximidade da realidade, foi considerada na simulação de falhas a disponibilidade de cada uma das turbinas de cada unidade geradora.

Outro aspecto importante a ser considerado em modelos de simulação de falhas é a modelagem conjunta das saídas forçadas e programadas. Ou seja, deve-se considerar a indisponibilidade forçada dada a programada. Assim, para a simulação de falhas de uma usina, a mesma é consultada primeiramente quanto a programação de manutenção. Caso ela não esteja presente, é procedida a simulação de falhas intempestivas.

A Figura 4.13 apresenta o esquema adotado neste trabalho.



**Figura 4.13** Modelo de simulação de falhas no DYNAMIS

O modelo de volta de uma turbina ao seu estado de disponibilidade na simulação é dado através da Equação 4.3 ou (obrigatoriamente) após 24 horas da ocorrência da falha intempestiva.

#### **4.5.4.3 - Cálculo do engolimento máximo**

Basicamente dois modelos de consideração do engolimento máximo de uma unidade geradora hidrelétrica foram considerados. O primeiro é a adoção de um valor constante e igual ao engolimento efetivo da usina.

O segundo modelo calcula o engolimento máximo em função da altura líquida, e pode ser verificado com mais detalhes em (CICOGNA, 1999).

#### **4.5.4.4 - Política operacional**

Para a simulação do modelo proposto, algumas políticas operacionais são disponibilizadas dando ao simulador uma flexibilidade inovadora em relação a maioria dos modelos até aqui propostos, possibilitando desta forma, análise do comportamento do mercado segundo diferentes políticas.

No contexto de mercado de energia, uma política operacional pode ser definida como um conjunto de regras que são utilizadas para realizar a operação de um sistema hidrotérmico. Assim, uma política é de extrema importância em uma simulação, sendo o mecanismo de tomada de decisões do mesmo.

Algumas políticas foram disponibilizadas pelo simulador. A primeira política delas busca garantir o atendimento da demanda priorizando para isto o uso da geração hidráulica. Assim, busca-se seguir uma Meta de Geração Total das Hidrelétricas (MGTH) que neste caso é a própria demanda. Esta política não considera o custo esperado futuro, apresentando como resultados de sua utilização altos valores no preço spot, confirmando assim a importância da atividade de otimização no planejamento da operação.

A segunda política adota também uma MGTH. No entanto, diferentemente da primeira política, a MGTH é diferente e menor do que a demanda, podendo ser obtida através de um processo de otimização. A grande dificuldade encontrada na utilização destas políticas está na metodologia a ser utilizada para distribuir entre as usinas a sua participação para atingir a MGTH. A solução utilizada pelo simulador, é a utilização de Regras de Operação de Reservatórios (ROR), descritas mais adiante.

Por fim, a terceira política operacional disponível no DYNAMIS busca atender metas individuais para cada usina hidrelétrica. O simulador apresenta a flexibilidade de escolha do tipo de meta individual podendo ser:

- Meta de geração por usina (MGU);
- Meta de volume por usina (MVU);
- Meta de Defluência por usina (MDU);

Esta meta, pode ser obtida de modelos de otimização na forma de tabela, ou seja, para cada período da simulação o simulador busca gerar com as hidrelétricas a meta definida nesta tabela. A Tabela 4.2 abaixo exemplifica os dados utilizados pelo simulador como meta de geração em  $\overline{MW}$  hidráulica para um ano de simulação.

**Tabela 4-2** Exemplo de metas de geração hidráulica para um ano de simulação.

MÊS	FURNAS	PEIXOTO	JAGUARA	IGARAPAVA	MARIMBONDO	AGUA VERMELHA	TOTAL
1	1.174,5	435,8	546,6	194,0	1.324,6	1.159,9	<b>4.835,4</b>
2	1.175,1	437,1	548,0	195,3	1.323,0	1.158,3	<b>4.836,8</b>
3	1.176,5	439,9	551,3	198,1	1.331,2	1.163,5	<b>4.860,5</b>
4	839,9	419,6	467,3	178,8	1.102,1	1.186,5	<b>4.194,2</b>
5	821,1	404,2	447,5	170,2	938,5	1.044,9	<b>3.826,5</b>
6	849,9	413,2	455,4	172,4	886,9	975,0	<b>3.752,7</b>
7	894,7	435,1	477,3	180,0	858,9	928,1	<b>3.774,1</b>
8	798,3	408,2	449,9	169,5	781,7	839,3	<b>3.446,9</b>
9	683,4	411,6	467,6	176,1	877,7	941,0	<b>3.557,5</b>
10	802,6	411,2	492,6	185,7	807,3	1.000,4	<b>3.699,8</b>
11	975,9	355,0	413,4	157,6	910,0	979,3	<b>3.791,3</b>
12	476,9	368,2	430,1	166,3	946,2	1.187,1	<b>3.574,8</b>

A tabela acima apresenta tanto as metas individuais, como as totais como resultado do processo de otimização utilizando o modelo computacional HidroMax 3.1.

#### 4.5.4.5 - Patamares de déficit

No caso da ocorrência de déficit de geração, ou seja, quando o parque gerador não atender a demanda, verifica-se a ocorrência de corte de carga. Em tais cenários, o custo marginal de operação (CMO) é definido pelo custo do agente gerador mais caro presente no sistema. No Brasil, o NEWAVE utiliza alguns patamares de déficit de acordo com o

percentual de déficit verificado. A Tabela 4.3 apresenta os patamares de déficit do NEWAVE em novembro de 2005.

**Tabela 4-3** Patamares de Déficit NEWAVE, 2005

<b>Déficit</b>	<b>Valor (R\$)</b>
Até 5 %	841,18
De 5 a 10 %	1.814,69
De 10 a 20 %	3.792,14
Acima de 20%	4.309,32

#### **4.5.4.6 - Metodologia de despacho térmico**

Na simulação para qualquer política operacional adotada o ISO primeiramente busca atender as metas dos geradores hidráulicos e a partir do término desta atividade realiza o despacho térmico tendo como demanda para estes geradores a carga total não despachada aos geradores hidráulicos.

Duas formas de representação da geração térmica na simulação. A primeira através da escolha dos TGAs que irão compor o parque gerador termelétrico, adotando o método linear por partes na realização do despacho térmico.

A segunda forma é através da térmica de complementação. Esta térmica não possui limite de geração máxima, podendo assim atender toda a demanda não suprida pela geração hidráulica.

#### **4.5.5 Power Exchange**

A contabilização das empresas proprietárias de ativos de geração e distribuição é feita pelo agente PX. A principal configuração a ser feita no agente PX é a definição dos percentuais de responsabilidade nas perdas da transmissão alocadas para cada agente.

São definidos os percentuais no início de cada simulação. Para isto, é necessária antes do início da simulação a definição destes percentuais. O PX utilizando-se da metodologia pro-

rata, cada agente gerador bem como os consumidores são responsabilizados pelas perdas na transmissão.

O modelo de contabilização das empresas é encontrado no Apêndice B deste trabalho com a incorporação do MRE nos cálculos.

## 4.6 Módulo de Relatórios

Um aspecto importante no simulador proposto é a facilidade de extração dos resultados da simulação na forma de tabelas e gráficos. Através de uma interface amigável e intuitiva, o usuário dispõe de recursos de visualização do comportamento ao longo da simulação de uma gama de variáveis.

Dentre as variáveis exploradas na extração de relatórios pelo software, pode-se destacar:

### **Hidrelétricas:**

- Vazão turbinada;
- Geração;
- Vertimento;
- Defluência;
- Energia Evaporada;
- Vazão Incremental;
- Volume;
- Energia Armazenada;
- Status das turbinas;
- Energia Assegurada;
- Alturas de queda (líquida, efetiva, bruta)
- Perda de carga nos condutos forçados

### **Termelétricas:**

- Geração;
- Status das máquinas;

### Companhias de Geração:

- Remuneração (curto e longo prazo);
- Volume de contratos;
- Preço negociado em contratos;
- MRE
  - Volume de energia recebida do MRE;
  - Volume de energia doada ao MRE;

### Companhias de Distribuição:

- Despesas (curto e longo prazo);
- Volume de contratos;
- Preço negociado em contratos;

Utilizando-se das ferramentas de confecção e geração de relatórios iReport e Jasper Report bem como da ferramenta de geração de gráficos JFreeChart, o simulador foi projetado para apresentar os dados da simulação conforme apresenta a Figura 4.14.

Além do ambiente de geração e visualização dos dados, os mesmos podem ser exportados em outros formatos compatíveis com alguns programas mais conhecidos. Os dados podem ser exportados como arquivos das seguintes extensões:

**Tabela 4-4** Tipo de extensões de exportação do Dynamis.

Extensão	Programas Compatíveis
xls	MS Excel e Open Office
pdf	Acrobat Reader
txt	Softwares diversos
xml	Softwares diversos
html	Internet Explorer, Mozilla e outros.

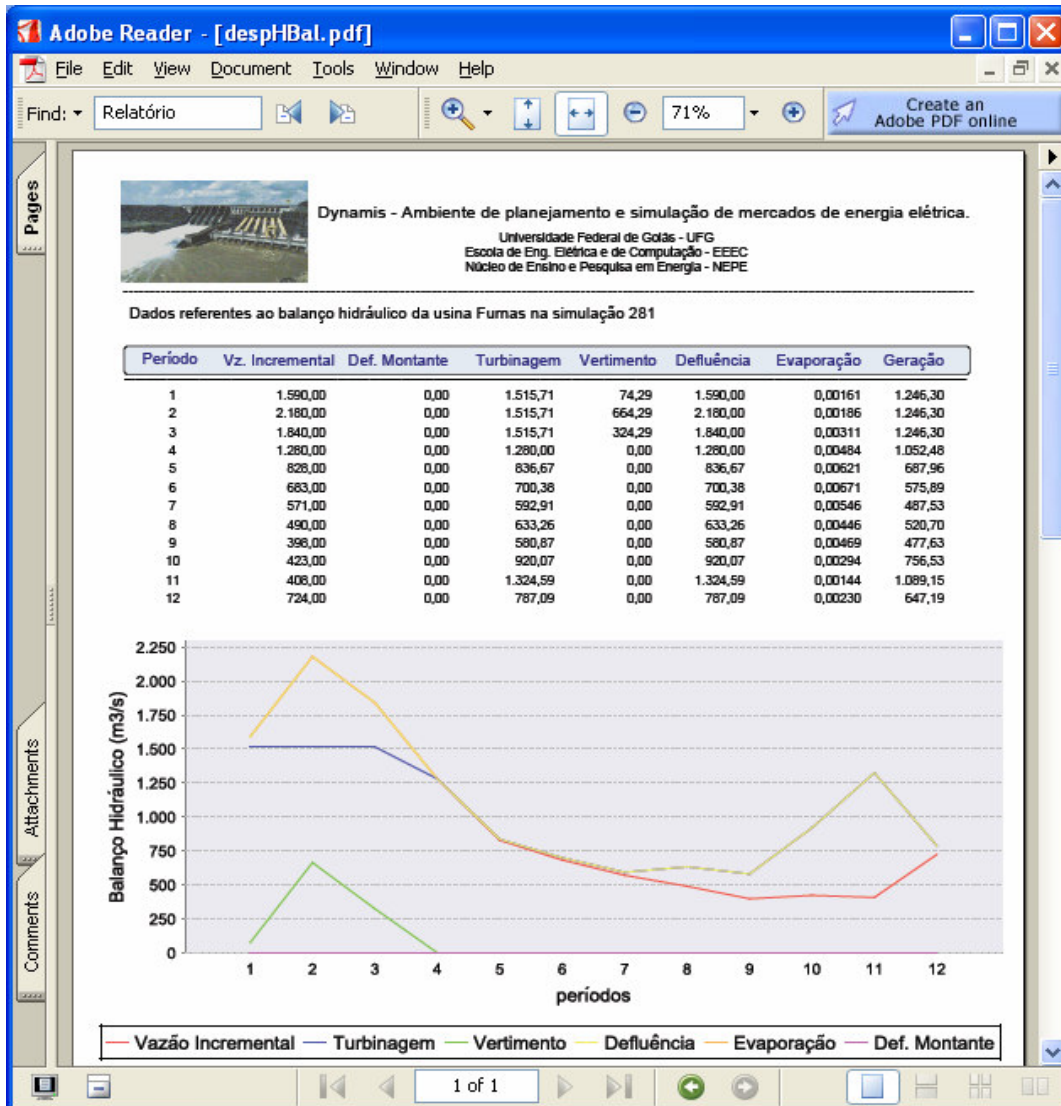


Figura 4.14 Capacidade de geração de relatórios pelo DYNAMIS

## 4.7 Ferramentas utilizadas

A plataforma JADE foi adotada como ferramenta de gerenciamento da comunicação dos agentes propostos. Em todas as fases do processo de desenvolvimento do software foram adotadas as seguintes soluções de software open source sob licença General Public Licence<sup>15</sup> (GPL):

<sup>15</sup> Licença que rege a forma de distribuição de boa parte dos softwares livres. Sua filosofia baseia-se no fato de que todo software deve ter o seu código fonte disponível para qualquer usuário.



- **Java:** Linguagem, coleção de API<sup>16</sup> (classes, componentes, frameworks) e plataforma. Neste trabalho foi utilizada a plataforma J2SE<sup>17</sup>.
- **iReport:** Utilizada para definir o design dos relatórios em um ambiente gráfico, explorando os recursos disponíveis do Jasper.
- **Jasper Report:** Framework para a geração de relatórios escrito em Java, podendo ser utilizado em qualquer aplicação Java (desktop, web e distribuída).
- **PostgreSQL:** Sistema gerenciador de banco de dados utilizado para o armazenamento e organização dos dados dos agentes e das simulações realizadas.
- **PgAdmin:** Ferramentas de administração de bancos de dados PostgreSQL.
- **NetBeans:** É uma ferramenta da Sun, escrita em Java, que auxilia no desenvolvimento de aplicações Java (SUN, 2006).

A única ferramenta proprietária utilizada no desenvolvimento do software proposto foi o Rational Rose. Trata-se de uma ferramenta CASE<sup>18</sup> que auxilia no processo de desenvolvimento software, permitindo a modelagem dos diagramas da UML. Além de ser uma das ferramentas mais robusta e com mais recursos nestas atividades, outro motivo que influenciou muito na sua utilização é explicada pela licença disponibilizada pela IBM ao NEPE.

## 4.8 Metodologia da simulação proposta

O despacho realizado neste trabalho é centralizado Tight Pool. Ele é feito sob a responsabilidade do agente ISO, que trabalha de forma a garantir a confiabilidade e a eficiência da operação do sistema. Na plataforma de agentes proposta, ele é o elemento responsável por iniciar todo o processo de interação entre os agentes, em um determinado período de simulação.

Após a configuração de cada agente e conseqüentemente seu registro (identificação, endereço) junto à plataforma de agentes distribuída, o processo de simulação é de fato

---

<sup>16</sup> *Application Programming Interface* ou simplesmente API é um conjunto de rotinas e padrões estabelecidos por um software para utilização de suas funcionalidades.

<sup>17</sup> Conjunto de ferramentas e APIs essenciais para o desenvolvimento de qualquer aplicação Java, inclusive GUI.

<sup>18</sup> Do inglês (*Computer-Aided Software Engineering*), CASE é uma classificação que é dada a todas as ferramentas computacionais que auxiliam na Engenharia de Software.

iniciado com o agente ISO através da solicitação dos endereços de todos agentes presentes na plataforma: hidrelétricas, termelétricas, rede, carga e estudo.

Após obter o conhecimento destes endereços, o ISO estabelece algumas “conversações” paralelas, ou seja, assíncronas. Inicialmente ele solicita o estado atual a todos os HGAs. A mesma solicitação é feita aos TGAs. Aos DISCO<sup>19</sup> e FCA<sup>20</sup> é enviada a solicitação de carga prevista para aquele período de simulação, e ao agente de transmissão é solicitado o seu estado.

A resposta enviada pelos HGA's contém a representação detalhada e completa de todas as suas características. Na troca de mensagens ocorre o envio de um objeto contendo todas as informações necessárias para que o ISO realize o despacho, como altura máxima, coeficientes de polinômios cota x volume, volume atual, e outras.

Ao receber a solicitação do agente ISO, o TGA envia como resposta um objeto contendo também seu estado atual com os seguintes dados: eficiência, função de custo (Preço do combustível por *MWh*), potência máxima, geração mínima, potência disponível, TEIF, IP, dentre outros.

Os agentes de consumo reagem à solicitação da previsão de carga para o período vigente, executando o método de previsão definido pelo usuário no momento em que o agente é registrado no sistema e então enviando o objeto que represente este agente ao agente ISO.

Todas as mensagens enviadas entre os agentes presentes na simulação são objetos. Assim foi implementado um conjunto de classes que representam a estrutura interna e comportamentos disponíveis nestes objetos que descrevem as mensagens.

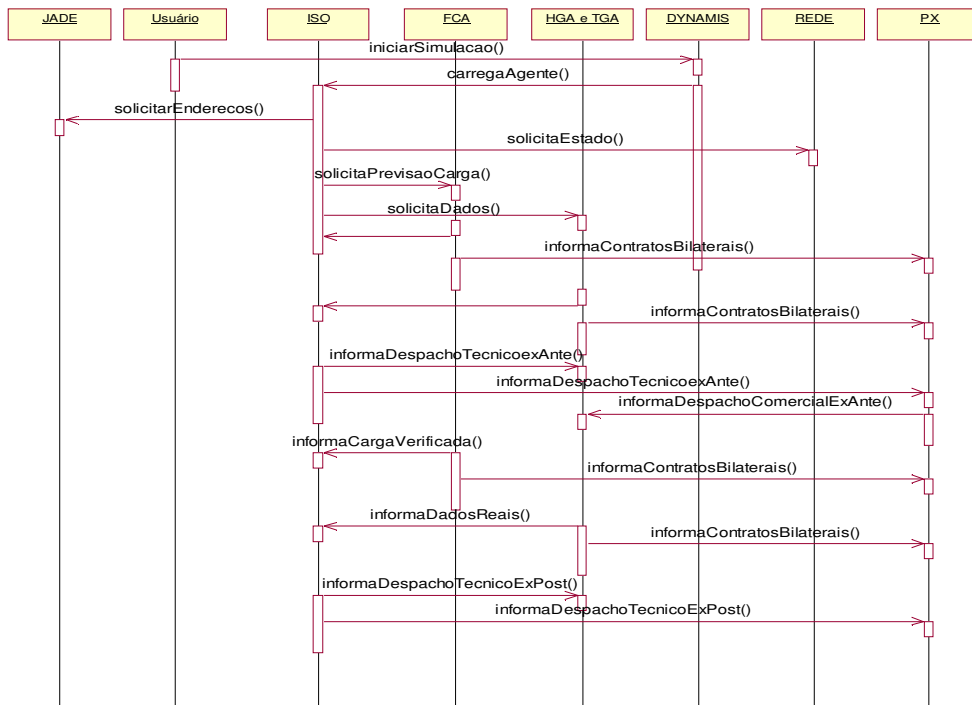
O agente de transmissão considerado neste trabalho possui uma representação simplificada, de tal forma que será considerado neste trabalho apenas as perdas na transmissão, não havendo limites das linhas de transmissão. Uma representação detalhada dos componentes físicos presentes no sistema de transmissão é sugerida para trabalhos futuros. Desta maneira, este agente não impõe restrições para a realização do despacho técnico.

---

<sup>19</sup> Agente que representa uma companhia de distribuição, representado neste trabalho pela sigla DISCO.

<sup>20</sup> Um FCA (em inglês, Free Consumer Agent) é um agente que representa um consumidor livre.

Para o entendimento do funcionamento do simulador e da interação entre os agentes e suas respectivas camadas a seguir é apresentado o diagrama de seqüência que representa de forma simplificada, a troca de mensagens no despacho comercial *ex-ante*.



**Figura 4.15** Troca de mensagens no despacho (Técnico e Comercial) *ex-ante*.

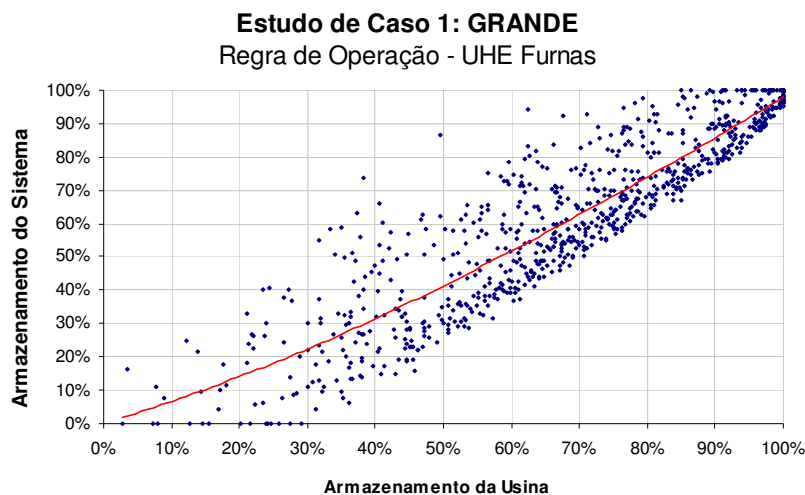
A presença de um comportamento cíclico no agente ISO o torna capaz de monitorar periodicamente se todas as mensagens que foram solicitadas foram respondidas e assim proceder o despacho técnico *ex-ante*, conforme o diagrama acima.

## 4.9 Metodologia de despacho hidrotérmico

A partir da estrutura de troca de mensagens dos agentes, descritas na sessão anterior, uma das etapas de maior importância da simulação é a realização do despacho. Para isto, três tipos de políticas operacionais estão disponíveis, conforme já citado anteriormente.

### 4.9.1 Regras de Operação de reservatórios

O desenvolvimento de RORs (definição da política de operação a partir das condições do reservatório da usina e da energia armazenada do sistema) tem sido objeto de estudos e pesquisa de vários autores (SOARES,1993). CRUZ JR. (1998) define uma metodologia de determinação de RORs não-lineares para operação de reservatórios de hidrelétricas utilizando o modelo equivalente. As RORs são determinadas por um ajuste de curvas para pontos (volume versus energia armazenada) advindos de um modelo de otimização que utiliza Programação Dinâmica Estocástica (PDE) ou Otimização Determinística - Programa de Otimização de Sistemas Hidrotérmicos (POSH), conforme Figura 4.16.

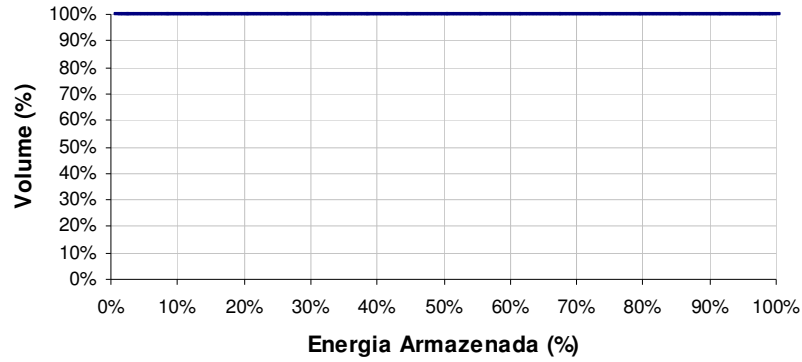


**Figura 4.16** Pontos obtidos na varredura do histórico para Furnas

Através desta relação é possível estabelecer regras de operação não lineares. Aplicando um ajuste de curvas nos pontos obtidos pode-se obter uma equação que expressa o comportamento do reservatório no sistema otimizado.

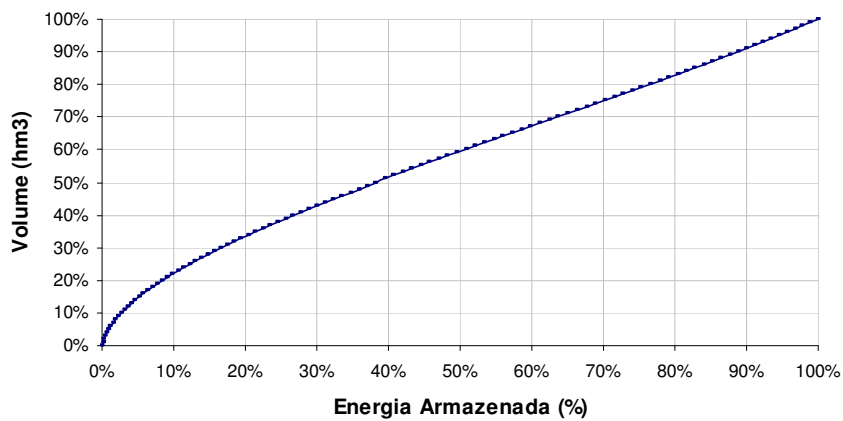
Segundo (CRUZ JR., 1998) basicamente, três tipos de funções podem ser ajustados: polinomiais, exponenciais e lineares. Outra regra específica foi proposta neste simulador que modela o comportamento das usinas com reservatório de compensação (Usinas Fio D'água). Para qualquer energia armazenada verificada no sistema, esta regra define que o reservatório deve permanecer constante e igual ao volume máximo.

A Figura 4.17 apresenta o comportamento das regras das usinas fio d'água.



**Figura 4.17** Usina com regra de despacho de usinas fio d'água

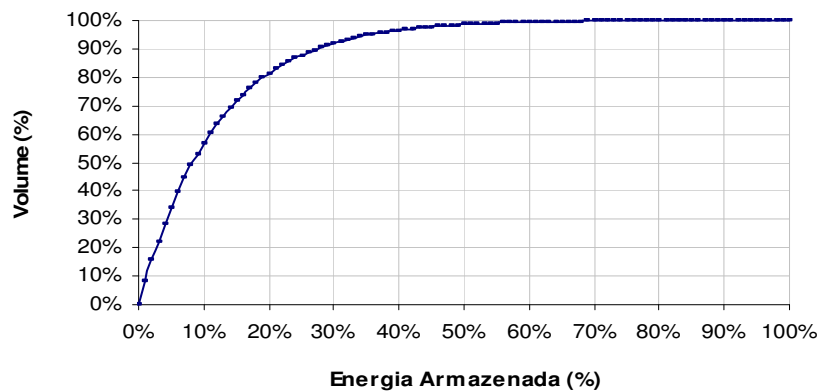
Funções do tipo polinomial:  $x_i(e) = a_3 \cdot e^3 + a_2 \cdot e^2 + a_1 \cdot e$ ;



**Figura 4.18** Usina com regra de despacho polinomial

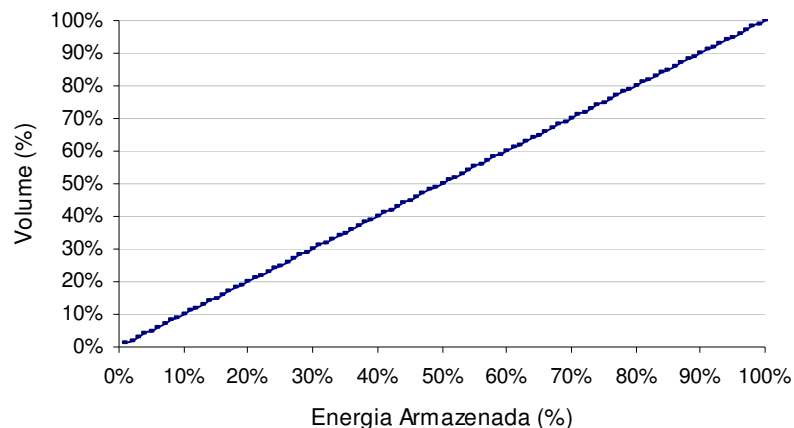
Também é disponibilizada no simulador a utilização de funções do tipo exponencial:

$$x_i(e) = 1 - e^{-a \cdot e}$$



**Figura 4.19** Usina com regra de despacho exponencial

Por último é utilizada ainda funções lineares, conforme apresentado na Figura 4.20.



**Figura 4.20** Usina com regra de despacho baseado em funções lineares

Após o ajuste de curvas, pode ser observada uma modelagem que tende a representar o comportamento ótimo de um reservatório em relação à energia armazenada do sistema em um instante de tempo. Assim, tem-se ao longo de um período um conjunto de pontos que apontam para a trajetória ótima deste reservatório diante do processo de otimização.

Neste trabalho, o usuário pode utilizar as regras oriundas de modelos de otimização para alimentar o sistema, ou pode também definir suas próprias regras conforme visto na interface do HGA (Figura 4.5). A flexibilidade no simulador permite que para cada agente gerador hidráulico seja atribuída uma curva que irá determinar seu comportamento ao longo da simulação.

Desta maneira, a meta de geração de cada usina hidrelétrica será baseada na mudança de armazenamento dos reservatórios. Com base no estado de armazenamento antigo e na regra de operação adotada, o sistema deve através do balanço hidráulico e também considerando as restrições operacionais, calcular a geração da usina para um período. O novo estado de armazenamento então, será obtido através da inferência da energia armazenada do sistema na regra de operação da usina.

Tomando como exemplo a usina de Furnas configurada para a simulação com a regra (regra polinomial de Furnas –  $x_i(e) = -0.862.e^3 + 1.760.e^2 + 0.101.e$  ). O novo estado de

armazenamento do reservatório com a energia armazenada do sistema composto apenas pela usina de Furnas correspondendo a 70% da energia armazenada máxima, será de 16.770,70  $hm^3$  para o próximo período. As equações abaixo esclarecem o exemplo dado.

$$ea = ea / \bar{ea} \quad (4.4)$$

$$f(\lambda) = a_1\lambda^3 + a_2\lambda^2 + a_3\lambda \quad (4.5)$$

$$mx_{i,t} = \underline{x_{i,t}} + f(\lambda).vu_{i,t} \quad (4.6)$$

Onde:

- $\lambda$  - percentual de energia armazenada
- $ea$  - energia armazenada atual do sistema, em  $\overline{MW}$
- $\bar{ea}$  - energia armazenada máxima do sistema, em  $\overline{MW}$
- $f(\lambda)$  - percentual de volume útil da usina
- $a_i$  - coeficientes do polinômio
- $vu$  - volume útil da usina, em ( $hm^3$ )
- $mx_{i,t}$  - meta de volume da usina  $i$  para no instante  $t$ , em ( $hm^3$ )

A Tabela 4.5 apresenta a meta de volume para usina de Furnas com a utilização da regra  $x_i(e) = -0.862.e^3 + 1.760.e^2 + 0.101.e$ .

**Tabela 4-5** Meta de volume estabelecida para a usina de Furnas segundo a regra de operação

Usina	Furnas	Unidade
$ea$	9.704,10	$\overline{MW}$
$\bar{ea}$	13.863	$\overline{MW}$
$f(\lambda)$	0,7	
Vu	17.217	$hm^3$
$mx_{i,t}$	16.770,70	$hm^3$

Em seguida, é realizado o balanço hidráulico onde são consideradas todas as restrições operacionais das usinas, tais como, volume mínimo e máximo, engolimento mínimo, vertimento, etc.

## 4.9.2 Balanço hidráulico

### 4.9.2.1 Viabilidade das regras mediante restrições operacionais

Uma vez conhecida as metas de cada usina (volume, defluência, geração) para o próximo período, a próxima tarefa a ser executada pelo agente ISO, é a verificação da possibilidade de atendimento das metas fornecidas pelas regras.

Este processo é realizado pela equação de balanço hidráulico. Ele garante que o estado futuro do reservatório no que diz respeito ao seu nível de armazenamento, será o seu volume atual mais o volume de água que chega neste reservatório, menos o volume que sai deste reservatório. Em usinas Fio D'Água a mesma vazão que adentra ao reservatório deve deixá-lo sendo esta turbinada ou vertida, conforme necessidade.

Desta forma é necessário verificar a consistência na transição de estados dos reservatórios (estado do reservatório no período (t-1) para o período t) com base nas metas estipuladas pelas regras de operação. Assim, o balanço hidráulico pode ser obtido conforme a equação abaixo:

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + \left( y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t} - (v_{i,t} + ev_{it} + q_{it} + um_{i,t}) \right) \frac{\Delta t}{10^6} \quad (4.7)$$

- $x_{i,t}$  - Volume do reservatório da usina  $i$  no final do intervalo  $t$   $hm^3$ ;
- $x_{i,t-1}$  - Volume do reservatório da usina  $i$  no início do intervalo  $t$   $hm^3$ ;
- $y_{i,t}$  - Vazão incremental afluenta à usina  $i$  no intervalo  $t$  ( $m^3/s$ );
- $\Omega_i$  - Conjunto das usinas à montante da usina  $i$ ;
- $v_{i,t}$  - Vertimento da usina  $i$  no intervalo  $t$  ( $m^3/s$ );
- $ev_{i,t}$  - Energia evaporada do reservatório da usina  $i$  no intervalo  $t$  ( $m^3/s$ );
- $q_{i,t}$  - Vazão turbinada pela usina  $i$  no intervalo  $t$  ( $m^3/s$ );
- $um_{i,t}$  - Uso múltiplo do reservatório  $i$  no intervalo  $t$  ( $m^3/s$ );
- $\Delta t$  - Tamanho do intervalo  $t$  (s);



Com base nesta equação, o próximo passo é calcular a meta de defluência para o atendimento da meta. O valor encontrado de defluência define a vazão que deve deixar o reservatório. Assim, a verificação das restrições operacionais são aplicadas, de forma a validar a meta de defluência encontrada.

Algumas restrições operacionais são alvos de consideração no despacho das unidades geradoras hidrelétricas. O agente ISO, realiza a análise do estado temporário para consistir e validar do ponto de vista operacional o atendimento das metas estipuladas de volumes para os reservatórios.

Algumas restrições operacionais das usinas hidrelétricas a serem consideradas pelo simulador proposto são:

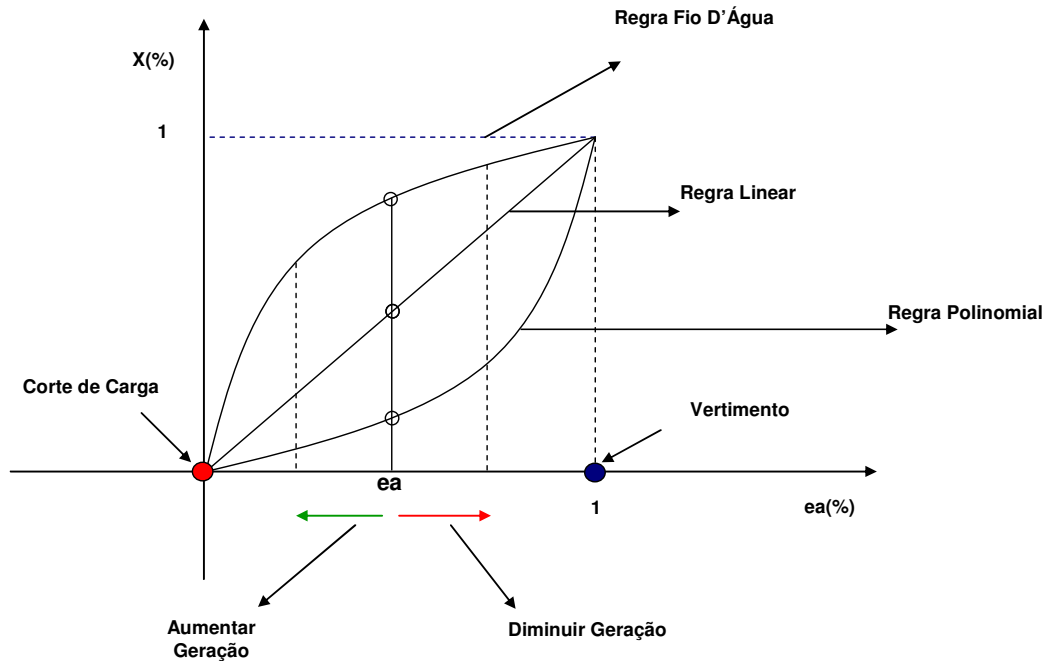
- Limite de engolimento máximo da usina;
- Volume mínimo e máximo dos reservatórios;
- Defluência mínima.

Considerando o princípio de equilíbrio de conservação de água no reservatório, a próxima etapa será calcular a vazão turbinada por cada usina. Isto é obtido após a verificação das restrições operacionais consideradas.

### **4.9.3 Balanço energético**

Aplicando-se a função de produção hidráulica pode-se encontrar a potência gerada de cada agente para o intervalo atual de simulação, considerando o intervalo de simulação adotado.

Para a utilização das políticas que seguem MGTH, ainda faz-se necessário a aplicação do balanço energético. Para estas políticas, uma vez pré-definida a geração total das hidrelétricas o ISO irá buscar atender estas metas. A Figura 4.21 ilustra este processo.

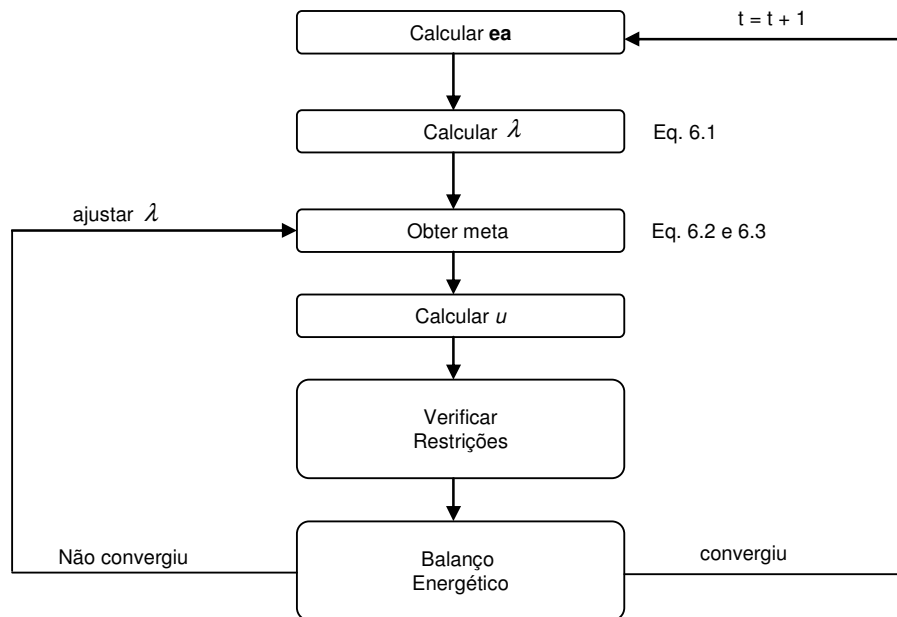


**Figura 4.21** Esquema de despacho hidráulico no Dynamis.

O deslocamento do percentual de energia armazenada no respectivo eixo é realizado sempre que se encontrar uma diferença entre a Geração Total Hidráulica (GTH) e a MGTH para o período de simulação. Se a GTH for maior que a MGTH, é necessário cortar geração hidráulica. Para isto, o eixo é deslocado para a direita com um passo igual a diferença encontrada entre GTH e MGTH.

No caso onde a GTH for menor que MGTH, o eixo é deslocado para a esquerda representando o gasto de energia armazenada dos reservatórios através da turbinagem das usinas.

Algumas situações caracterizam a interrupção deste processo de convergência. A primeira é quando o simulador consegue alterar o estado dos reservatórios e assim garantir o cumprimento das metas.



**Figura 4.22** Diagrama de Blocos do Balanço Energético

Outra situação ocorre quando verifica-se a infactibilidade do processo de convergência. As regiões em destaque no eixo x da Figura 4.22 (energia armazenada igual a zero e energia armazenada igual a 1) sinalizam os pontos de limite do balanço energético. Quando a GTH excede a MGTH para o período, e a energia armazenada do sistema é igual a energia armazenada máxima, não há como cortar mais geração. Neste caso, o simulador esbarra na restrição de volume máximo dos reservatórios, pois a melhor decisão seria segurar mais água no reservatório, fato este inviável. A solução então adotada pelo simulador neste caso, é transformar vazão turbinada excedente em vertimento (vertimento turbinável).

De forma semelhante, quando a energia armazenada do sistema dentro do processo de simulação encontra-se igual a zero e, a GTH ainda não atingiu a MGTH do período, a alternativa de se transformar energia armazenada em vazão turbinada torna-se também impraticável. Assim, é encerrado o despacho hidráulico, transferindo às térmicas a responsabilidade de geração da demanda não atendida pelas hidrelétricas.

Quando a GTH for inferior a MGTH e os limites de engolimento estão sendo violados o processo é encerrado, pelo fato de que as hidrelétricas não tem como aumentar o seu engolimento e conseqüentemente sua geração.

#### 4.9.4 Despacho Térmico

A realização do despacho térmico é dada pela complementação de geração térmica à parcela da demanda não atendida pela geração hidráulica. O despacho térmico é realizado pelo simulador empregando o método linear por partes.

A idéia básica do despacho é dividir a função de custo das usinas térmicas em algumas partes (definido pelo usuário no início da simulação) e ordenando estas partes por ordem de custo.

O custo para cada valor de geração da usina será dado pela derivada da função de custo. O modelo irá adotar um custo fixo em cada intervalo de geração. Tomando o exemplo das usinas termelétricas descritas em (WOOD, 1999) com suas respectivas funções de custo, e a carga do sistema apresentadas, o despacho pode ser realizado conforme abaixo:

Dados das usinas:

$$CO_1(P_1) = 561 + 7.92P_1 + 0.001562P_1^2, \text{ com } 150 \leq P_1 \leq 600MW \quad (4.8)$$

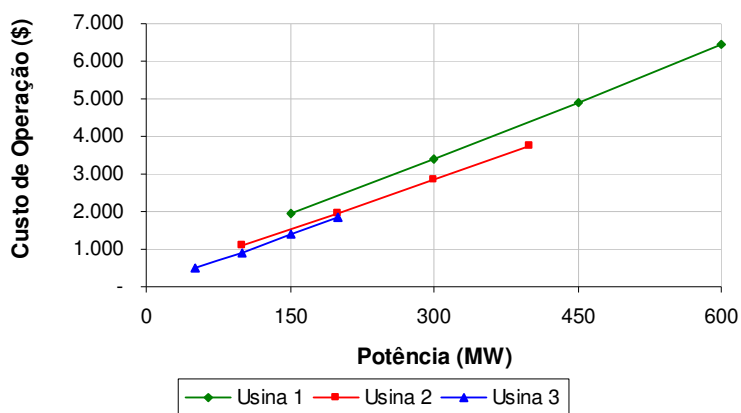
$$CO_2(P_2) = 310 + 7.85P_2 + 0.00194P_2^2, \text{ com } 100 \leq P_2 \leq 400MW \quad (4.9)$$

$$CO_3(P_3) = 78 + 7.97P_3 + 0.00482P_3^2, \text{ com } 50 \leq P_3 \leq 200MW \quad (4.10)$$

onde:

$CO_n(P_n)$  - Custo de Operação da usina n;

$P_n$  - Potência despachada pela usina.



**Figura 4.23** Custo de operação da usinas térmicas

Com base nos dados de cada usina termelétrica e dividindo-se a função de custo de cada uma em algumas partes, pode-se verificar a possibilidade de ordenação de custos por partes. Neste exemplo foi adotada a divisão em 3 partes, conforme observa-se na Tabela 4.6.

O custo para cada valor de geração da usina será dado pela derivada da função de custo. O modelo irá adotar um custo fixo em cada intervalo de geração. Tomando como exemplo a usina 1, quando a mesma tiver uma geração de 150 a 300 *MW*, esta terá um custo constante. Será considerado a média do intervalo de geração (neste caso 225 *MW*) para que possa ser utilizada a derivada e então encontrar o custo para esta parte, conforme equação abaixo.

$$CMO_1(P_1) = 7,92 + 0,003124P_1 \quad (4.11)$$

Portanto, para qualquer valor de geração da usina no intervalo de 150 *MW* a 300 *MW*, o Custo Marginal de Operação (CMO) será igual a 8,46 *\$/MWh*.

**Tabela 4-6** Ordenação do CMO de cada intervalo das termelétricas

Partes	Acréscimo	Início	Fim	Qtde. Combustível	Custo Combustível (\$)	CMO (\$/MWh)
CMO00	300,00	0	300,00		0,0	0
CMO21	100,00	300,10	400,00	1.114,40	1.114,40	8,43
CMO11	150,00	400,10	550,00	1.784,15	1.962,56	8,62
CMO31	50,00	550,10	600,00	488,55	488,55	8,69
CMO22	100,00	600,10	700,00	1.957,60	1.957,60	8,82
CMO12	150,00	700,10	850,00	3.077,58	3.385,34	9,09
CMO32	50,00	850,10	900,00	923,20	923,20	9,18
CMO23	100,00	900,10	1000,00	2.839,60	2.839,60	9,21
CMO13	150,00	1000,10	1150,00	4.441,31	4.885,44	9,56
CMO33	50,00	1150,10	1200,00	1.381,95	1.381,95	9,66

# Capítulo 5

## Estudo de Caso

### 5.1 Considerações Gerais

Este capítulo tem como objetivo apresentar os resultados das simulações realizadas com o DYNAMIS com o intuito de mostrar a flexibilidade e o potencial da ferramenta computacional desenvolvida. Desta forma, foi concebido um caso base que servirá como referência aos experimentos realizados.

### 5.2 Caso base

A simulação realizada no caso base compreende o período de 01/01/2006 à 31/12/2010, com discretização mensal adotada perfazendo um total de 60 períodos mensais simulados.

O parque gerador hidráulico é formado pelas seguintes usinas pertencentes a cascata do rio Grande: Furnas, Peixoto, Jaguara, Igarapava, Marimbondo e Água Vermelha conforme apresenta o esquema da Figura 5.1 abaixo.

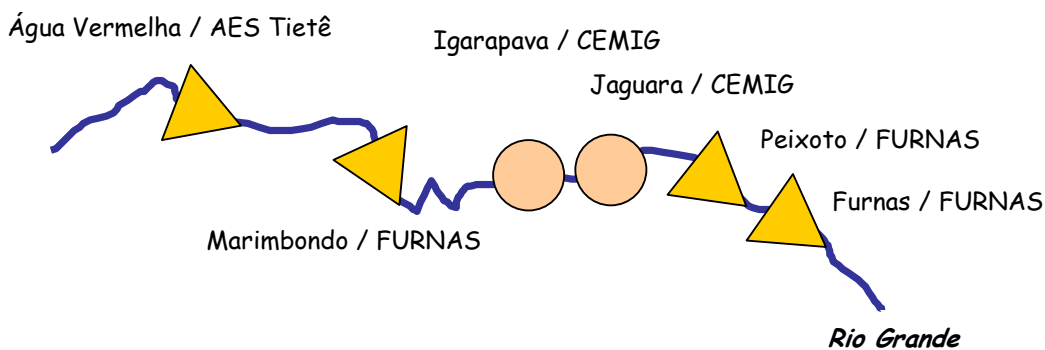


Figura 5.1 Cascata do rio Grande para o caso base

As companhias de geração e distribuição serão denominadas nos resultados como empresas. Na simulação do caso base muitos dados utilizados são reais, obtidos de sítios eletrônicos (ONS, 2005), (ABRADEE, 2006) ou base de dados como o SIPOT (ELETROBRAS, 2006). Porém os resultados encontrados não refletem necessariamente os números realizados dos agentes setoriais reais. Assim, serão utilizados nomes fictícios para as empresas que representem companhias de geração, sendo representadas pela sigla GENCO.

A Tabela 5.1 apresenta alguns dados de referência das hidrelétricas do sistema no caso base como, por exemplo, a energia assegurada obtida em (ONS, 2006).

**Tabela 5-1** Dados das usinas hidrelétricas do sistema simulado.

	Usina	Empresa	Potência Instalada (MW)	TEIF (%)	IP (%)	Energia Assegurada (MW.medio)	Tipo
1	Furnas	GENCO1	1.312	2,533	8,091	408	Reservatório
2	Peixoto	GENCO1	478	1,672	5,403	230	Reservatório
3	Jaguará	GENCO2	616	2,533	8,091	277	Fio D'agua
4	Igarapava	GENCO2	210	1,672	5,403	109	Fio D'agua
5	Marimbondo	GENCO1	1.488	2,533	8,091	595	Reservatório
6	Água Vermelha	GENCO 3	1.398	2,917	12,122	651	Reservatório
		<b>TOTAL</b>	<b>5.502</b>			<b>2.270</b>	

Não serão simuladas as falhas das unidades geradoras. Para considerar a disponibilidade das máquinas das usinas é incorporado nos cálculos de geração das usinas os valores da TEIF e IP. Assim, não serão agendadas programações de manutenção das máquinas.

Para as hidrelétricas, o engolimento máximo será igual ao engolimento efetivo e as vazões previstas serão iguais à média de longo termo mensal do histórico (1931 a 1998) para o mês correspondente. Todos os reservatórios terão seus volumes iniciais iguais aos seus volumes máximos.

O parque gerador térmico simulado no caso base é representado por uma única térmica, denominada **equivalente**, com objetivo de realizar a complementação da geração hidráulica para o atendimento da demanda. Desta forma, os limites, de potência mínima e máxima definidos serão zero e infinito, respectivamente. O custo de geração desta térmica é dado pela equação 5.1.

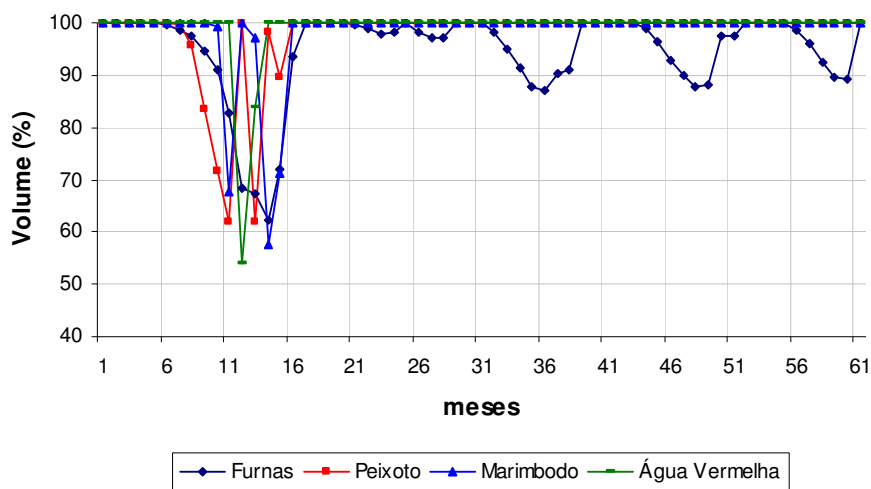
$$cg = 0,5 \cdot gt^2 \quad (5.1)$$

Onde:

$gt$  - Geração térmica em um dado período de simulação em MW médio.

O custo marginal de operação desta termelétrica é definido através da derivada da Equação 5.1 e igual a  $gt$ .

A política operacional adotada pelo ISO neste caso base será o atendimento de metas de volume por usina (individualizadas) obtidas do otimizador HydroMax 3.1 (CICOGNA, 2003) que após processo de otimização apresenta as seguintes metas de volume conforme Figura 5.2 abaixo.



**Figura 5.2** Metas de volume das usinas de reservatório para o caso base

Desta forma, o agente ISO realiza a operação centralizada despachando as unidades hidrelétricas conforme metas otimizadas de volume e a térmica equivalente de acordo com a necessidade de complementação da geração para o atendimento da demanda. Para o despacho térmico é utilizado o método linear por partes. Como a capacidade de geração da térmica equivalente é ilimitada quanto a sua geração máxima, não ocorrerá no caso base déficit de geração. O percentual de perdas na transmissão será igual a 3% da energia efetivamente consumida.

As vazões utilizadas no balanço hidráulico *ex-post* serão as MLTs mensais do histórico de (1931 a 1998) para o mês correspondente, ocorrendo exatamente o que foi previsto. No



MRE, a alocação da energia assegurada e secundária será proporcional a energia assegurada de cada usina.

Na questão comercial a simulação considerará a função MRE ativa para a contabilização do PX das empresas proprietárias de usinas.

A contabilização das perdas na transmissão também será considerada . Serão alocadas as perdas na transmissão 50% para os geradores e 50% para os agentes de consumo através da abordagem *pro rata*. Ou seja, alocando as perdas totais proporcionalmente a energia consumida/gerada.

A apuração de preço *spot* no final de cada período de contabilização é encontrada pela média aritmética do preço *spot ex-ante* e *ex-post*.

A Tabela 5.2 abaixo apresenta a potência instalada e energia assegurada das GENCOs proprietárias de unidades de geração hidrelétricas.

**Tabela 5-2** Potência instalada e energia assegurada da GENCO1, GENCO2 e GENCO3

	<b>Empresa</b>	<b>Potência Instalada (MW)</b>	<b>Energia Assegurada (MW)</b>
<b>1</b>	GENCO1	3.278,00	1231,30
<b>2</b>	GENCO2	826,00	385,30
<b>3</b>	GENCO3	1.398,00	650,80
	<b>Total</b>	<b>5.502,0</b>	<b>2.267,40</b>

Do ponto de vista do mercado, para simplificação do caso base, o mercado previsto e verificado para cada intervalo de simulação será constante e igual à potência instalada das usinas hidrelétricas (5.502 MW), utilizando-se da flexibilidade disponível no DYNAMIS para se definir qualquer mercado previsto em horizonte mensal. Não foram definidos contratos bilaterais no cenário do caso base.

### 5.3 Variações do Caso Base

Foram realizados cinco experimentos que são variações do caso base no intuito de mostrar as principais funcionalidades do DYNAMIS.

### **5.3.1 Experimento 1**

Neste primeiro experimento são apresentados os resultados provenientes de simulações com diferentes políticas operacionais. A seguir são apresentadas as simulações com suas respectivas políticas operacionais.

- **Simulação 1:** Utilização da política operacional que prioriza a geração hidráulica para atendimento da demanda;
- **Simulação 2:** Política operacional adotada nesta simulação utiliza as MGHT obtidas através do otimizador HydroMax 3.1 (CICOGNA, 2003), desagregando as gerações individuais através das RORs polinomiais e exponenciais utilizadas em (CRUZ JR.,1998);
- **Simulação 3:** Política operacional adotada utiliza as metas de volume por usina obtidas através do otimizador HidroMax 3.1 (CICOGNA, 2003);
- **Simulação 4:** Política adotada semelhante a política da simulação 2, no entanto usa-se a RORs paralela no processo de desagregação.

### **Resultados**

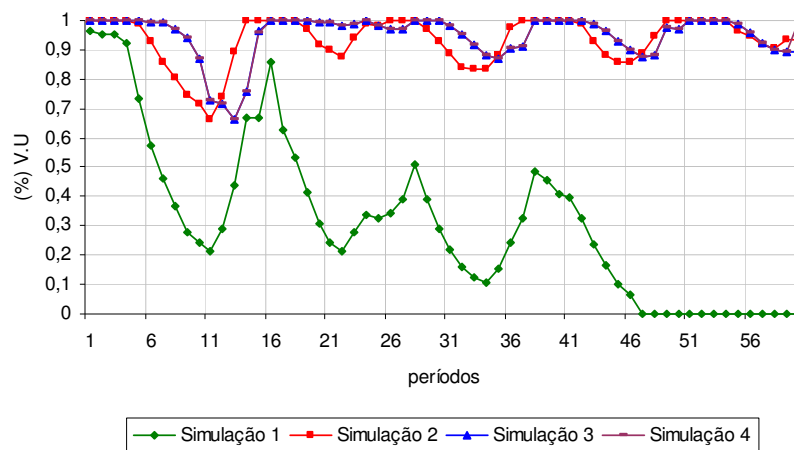
São mostrados a seguir os resultados obtidos neste experimento, confirmando a vantagem das simulações que fazem uso de políticas operacionais que utilizam metas otimizadas em detrimento da simulação 1.

A simulação 1 apresenta valores indesejáveis por desconsiderar a provisão de valores futuros de mercado e vazões, priorizando assim a geração hidráulica. Além disto, o mercado a ser atendido é igual ao somatório da potência instalada das usinas, fazendo com que as usinas hidrelétricas operem sempre com fator de capacidade elevado, tendo como consequência o deplecionamento mais rápido dos reservatórios.

São apresentados abaixo os gráficos com alguns resultados relevantes deste experimento. Os dados das usinas de Furnas e Água Vermelha são escolhidos por serem a usina de cabeceira e a usina mais a jusante da cascata deste sistema, respectivamente.

## Volume

Observa-se nos gráficos de volume das usinas abaixo que nas simulações que utilizam metas otimizadas, o comportamento do volume dos reservatórios sofre pequenas alterações quando comparados com a utilização da política descrita na simulação 1. Isto se dá em virtude da consideração do impacto das decisões operacionais presentes na operação futura considerada pela otimização.



**Figura 5.3** Volume útil da usina de Furnas no experimento 1

O reservatório de Furnas realiza a regulação da cascata do sistema simulado. Já o reservatório de usina de Água Vermelha, tem seu volume praticamente constante durante toda simulação, apresentando uma diminuição significativa no seu volume, quando as usinas a montante já estão bem deplecionadas e sem capacidade de atendimento da demanda, como, por exemplo, no período 47 da simulação.

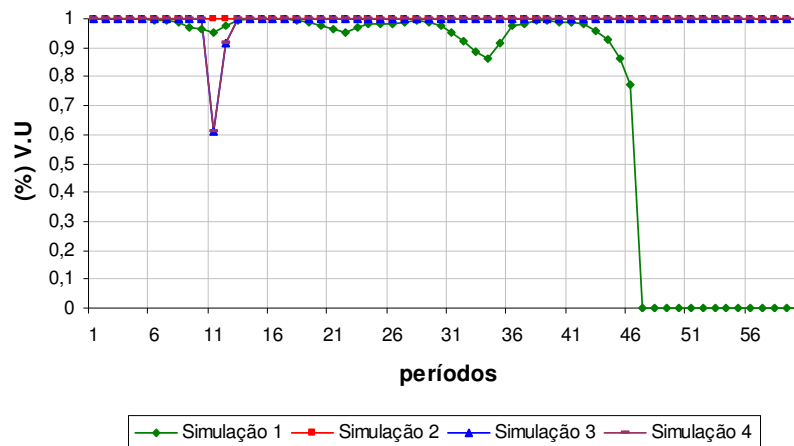


Figura 5.4 Volume útil da usina de Água Vermelha no experimento 1

### Vertimento

A explicação dos vertimentos verificados nas simulações 2, 3 e 4 se dá em razão dos altos valores de vazão afluente aos reservatórios associados aos altos níveis de armazenamento dos mesmos. Além disto, verifica-se a incapacidade operacional para o armazenamento nos reservatórios do volume de água adentrado ao reservatório não utilizado na geração de energia (na turbinagem da usina). Assim a opção operacional a ser adotada é o vertimento deste excedente.

Já na simulação 1, verifica-se pouco a ocorrência destes vertimentos, pois a vazão que está sendo turbinada (ainda restringida pelo engolimento máximo na usina) ainda é insuficiente para o atendimento da demanda.

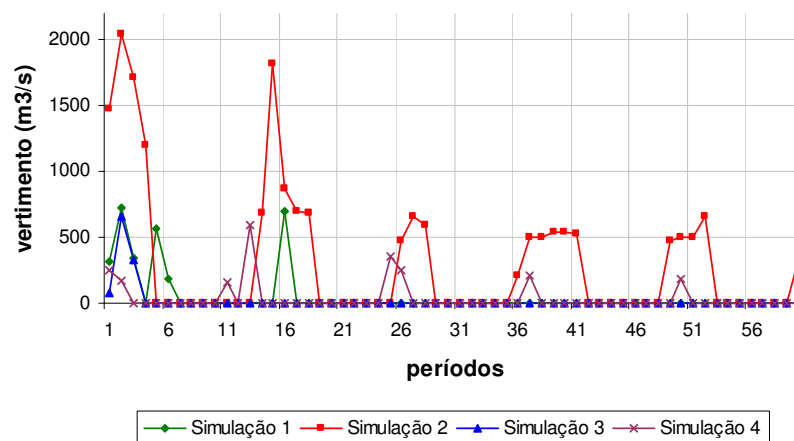


Figura 5.5 Vertimento da usina de Furnas no experimento 1

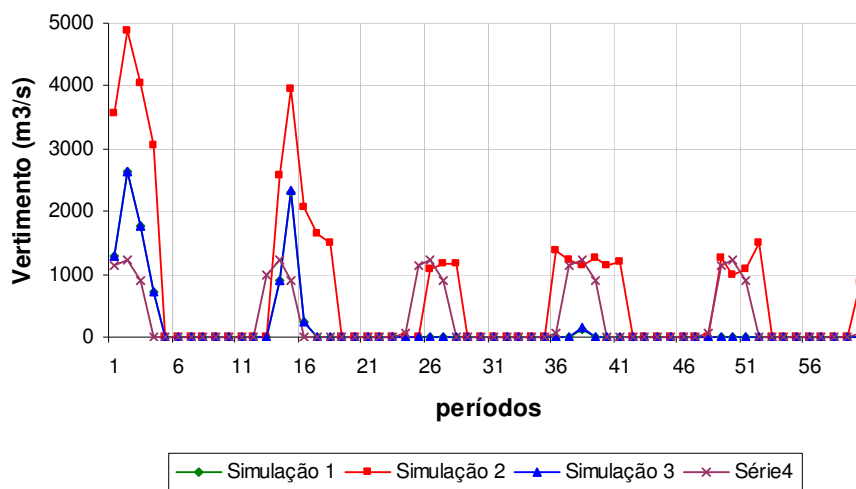


Figura 5.6 Vertimento da usina de Água Vermelha no experimento 1

### Vazão Turbinada

Os gráficos das Figura 5.7 e 5.8 apresentam a vazão turbinada da usina de Furnas e Água Vermelha respectivamente no experimento 1. Através deste gráfico percebe-se a desvantagem da utilização da política descrita na simulação 1 em relação as outras políticas em virtude das grandes oscilações verificadas na turbinagem das usinas.

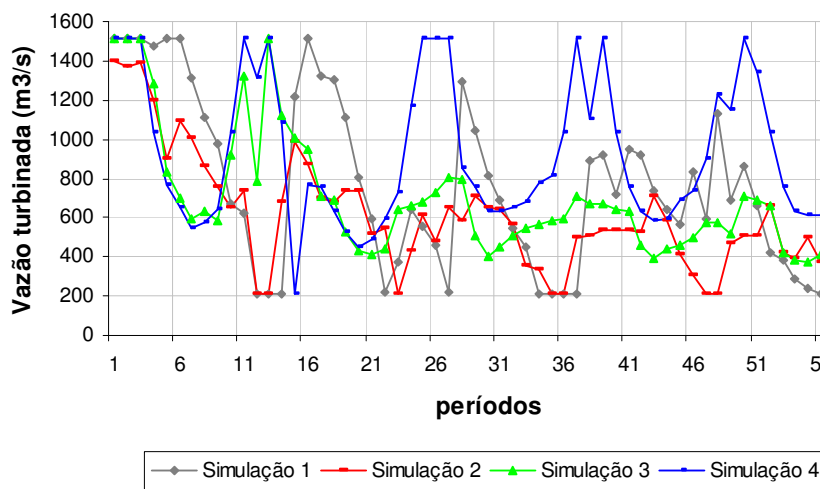
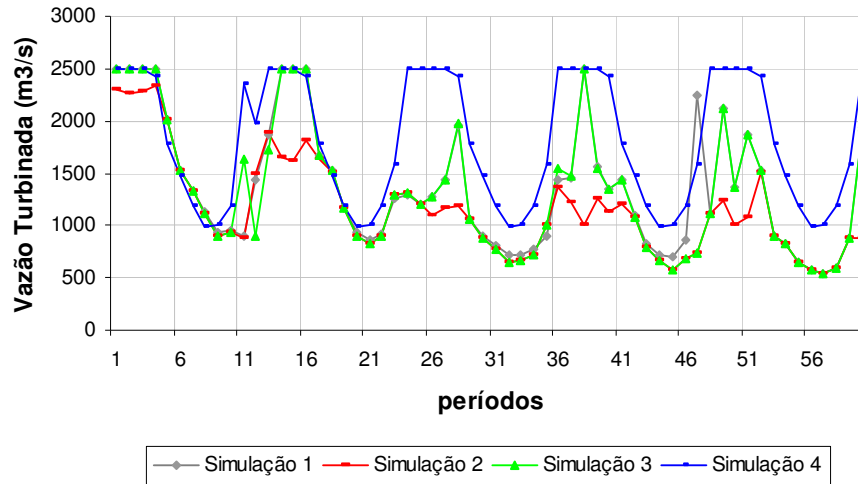


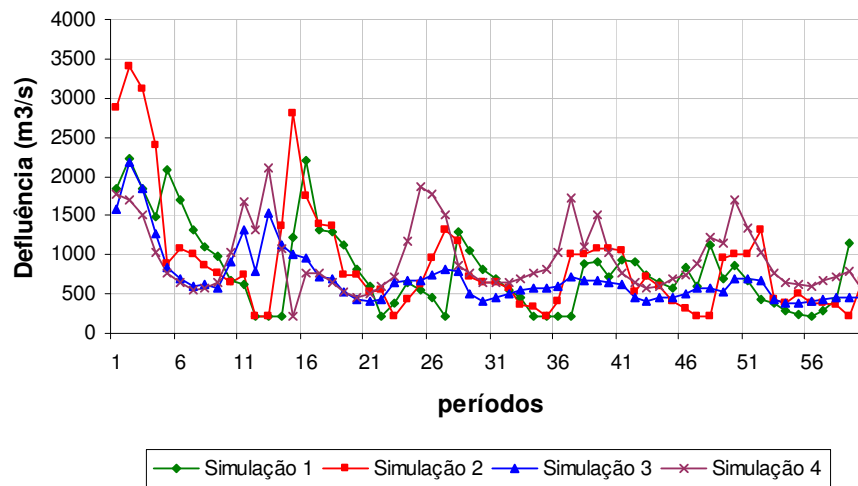
Figura 5.7 Vazão turbinada de Furnas no experimento 1



**Figura 5.8** Vazão turbinada de Água Vermelha no experimento 1

### Defluência

O comportamento verificado na defluência das usinas é diretamente proporcional ao somatório da vazão turbinada e o vertimento verificado nas usinas.



**Figura 5.9** Defluência da usina de Furnas no experimento 1

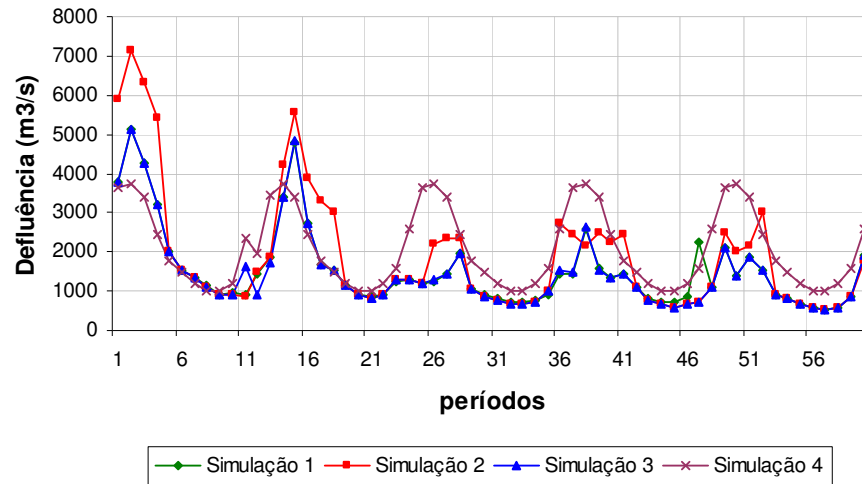


Figura 5.10 Defluência da usina de Água Vermelha no experimento 1

## Geração

Os gráficos das figuras a seguir, apresentam as gerações das usinas de Furnas e de Água Vermelha, respectivamente.

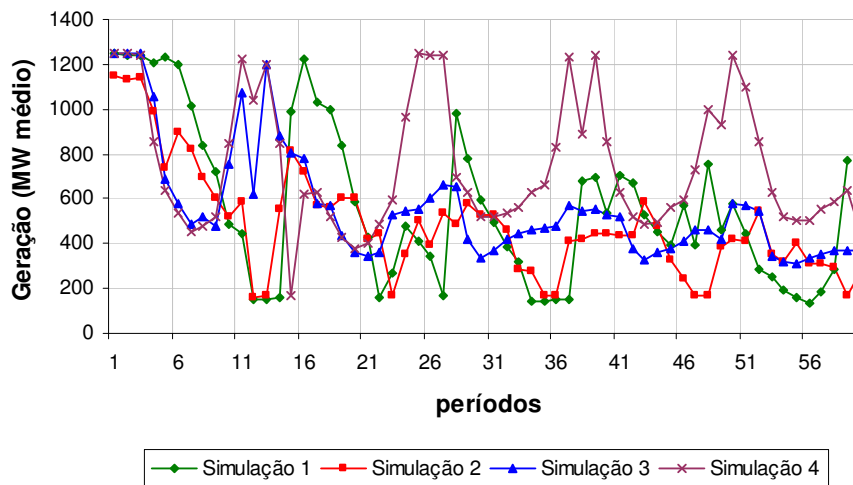


Figura 5.11 Geração da usina de Furnas no experimento 1

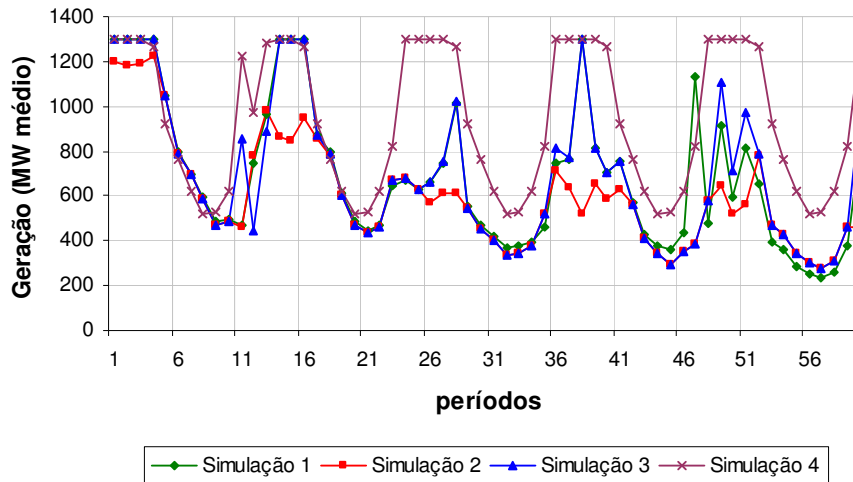


Figura 5.12 Geração da usina de Água Vermelha no experimento 1

### Geração total hidráulica

O valor de geração hidráulica obtido é insuficiente para o atendimento da demanda, necessitando em todos os períodos da complementação térmica.

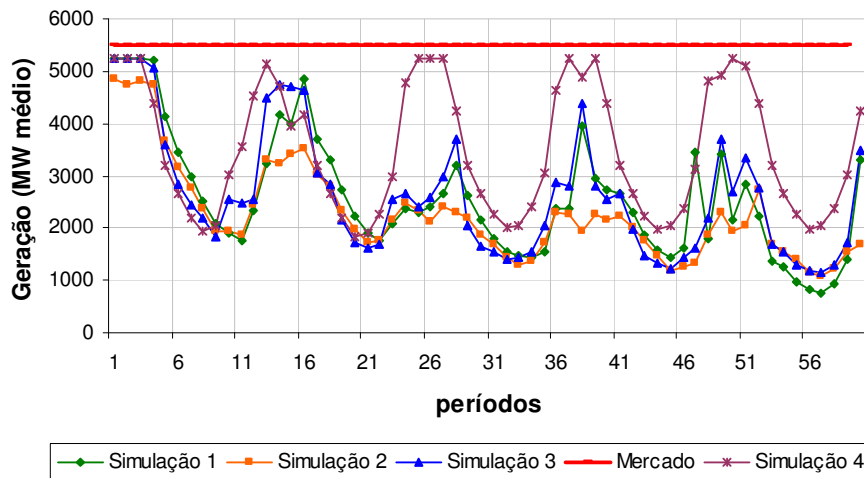


Figura 5.13 Geração total das hidrelétricas no experimento 1

### Energia armazenada

O gráfico de energia armazenada mostra claramente a vantagem da utilização de políticas oriundas de processo de otimização daquela adotada na simulação 1.



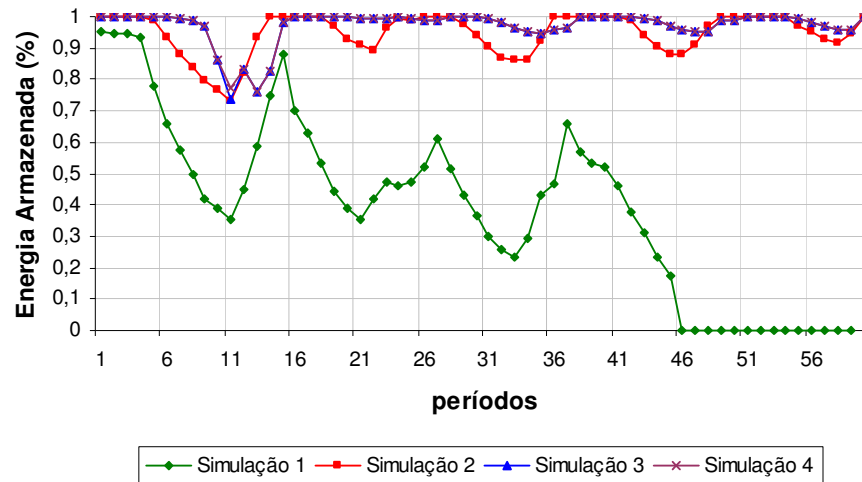


Figura 5.14 Energia Armazenada do sistema no experimento 1

### Preço Spot

Em períodos com baixa geração hidráulica, o preço *spot* é maior, pois este reflete o CMO. Na maior parte dos períodos simulados a simulação 4 apresenta os menores valores de preço spot, em função de apresentar as maiores gerações hidráulicas nos períodos comparados.

Embora a energia armazenada na Simulação 1 nos últimos períodos seja igual a 0, a energia afluyente garante ainda a possibilidade de geração hidráulica evitando assim um crescimento abrupto do preço *spot*.

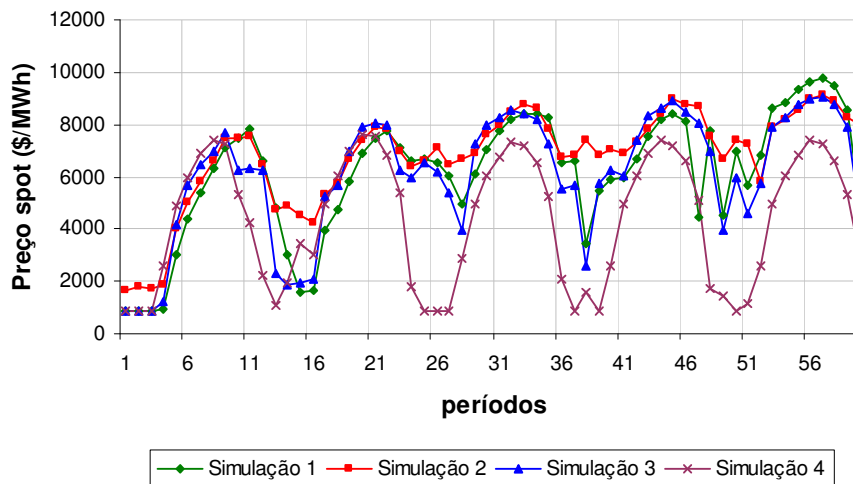


Figura 5.15 Preço *spot* no experimento 1

### 5.3.2 Experimento 2

Este experimento apresenta um mercado diferente do caso base conforme a descrição das simulações abaixo:

- **Simulação 1:** Caso base;
- **Simulação 2:** Variação do caso base com mercado realizado baseado em dados da (ABRADEE, 2006);

No caso base o mercado considerado foi constante em todos os períodos de simulação, e igual ao somatório da potência instalada das usinas hidrelétricas (5.502 MW médio). Na simulação 2, o mercado considerado será baseado nos dados de carga de algumas distribuidoras e alguns consumidores livres propostos. Assim, a carga total do sistema será variável conforme será apresentado mais adiante.

Para isto o mercado anual das distribuidoras na simulação foi considerado como igual a energia requerida<sup>21</sup> das distribuidoras CELG, CEB, RGE, CPFL e CELESC no período de 2000 a 2004 (ABRADEE, 2006).

**Tabela 5-3** Energia requerida de concessionárias de distribuição filiadas à ABRADEE

DISTRIBUIDORA	ENERGIA REQUERIDA (GWh/ano)				
	2000	2001	2002	2003	2004
CPFL	20.375	18.386	18.185	18.869	18.917
RGE	5.689	5.766	5.886	6.086	6.716
CEB	3.782	3.319	3.465	3.587	3.469
CELESC	12.033	12.425	12.875	13.460	13.819
CELG	6.514	5.957	6.375	6.972	7.048
<b>Total</b>	<b>48.393</b>	<b>45.853</b>	<b>46.786</b>	<b>48.974</b>	<b>49.969</b>

Dois consumidores livres são considerados na simulação 2: a Água & Esgoto S/A e a Mineradora Terra Nova. Os dados de mercado considerados destes consumidores são fictícios, mas a sazonalidade do consumo anual e a tendência de crescimento no longo prazo são baseados em dados reais (MARQUES, 2003). Os dados de consumo destes consumidores livres são apresentados na Tabela 5.4 seguir.

<sup>21</sup> Energia requerida é igual a energia consumida mais as perdas na rede da concessionária de distribuição (Transmissão, sub-transmissão e distribuição nas redes primária e secundária).

**Tabela 5-4** Dados fictícios de consumidores livres

EMPRESAS	ENERGIA REQUERIDA (GWh/ano)				
	2000	2001	2002	2003	2004
AGUAS & ESGOTOS S/A	25,1	30,7	32,4	35,0	36,8
MINERADORA	135,6	128,8	126,5	134,2	137,8
<b>Total</b>	<b>160,7</b>	<b>159,5</b>	<b>158,9</b>	<b>169,2</b>	<b>174,6</b>

A seguir são apresentados os dados de mercado de cada empresa que representarão o mercado efetivamente verificado (medido). Os dados de consumo das empresas são apresentados na Tabela 5.5 a seguir.

**Tabela 5-5** Consumo verificado - Experimento 2

EMPRESAS	ENERGIA REQUERIDA (MW.médio)				
	2000	2001	2002	2003	2004
<b>DISTRIBUIDORA</b>					
CPFL	2.325,9	2.098,9	2.075,9	2.154,0	2.159,5
RGE	649,4	658,2	671,9	694,7	766,7
CEB	431,7	378,9	395,5	409,5	396,0
CELESC	1.373,6	1.418,4	1.469,7	1.536,5	1.577,5
CELG	743,6	680,0	727,7	795,9	804,6
<b>Sub-Total</b>	<b>5.524,3</b>	<b>5.234,4</b>	<b>5.340,9</b>	<b>5.590,6</b>	<b>5.704,2</b>
<b>CONSUMIDOR LIVRE</b>					
AGUAS & ESGOTOS S/A	3,6	3,7	3,7	4,0	4,2
MINERADORA	15,5	14,7	14,4	15,3	15,7
<b>Sub-Total</b>	<b>19,1</b>	<b>18,4</b>	<b>18,1</b>	<b>19,3</b>	<b>19,9</b>
<b>TOTAL</b>	<b>5.543,4</b>	<b>5.252,7</b>	<b>5.359,0</b>	<b>5.610,0</b>	<b>5.724,1</b>

A previsão de mercado é mantida igual ao caso base, ou seja, 5.502 MWmédio mês para todo o horizonte de simulação. Para isto, as empresas devem fornecer ao ISO uma previsão de mercado, de tal forma que o mercado total seja constante e igual a 5.502 MW. Para que a previsão não seja muito diferente no formato da série temporal do mercado para os agentes de consumo, um fator de correção sobre os valores de mercado da Tabela 5.5 acima foi utilizado.

Para tentar representar melhor a sazonalidade do consumo em intervalos mensais, utilizam-se fatores de sazonalidade para as distribuidoras e para os consumidores livres no intuito de desagregar o mercado anual em mercado mensal. Para a CELG foram conseguidas informações sobre a energia requerida de 2004 em intervalos mensais (CELG,2006). Como não foi possível obter os mesmos dados para as outras distribuidoras, utilizou-se para todas

os mesmos fatores de sazonalidade da CELG, conforme Tabela 5.6. O mercado previsto é apresentado na Tabela 5.7.

**Tabela 5-6** Fatores de sazonalidade mensal para a distribuidora CELG

Mês	Fator de sazonalização
janeiro	87,8%
fevereiro	103,4%
março	104,7%
abril	103,3%
maio	100,8%
junho	97,3%
julho	95,6%
agosto	105,3%
setembro	110,9%
outubro	100,8%
novembro	96,9%
dezembro	93,2%

**Tabela 5-7** Agentes de consumo para o experimento 2 com mercado ajustado

EMPRESAS	MERCADO PREVISTO (MW.médio)				
	2000	2001	2002	2003	2004
Fator de ajuste	0,99253151	1,04745134	1,0266824	0,9807537	0,961191878
<b>DISTRIBUIDORA</b>					
CPFL	2.308,54	2.198,45	2.131,30	2.112,54	2.075,67
RGE	644,58	689,45	689,85	681,38	736,91
CEB	428,51	396,86	406,10	401,59	380,64
CELESC	1.363,37	1.485,68	1.508,97	1.506,96	1.516,29
CELG	738,05	712,29	747,16	780,57	773,34
Sub-Total	<b>5.483,06</b>	<b>5.482,74</b>	<b>5.483,37</b>	<b>5.483,04</b>	<b>5.482,85</b>
<b>CONSUMIDOR LIVRE</b>					
AGUAS & ESGOTOS S/A	3,58	3,86	3,80	3,94	4,03
MINERADORA	15,36	15,40	14,83	15,02	15,12
Sub-Total	<b>18,94</b>	<b>19,26</b>	<b>18,63</b>	<b>18,96</b>	<b>19,15</b>
<b>TOTAL</b>	<b>5.502,00</b>	<b>5.502,00</b>	<b>5.502,00</b>	<b>5.502,00</b>	<b>5.502,00</b>

A Figura 5.16 apresenta o mercado previsto, que na simulação 2 será igual ao mercado futuro. Os dados utilizados para o ajuste realizado podem ser encontrados no Apêndice C.

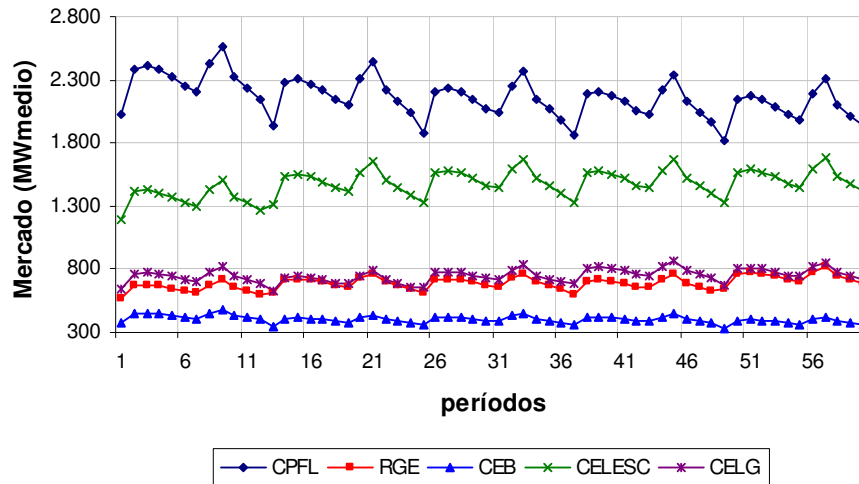


Figura 5.16 Mercado previsto das distribuidoras para a simulação 2 do experimento 2

## Resultados

A Figura 5.17 abaixo apresenta a diferença de mercado total do sistema na simulação 1 e o mercado verificado na simulação 2.

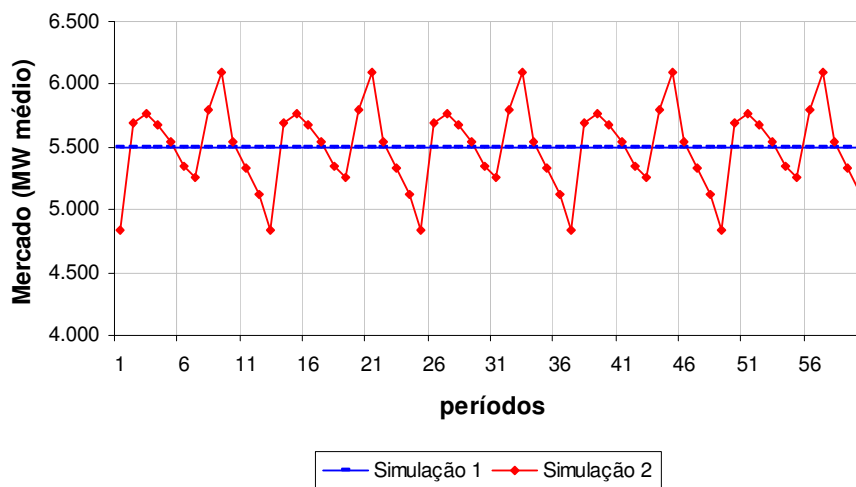
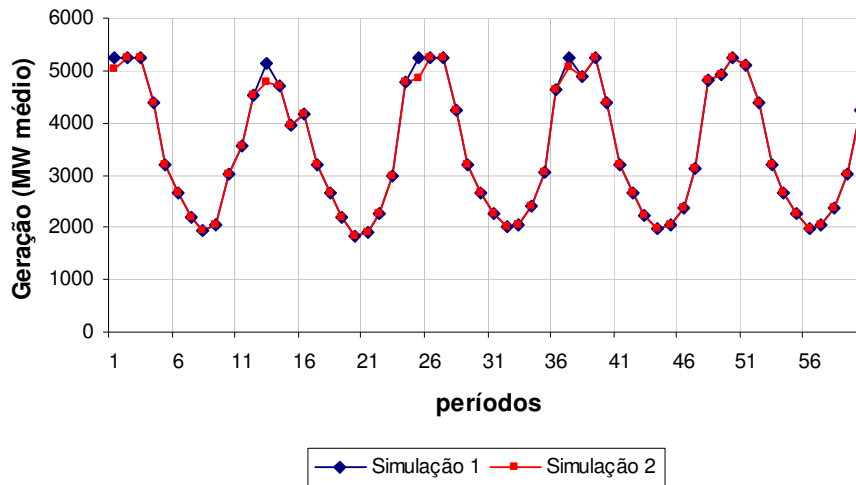


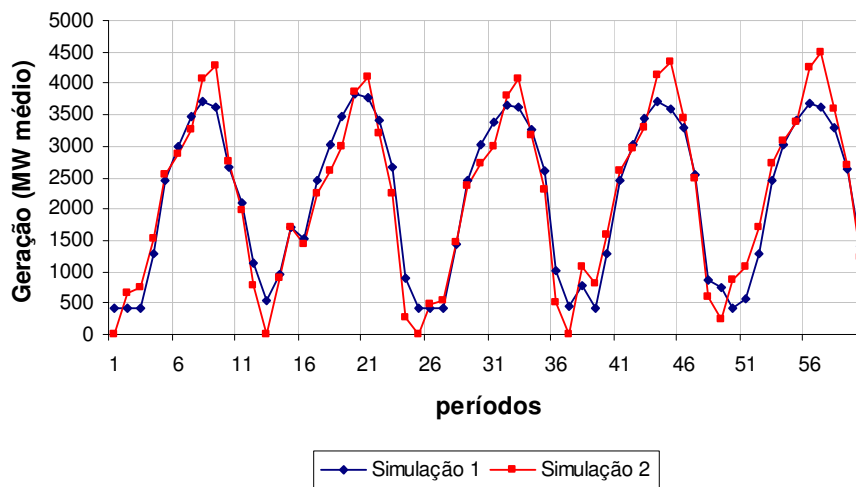
Figura 5.17 Mercado consumidor verificado no experimento 2

Modelos de previsão de mercado podem ser desenvolvidos e implementados no ISO e nos agentes de consumo e uma comparação da eficácia de cada um e o impacto nas empresas e na operação do sistema podem ser avaliados.

A geração despachada para as hidrelétricas será praticamente a mesma em razão de se utilizar a mesma política operacional nas 2 simulações, conforme Figura 5.18. No entanto o despacho térmico será modificado na simulação 2, em virtude da diferença dos valores de mercado verificado. A Figura 5.19 apresenta os dados da geração térmica.



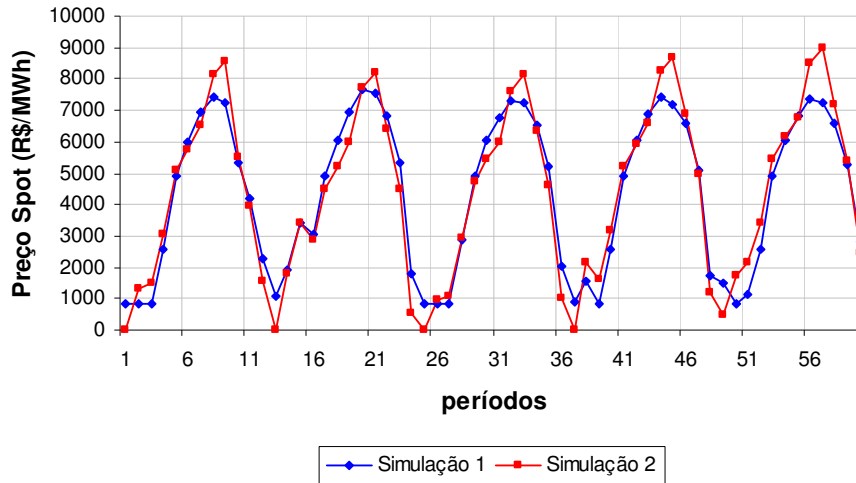
**Figura 5.18** Geração hidráulica total no experimento 2



**Figura 5.19** Geração térmica total no experimento 2

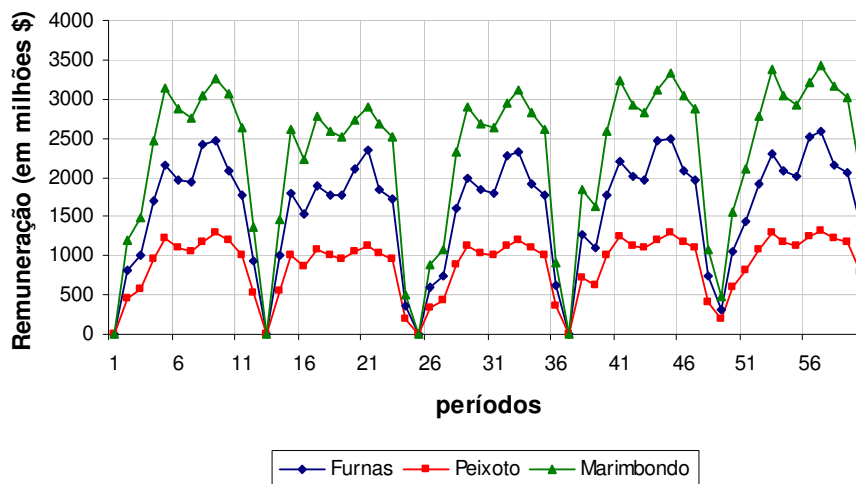
A simulação 2 apresenta valores de geração térmica em alguns períodos maiores que os dados de geração térmica verificados na simulação 1 e em outros menores. Este comportamento traz a elevação do preço spot. A Figura 5.20 apresenta os valores do preço spot nas simulações propostas.

Nos períodos 13, 26 e 37 da simulação 2 devido a baixa demanda de mercado a geração hidráulica conseguiu atender o mercado verificado, não havendo a necessidade de complementação térmica. Com isso, o preço spot nestes períodos é zero.

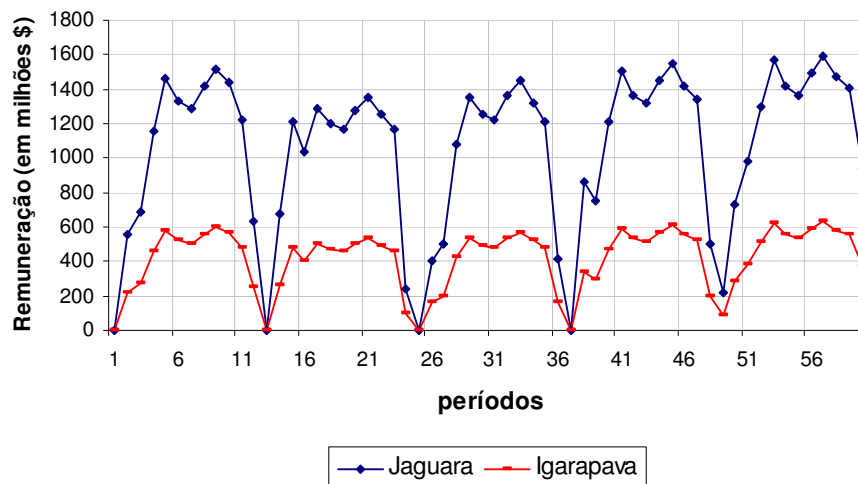


**Figura 5.20** Preço spot no experimento 2

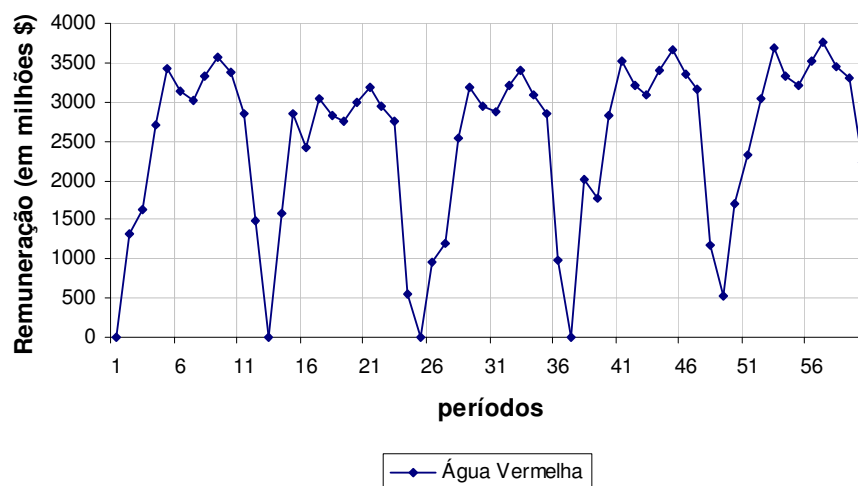
Abaixo são apresentadas as participações das usinas hidrelétricas nas receitas no mercado de curto prazo de suas proprietárias (operando sem contratos bilaterais), durante a simulação 2 deste experimento.



**Figura 5.21** Participação das hidrelétricas de Furnas, Peixoto e Marimbondo na remuneração da GENCO1 na simulação 2 do experimento 2



**Figura 5.22** Participação das hidrelétricas de Jaguará e Igarapava na remuneração da GENCO2 na simulação 2 do experimento 2



**Figura 5.23** Remuneração da GENCO3 na simulação 2 do experimento 2

### 5.3.3 Experimento 3

Neste experimento foram comparados os dados referentes ao preço *spot*, geração das termelétricas e receita das empresas de geração. Abaixo são apresentados os resultados.

- **Simulação 1:** Caso base;



- **Simulação 2:** Variação do caso base, diferenciando-se pelo parque gerador termelétrico que é composto pelas termelétricas que constam na Tabela 5.8 abaixo.

Para a simulação 2 os dados das termelétricas foram obtidos do arquivo de entrada do NEWAVE versão 12 fornecido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) de novembro de 2005 para o subsistema Nordeste. Foram consideradas as usinas termelétricas com potência igual ou superior a 50 MW. O método utilizado no despacho térmico foi o linear por partes sendo a curva de custo de operação da mesma dividida em 3 partes.

**Tabela 5-8** Dados das termelétricas na simulação 2 do experimento 3

	Nome da Usina	Número Unidades	Proprietário	Potência Nominal (MW)	Custo de Geração (R\$/MWh)	Tipo de Combustível	TEIF (%)	IP (%)
1	TERMOPERNAM	3	GENCO4	637,5	40,00	GAS	3,00	3,00
2	FORTALEZA	3	GENCO4	346,6	59,08	GAS	1,94	1,91
3	FAFEN	4	GENCO5	151,2	71,29	GAS	1,22	1,40
4	TERMOCEARA	4	GENCO4	220,0	82,72	GAS	1,50	6,50
5	TERMOBAHIA	1	GENCO5	185,9	87,12	GAS	0,50	1,40
6	CAMACARI G	5	GENCO6	346,8	126,47	GAS	0,90	8,20
7	CAMACARI D/G	5	GENCO6	333,5	126,47	DIESEL	1,20	10,40
8	VALE DO ACU	2	GENCO5	340,0	175,00	GAS	3,00	5,20
9	BREITENER	1	GENCO4	153,8	273,84	DIESEL	14,55	27,40
10	TERMOCEARA O	4	GENCO4	220,0	285,29	OLEO	24,06	5,44
11	BRASKEN	1	GENCO5	58,0	285,29	OLEO	14,41	12,25
12	CAMACARI	5	GENCO6	290,0	296,60	DIESEL	27,89	44,40
13	PETROLINA	1	GENCO7	128,0	322,87	DIESEL	14,55	27,40
14	NORDESTE GEN	5	GENCO4	168,5	343,89	OLEO	19,24	8,85
15	PARNAMIRIM	1	GENCO4	93,0	520,94	DIESEL	14,55	27,40
16	JAGUARARI	1	GENCO4	100,4	531,08	DIESEL	14,55	27,40
17	R LARGO BRA	1	GENCO7	168,0	649,79	DIESEL	14,55	27,40
18	JARDIM BRA	1	GENCO7	60,0	658,14	DIESEL	14,55	27,40
	<b>TOTAL</b>	<b>48</b>		<b>4.001,20</b>				

**Tabela 5-9** Custo marginal de operação das termelétricas na simulação 2 do experimento 3

	Nome da Usina	Fator de Capacidade Máximo (%)	Potência Disponível (MW)	Geração Térmica Mínima Obrigatória (MW)	Flexibilidade da Usina (MW)	Geração Termelétrica Acumulada (MW)	CMO do Sistema (\$/MWh)
1	TERMOPE	83,57	532,76	452,85	79,91	532,76	40,00
2	FORTALEZA	91,88	318,48	223,00	95,48	851,24	59,08
3	FAFEN	89,95	136,00	25,00	111,00	987,24	71,29
4	TERMOCEARA	100,00	220,00	-	220,00	1207,24	82,72
5	TERMOBAHIA	52,72	98,00	-	98,00	1305,24	87,12
6	CAMACARI G	100,00	346,80	0,70	346,10	1652,04	126,47
7	CAMACARI D/G	100,00	333,50	0,70	332,80	1985,54	126,47
8	VALE DO ACU	100,00	340,00	-	340,00	2325,54	175,00
9	BREITENER	100,00	153,75	-	153,75	2479,29	273,84
10	TERMOCEARA O	100,00	220,00	-	220,00	2699,29	285,29
11	BRASKEN	100,00	58,00	-	58,00	2757,29	285,29
12	CAMACARI	100,00	290,00	70,00	220,00	3047,29	296,60
13	PETROLINA	100,00	128,00	-	128,00	3175,29	322,87
14	NORDESTE GEN	100,00	168,53	-	168,53	3343,82	343,89
15	PARNAMIRIM	100,00	93,00	-	93,00	3436,82	520,94
16	JAGUARARI	100,00	100,40	-	100,40	3537,22	531,08
17	R LARGO BRA	100,00	168,00	-	168,00	3705,22	649,79
18	JARDIM BRA	100,00	60,00	-	60,00	3765,22	658,14
	<b>TOTAL</b>		<b>3.765,23</b>	<b>772,25</b>	<b>2.992,98</b>		

A Tabela 5.10 apresenta a energia assegurada das usinas termelétricas presentes no sistema simulado no experimento 3.

**Tabela 5-10** Energia assegurada das termelétricas na simulação 2 do experimento 3

	Nome da Usina	Proprietário	Potência MW	Energia Assegurada MW.medio
1	PETROLINA	GENCO7	128,00	80,00
2	R LARGO BRA	GENCO7	168,00	105,00
3	JARDIM BRA	GENCO7	60,00	38,00
4	CAMACARI G	GENCO6	346,80	316,00
5	CAMACARI D/G	GENCO6	333,50	296,00
6	CAMACARI	GENCO6	290,00	117,00
7	TERMOPE	GENCO4	637,50	502,00
8	FORTALEZA	GENCO4	346,60	307,00
9	TERMOCEARA	GENCO4	220,00	203,00
10	BREITENER	GENCO4	153,80	96,00
11	TERMOCEARA O	GENCO4	220,00	158,00
12	NORDESTE GEN	GENCO4	168,50	125,00
13	PARNAMIRIM	GENCO4	93,00	58,00
14	JAGUARARI	GENCO4	100,40	63,00
15	FAFEN	GENCO5	151,20	133,00
16	TERMOBAHIA	GENCO5	185,90	97,00
17	VALE DO ACU	GENCO5	340,00	313,00
18	BRASKEN	GENCO5	58,00	44,00
	<b>TOTAL</b>		<b>4.001,2</b>	<b>3.051,0</b>

## Resultados

### Preço spot

Na simulação 1, os altos valores de preço spot podem explicados pelos custos de geração da térmica de complementação modelados pela função quadrática. O uso desta função deve ser restringido a modelos de otimização como sugerido em (SOARES,1993). Assim, estes valores não são adequados para avaliação futura do preço spot. Já na simulação 2, observa-se valores de preço spot menores que os verificados na simulação 1, correspondendo ao valor do CMO.

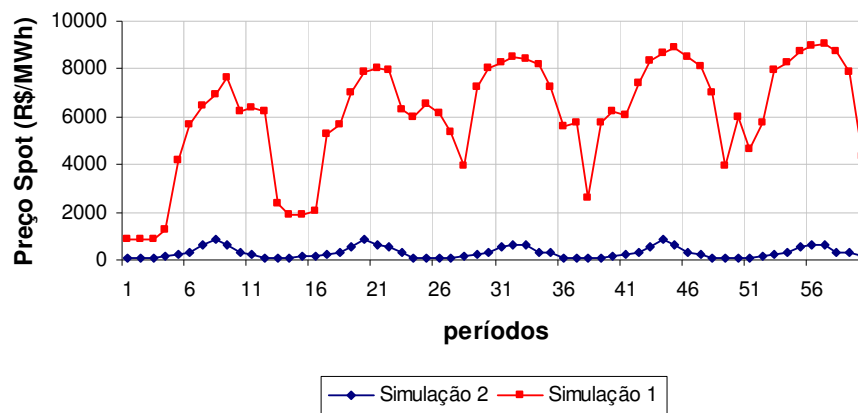


Figura 5.24 Preço spot no experimento 3

Os gráficos das figuras seguintes apresentam as diferentes gerações das usinas termelétricas presentes neste experimento, que são explicadas pelos diferentes custos de geração de cada uma (Tabela 5.8) e também pela consideração de seus limites operacionais.

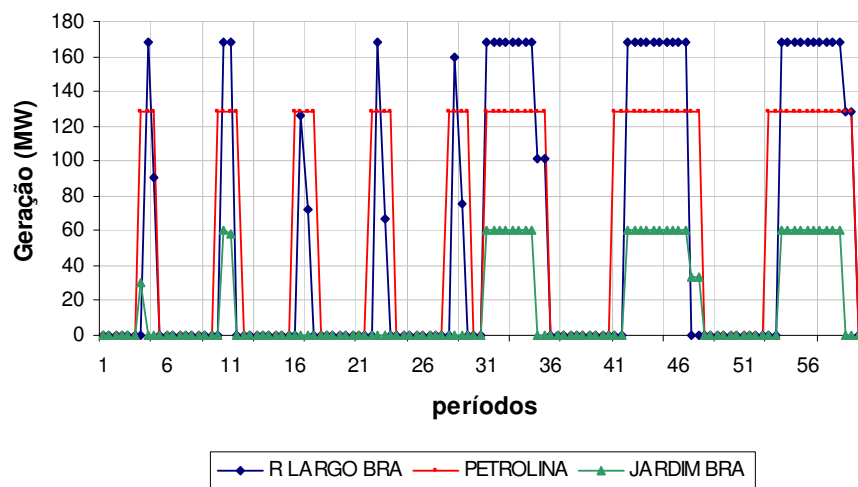


Figura 5.25 Geração das termelétricas da GENCO7 no experimento 3

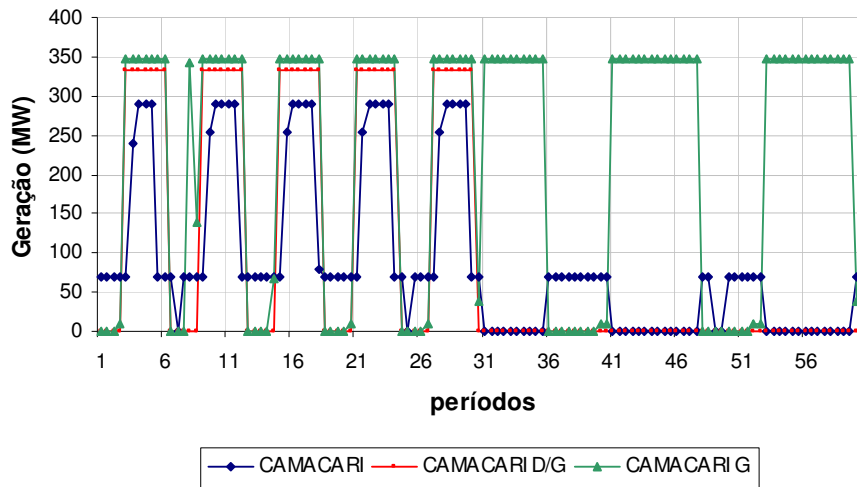


Figura 5.26 Geração das termelétricas da GENCO6 no experimento 3

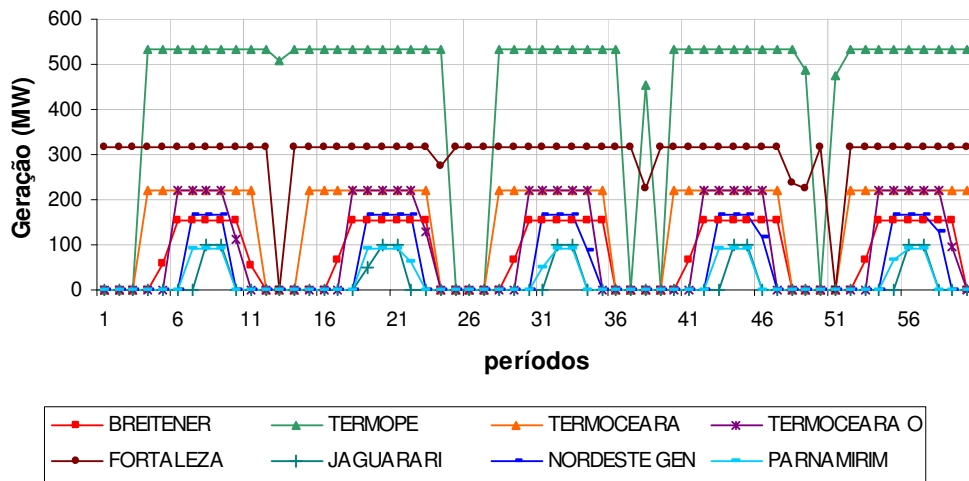


Figura 5.27 Geração das termelétricas da GENCO4 no experimento 3

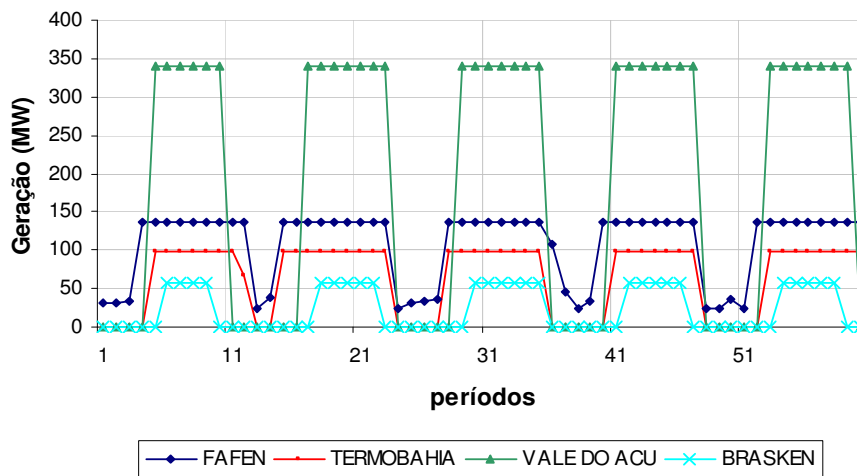
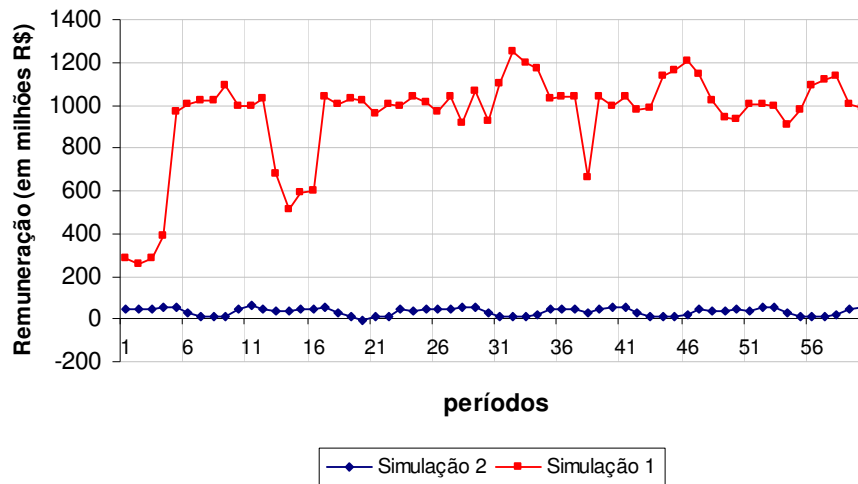
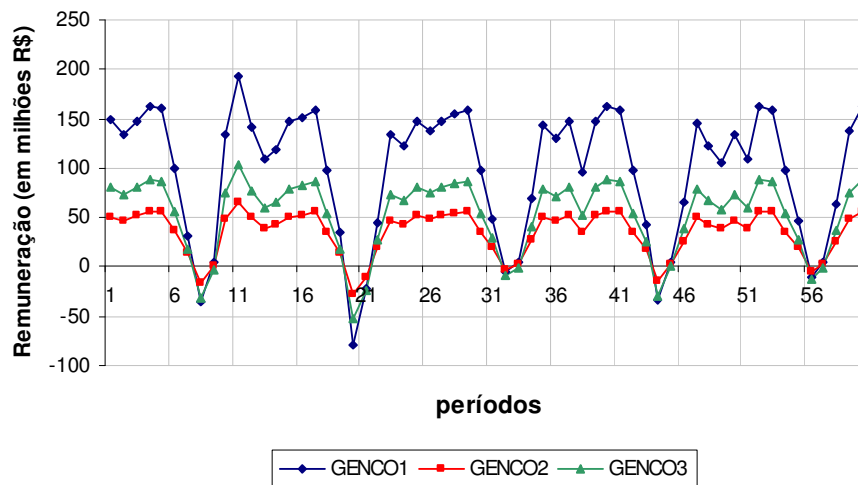


Figura 5.28 Geração das termelétricas da GENCO5 no experimento 3

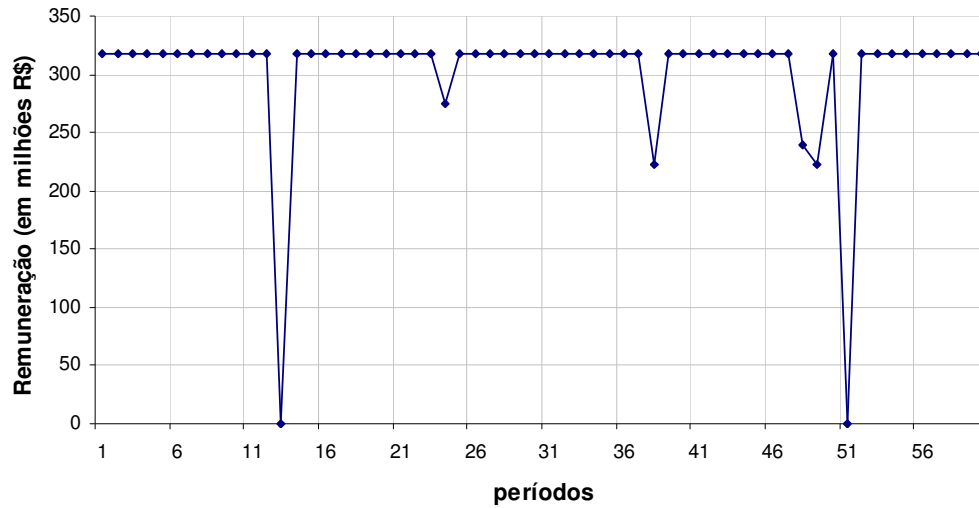
Com a presença das termelétricas descritas na simulação 2 deste experimento, o preço spot conforme apresentado na Figura 5.24, apresenta valores mais reais e equilibrados pois refletem o CMO de fato do sistema. Assim, a participação dos agentes de geração na remuneração de seus proprietários acompanha a curva do preço spot. Este comportamento pode ser visto nas figuras seguintes.



**Figura 5.29** Participação da usina de Furnas na remuneração da GENCO1 do experimento 3

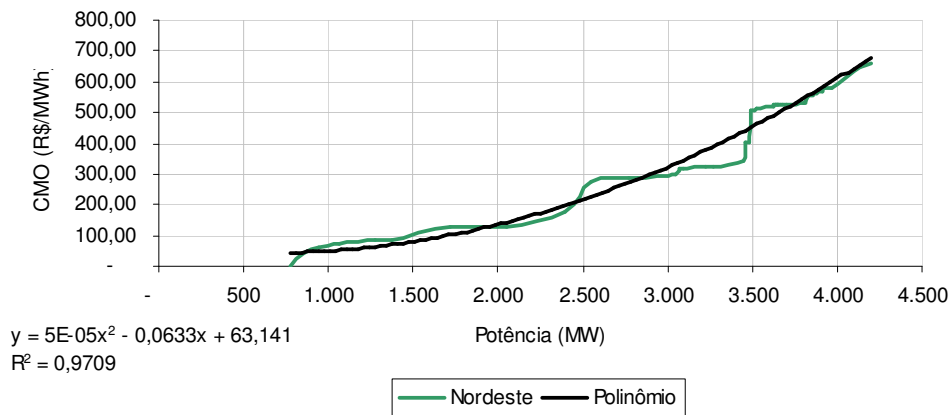


**Figura 5.30** Receita das GENCO1, GENCO2 e GENCO3 no simulação 2 do experimento 3



**Figura 5.31** Participação da usina termelétrica Fortaleza na remuneração da GENCO4 na simulação 2 do experimento 3

É possível com os dados fornecidos por (CCEE, 2005) ajustar um polinômio para representar o CMO do sistema. A Figura 5.32 apresenta o ajuste realizado para as termelétricas do submercado Nordeste.



**Figura 5.32** Custo marginal de operação das térmicas do sistema na simulação 2 do experimento 3

Assim, ao invés da função quadrática do caso base poderia se utilizar este polinômio para averiguar o comportamento do preço spot.

### 5.3.4 Experimento 4

O objetivo deste experimento é apresentar o impacto no comportamento das receitas das empresas em virtude da adoção de contratos bilaterais. De forma a trabalhar com dados mais reais o mercado previsto e verificado utilizado nas simulações deste experimento é constante e igual a  $2.267,40 \overline{MW}$  (igual ao somatório da energia assegurada das usinas hidrelétricas). Duas simulações foram realizadas, conforme segue abaixo:

**Simulação 1:** Caso base utilizando as térmicas do NEWAVE descritas no experimento anterior e mercado previsto e verificado igual a  $2.267,40 \overline{MW}$ .

**Simulação 2:** Caso base com as térmicas do NEWAVE e as empresas com contratos bilaterais. Mercado previsto e verificado igual a  $2.267,40 \overline{MW}$ .

No intuito de propor contratos bilaterais entre os agentes tendo como base os contratos hoje existentes pelas distribuidoras e preços praticados no mercado, utilizou-se dados disponíveis no mercado brasileiro. No sítio eletrônico da ANEEL estão disponíveis as notas técnicas da revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição consideradas neste trabalho (RGE, CELESC, CPFL, CELG e CEB). As tabelas D.1 a D.5 (Anexo D) apresentam as condições de compra de energia elétrica consideradas na revisão tarifária destas concessionárias.

Algumas premissas foram consideradas para a montagem da estrutura de contratos e valores contratados para as distribuidoras. Procurou-se manter o custo médio ponderado de compra ( $R\$/MWh$ ) das distribuidoras, utilizando-se os dados fornecidos pela ANEEL para a revisão tarifária periódica das distribuidoras. A composição do parque gerador da empresa vendedora (proporção de térmicas e hidrelétricas) também foi mantida.

**Tabela 5-11** Relações contratuais do *mix* de compra de energia para revenda das distribuidoras (ANEEL,2006)

EMPRESA	Participação no Contrato	
	HIDRELÉTRICA	TERMELÉTRICA
CPFL	94,56%	5,44%
RGE	62,20%	37,80%
CEB	96,59%	3,41%
CELESC	92,49%	7,51%
CELG	98,51%	1,49%

Para o caso base não é possível manter a composição do preço e tipo de fonte geradora, pois no mercado brasileiro o limite de contratação das geradoras é energia assegurada de suas usinas (lastro físico para os contratos). Como a demanda é muito maior que a energia assegurada das hidrelétricas no sistema do caso base, dois cenários mostram-se possíveis.

O primeiro, com limite de contratação pela energia assegurada das usinas das empresas de geração. No segundo, não considerado este limite de contratação das hidrelétricas, ou seja, as empresas com hidrelétricas podem contratar mais que sua energia assegurada. As tabelas a seguir apresentam esta situação.

**Tabela 5-12** Com limite de contratação pela energia assegurada

EMPRESA	Participação no Contrato		Energia Contratada (MW.medio)		
	HIDRELÉTRICA	TERMELÉTRICA	TOTAL	HIDRELÉTRICA	TERMELÉTRICA
CPFL	44,76%	55,24%	2.100	940	1.160
RGE	29,69%	70,31%	640	190	450
CEB	44,87%	55,13%	390	175	215
CELESC	43,66%	56,34%	1.420	620	800
CELG	46,58%	53,42%	730	340	390
<b>TOTAL</b>			<b>5.280</b>	<b>2.265</b>	<b>3.015</b>

**Tabela 5-13** Sem limite de contratação pela energia assegurada<sup>22</sup>

EMPRESA	Participação no Contrato		Energia Contratada (MW.medio)		
	HIDRELÉTRICA	TERMELÉTRICA	TOTAL	HIDRELÉTRICA	TERMELÉTRICA
CPFL	94,52%	5,48%	2.100	1.985	115
RGE	61,72%	38,28%	640	395	245
CEB	96,41%	3,59%	390	376	14
CELESC	92,96%	7,04%	1.420	1.320	100
CELG	98,63%	1,37%	730	720	10
<b>TOTAL</b>			<b>5.280</b>	<b>4.796</b>	<b>484</b>

Nesta simulação será considerado os contratos com lastro físico na simulação 2. Considerando as empresas definidas para caso base teremos os seguintes valores de contrato, conforme apresenta a Tabela 5.19.

<sup>22</sup> Mantém a participação de contratação atual entre hidrelétricas e termelétricas da revisão tarifária das distribuidoras.



**Tabela 5-14** Valores de contratos para o experimento 4

EMPRESA	PREÇO DE VENDA DA ENERGIA (\$/MWh)
GENCO3	74,74 <sup>23</sup>
GENCO1	70,44 <sup>24</sup>
GENCO2	88,35 <sup>25</sup>
GENCO5	102,14 <sup>26</sup>
GENCO4	96,30 <sup>27</sup>
GENCO7	533,65 <sup>28</sup>
GENCO6	177,32 <sup>29</sup>

**Tabela 5-15** Contratos de compra de energia das distribuidoras – Com limite de contratação pela energia assegurada

VENDEDOR	ENERGIA COMPRADA (MW.medio)				
	CPFL	RGE	CEB	CELESC	CELG
<b>Hidrelétricas</b>	<b>930</b>	<b>190</b>	<b>175</b>	<b>620</b>	<b>340</b>
GENCO1	510	103	95	337	184
GENCO2	160	32	30	105	58
GENCO3	260	55	50	178	98
<b>Térmicas</b>	<b>1.165</b>	<b>450</b>	<b>215</b>	<b>800</b>	<b>390</b>
GENCO7	85,00	34,00	16,00	52,00	25,00
GENCO6	280,00	108,00	51,00	193,00	94,00
GENCO4	580,00	225,00	107,00	400,00	195,00
GENCO5	225,00	83,00	41,00	155,00	76,00
<b>TOTAL</b>	<b>2.100,00</b>	<b>640,00</b>	<b>390,00</b>	<b>1.420,00</b>	<b>730,00</b>
<b>CUSTO MÉDIO (R\$/MWh)</b>	<b>137,66</b>	<b>127,55</b>	<b>136,69</b>	<b>138,37</b>	<b>135,31</b>

<sup>23</sup> Valor retirado da Tabela D.3.

<sup>24</sup> Média ponderada dos valores referentes a FURNAS na Tabela D.3.

<sup>25</sup> Média ponderada dos valores referentes a hidrelétricas na Tabela D.3.

<sup>26</sup> Média ponderada dos valores referentes a termelétricas da PETROBRAS na Tabela D.2.

<sup>27</sup> Média ponderada dos valores referentes a termelétricas na Tabela D.2.

<sup>28</sup> Média ponderada dos custos de operação declarados ao ISO das usinas da BRASYMPE.

<sup>29</sup> Média ponderada dos custos de operação declarados ao ISO das usinas da GENCO6.

**Tabela 5-16** Contratos de compra de energia das distribuidoras – Sem limite de contratação pela energia assegurada

VENDEDOR	ENERGIA COMPRADA (MW.médio)				
	CPFL	RGE	CEB	CELESC	CELG
<b>Hidrelétricas</b>	<b>1.985,00</b>	<b>395,00</b>	<b>376,00</b>	<b>1.320,00</b>	<b>720,00</b>
GENCO1	1.180,00	235,00	225,00	785,00	430,00
GENCO2	300,00	60,00	56,00	200,00	108,00
GENCO3	505,00	100,00	95,00	335,00	182,00
<b>Térmicas</b>	<b>115,00</b>	<b>245,00</b>	<b>14,00</b>	<b>100,00</b>	<b>10,00</b>
GENCO7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GENCO6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GENCO4	70,00	150,00	8,00	60,00	6,00
GENCO5	45,00	95,00	6,00	40,00	4,00
<b>TOTAL</b>	<b>2.100,00</b>	<b>640,00</b>	<b>390,00</b>	<b>1.420,00</b>	<b>730,00</b>
<b>Custo médio do experimento (\$/MWh)</b>	<b>84,82</b>	<b>83,56</b>	<b>81,72</b>	<b>88,12</b>	<b>76,91</b>
<b>Custo médio real (\$/MWh)</b>	<b>pegar</b>	<b>Das tabelas</b>	<b>Anteriores</b>		

A empresa AGUAS & ESGOTOS S/A estabelece um contrato de cinco anos de 4 MW.médios a 80,00 R\$/MWh com a GENCO3 e a MINERADORA TERRA NOVA não firmará contrato bilateral. Como o DYNAMIS foi concebido de forma que os contratos são estabelecidos pelas usinas e não propriamente dito com as empresas, é necessária a desagregação dos contratos das empresas por usina. A lógica da desagregação é que para as hidrelétricas cada uma receberá um volume de contrato proporcional à energia assegurada no caso da venda com limite de contratação (lastro físico). Para as termelétricas o raciocínio é transferir o máximo possível os contratos para as usinas mais baratas.

**Tabela 5-17** Participação de mercado e potência instalada de cada empresa de geração

EMPRESA	POTENCIA INSTALADA (MW)	PARTICIPAÇÃO	ENERGIA ASSEGURADA (MW.médio)	PARTICIPAÇÃO
<b>HIDRELÉTRICAS</b>				
1 GENCO1	3.278,0	59,58%	1.233,00	54,32%
2 GENCO2	826,0	15,01%	386,00	17,00%
3 GENCO3	1.398,0	25,41%	651,00	28,68%
<b>SUB-TOTAL</b>	<b>5.502,0</b>	<b>100,00%</b>	<b>2.270,00</b>	<b>100,00%</b>
<b>TERMELÉTRICAS</b>				
1 GENCO7	356,0	8,90%	223,00	7,31%
2 GENCO6	970,3	24,25%	729,00	23,89%
3 GENCO4	1.939,8	48,48%	1512,00	49,56%
4 GENCO5	735,1	18,37%	587,00	19,24%
<b>SUB-TOTAL</b>	<b>4.001,2</b>	<b>100,00%</b>	<b>3.051,00</b>	<b>100,00%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>9.503,20</b>		<b>5.321,00</b>	

**Tabela 5-18** Contratos de compra de energia por usina com lastro físico

	USINA	EMPRESA	CPFL	RGE	CEB	CELESC	CELG	AGUAS & ESGOT	TOTAL	VALOR DO CONTRATO (\$/MWh)
1	ÁGUA VERMELHA	GENCO3	260	55	50	178	98	4	645	74,74
2	JAGUARA	GENCO2	115	23	22	75	42	0	277	88,35
3	IGARAPAVA	GENCO2	45	9	8	30	16	0	108	88,35
4	FURNAS	GENCO1	169	34	31	112	61	0	407	70,44
5	PEIXOTO	GENCO1	95	19	18	63	35	0	230	70,44
6	MARIMBONDO	GENCO1	246	50	46	162	88	0	592	70,44
7	PETROLINA	GENCO7	31	12	6	19	9	0	77	533,65
8	R LARGO BRA	GENCO7	40	16	8	25	12	0	101	533,65
9	JARDIM BRA	GENCO7	14	6	2	8	4	0	34	533,65
10	CAMACARI G	GENCO6	121	47	22	84	41	0	315	177,32
11	CAMACARI D/G	GENCO6	114	44	21	78	38	0	295	177,32
12	CAMACARI	GENCO6	45	17	8	31	15	0	116	177,32
13	TERMOPE	GENCO4	193	75	36	133	65	0	502	96,30
14	FORTALEZA	GENCO4	118	46	22	81	40	0	307	96,30
15	TERMOCEARA	GENCO4	78	30	14	54	26	0	202	96,30
16	BREITENER	GENCO4	37	14	7	25	13	0	96	96,30
17	TERMOCEARA O	GENCO4	61	24	11	42	20	0	158	96,30
18	NORDESTE GEN	GENCO4	48	19	9	33	16	0	125	96,30
19	PARNAMIRIM	GENCO4	22	9	4	15	8	0	58	96,30
20	JAGUARARI	GENCO4	23	8	4	17	7	0	59	96,30
21	FAFEN	GENCO5	51	19	9	35	17	0	131	102,14
22	TERMOBAHIA	GENCO5	37	14	7	26	13	0	97	102,14
23	VALE DO ACU	GENCO5	120	44	22	83	41	0	310	102,14
24	BRASKEN	GENCO5	17	6	3	11	5	0	42	102,14
	<b>TOTAL</b>		<b>2.100</b>	<b>640</b>	<b>390</b>	<b>1.420</b>	<b>730</b>	<b>4</b>	<b>5.284</b>	

Para exemplificar a diferença dos contratos com e sem lastro a Tabela 5.19 apresenta os contratos sem lastro físico.

**Tabela 5-19** Contratos de compra de energia sem lastro físico

	USINA	EMPRESA	CPFL	RGE	CEB	CELESC	CELG	AGUAS & ESGOT	TOTAL	VALOR DO CONTRATO (R\$/MWh)
1	ÁGUA VERMELHA	GENCO3	505	100	95	335	182	4	1.221	74,74
2	JAGUARA	GENCO2	224	45	42	150	80		541	88,35
3	IGARAPAVA	GENCO2	76	15	14	50	28		183	88,35
4	FURNAS	GENCO1	472	94	90	314	172		1.142	70,44
5	PEIXOTO	GENCO1	172	34	33	115	63		417	70,44
6	MARIMBONDO	GENCO1	536	107	102	356	195		1.296	70,44
7	PETROLINA	GENCO7	0	0	0	0	0		0	533,65
8	R LARGO BRA	GENCO7	0	0	0	0	0		0	533,65
9	JARDIM BRA	GENCO7	0	0	0	0	0		0	533,65
10	CAMACARI G	GENCO6	0	0	0	0	0		0	177,32
11	CAMACARI D/G	GENCO6	0	0	0	0	0		0	177,32
12	CAMACARI	GENCO6	0	0	0	0	0		0	177,32
13	TERMOPE	GENCO4	23	49	3	20	2		97	96,30
14	FORTALEZA	GENCO4	13	27	2	11	1		54	96,30
15	TERMOCEARA	GENCO4	8	17	1	7	1		34	96,30
16	BREITENER	GENCO4	6	12	1	5	0		24	96,30
17	TERMOCEARA O	GENCO4	8	17	1	7	1		34	96,30
18	NORDESTE GEN	GENCO4	6	13	0	5	0		24	96,30
19	PARNAMIRIM	GENCO4	3	7	0	3	0		13	96,30
20	JAGUARARI	GENCO4	3	8	0	2	1		14	96,30
21	FAFEN	GENCO5	9	20	1	8	1		39	102,14
22	TERMOBAHIA	GENCO5	11	24	2	10	1		48	102,14
23	VALE DO ACU	GENCO5	21	44	3	19	2		89	102,14
24	BRASKEN	GENCO5	4	7	0	3	0		14	102,14
	<b>TOTAL</b>		<b>2.100</b>	<b>640</b>	<b>390</b>	<b>1.420</b>	<b>730</b>	<b>4</b>	<b>5.284</b>	

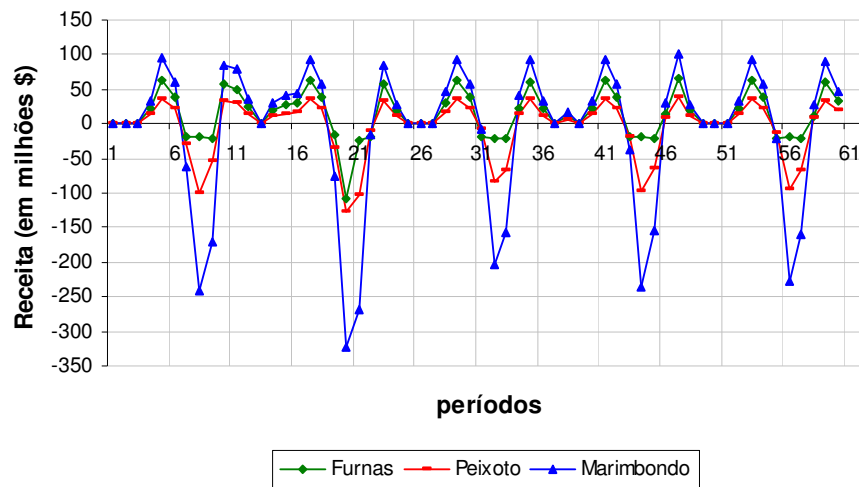
### Resultados

Os resultados operacionais são os mesmos que os da simulação 2 do experimento 3. Como o objetivo deste experimento é avaliar o impacto dos contratos bilaterais na receita das empresas as figuras a seguir mostram tal impacto. O preço *spot* na ocorrência de déficit é encontrado de acordo com a profundidade do déficit de acordo com a Tabela 5.20 utilizada pelo DYNAMIS.

**Tabela 5-20** Custo de déficit com quatro patamares (CCEE,2005)

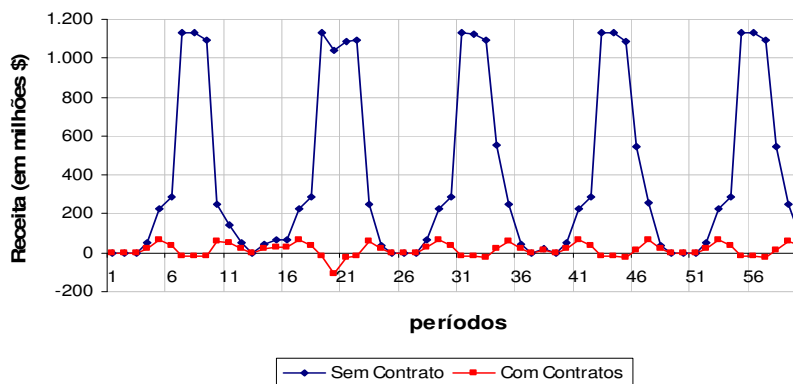
Patamar de déficit	Profundidade de déficit de geração	Custo do déficit (\$/MWh)
1	0 a 5%	841,18
2	5 a 10%	1.814,69
3	10 a 20%	3.792,14
4	Acima de 20%	4.309,32

A Figura 5.33 apresenta a receita no mercado de curto prazo das usinas da GENCO1 no sistema proposto na simulação 2. Analisando o gráfico no período 20 é caracterizado como o intervalo de simulação com menor remuneração das empresas geradoras. Tal fato é explicado em razão da ocorrência de um déficit de geração no valor de 1080 MW, elevando assim o preço *spot* a 3.792,14  $\$/MWh$  (custo de patamar de déficit correspondente).



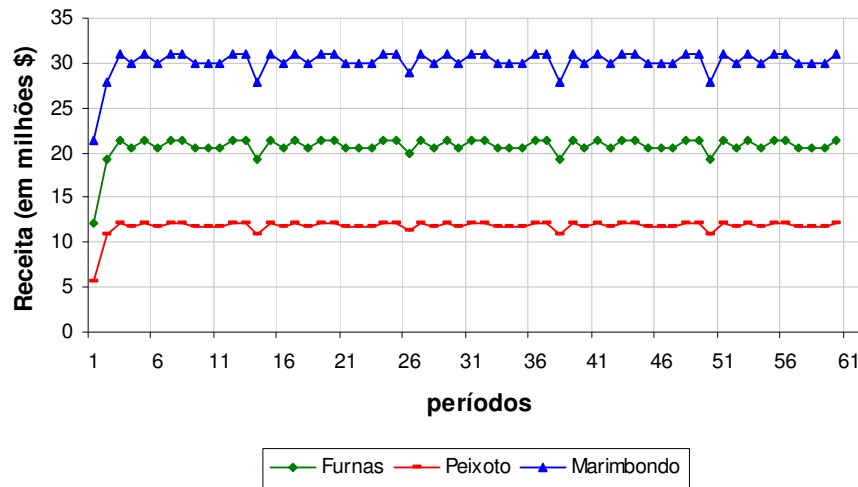
**Figura 5.33** Receita contabilizada no mercado curto prazo das usinas da GENCO1 na simulação 2

Um comparativo sobre o impacto da adoção de contratos bilaterais com lastro físico pode ser observado na Figura 5.34 que apresenta a participação da usina de Furnas na receita de curto prazo da GENCO1. Os altos valores encontrados em alguns períodos na simulação sem contratos (simulação 1), pode ser explicada pela ocorrência de déficit de geração fazendo com que o preço *spot* apresente valores elevados.



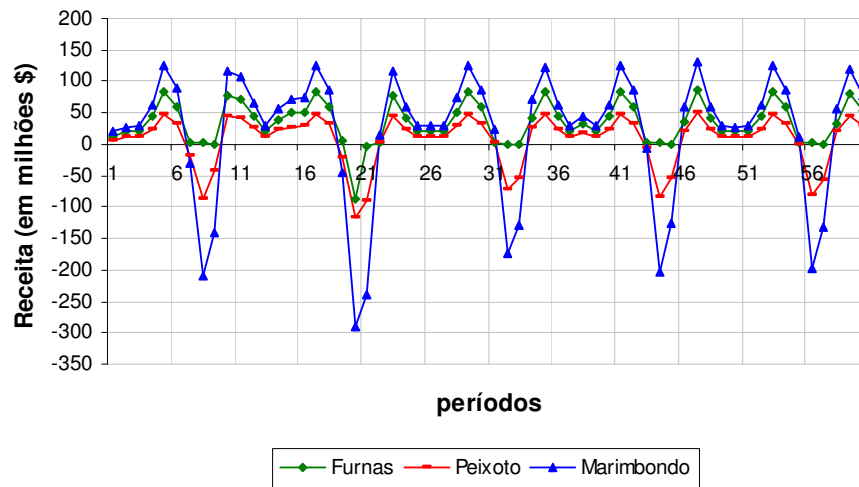
**Figura 5.34** Receita no mercado de curto prazo da usina de Furnas, com e sem contratos bilaterais

A Figura 5.35 apresenta a participação das usinas pertencentes a GENCO1 na sua receita de longo prazo. Estes valores são encontrados em função dos contratos bilaterais acordados.



**Figura 5.35** Receita no mercado longo prazo das usinas da GENCO1 na simulação 2 do experimento 4

A seguir é apresentada a receita final da GENCO1 no decorrer da simulação.



**Figura 5.36** Participação das usinas da GENCO1 em sua receita final na simulação 2 do experimento 4

### 5.3.5 Experimento 5

Neste experimento é apresentado o efeito da adoção do cálculo do engolimento máximo variável das unidades geradores hidrelétricas. Duas simulações foram realizadas:

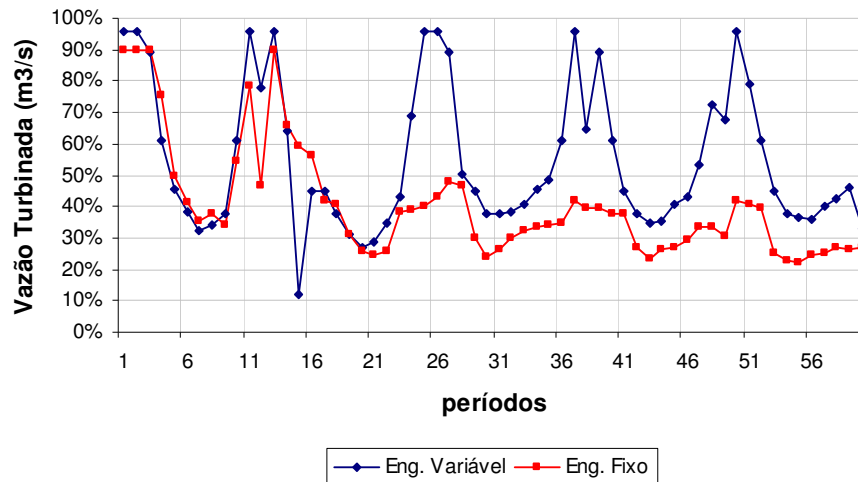
- **Simulação 1:** Engolimento máximo das unidades geradoras hidráulicas igual ao seu engolimento efetivo (Caso base);
- **Simulação 2:** Engolimento das unidades é calculado de acordo com o algoritmo descrito no Apêndice A.

Na Tabela 5.21, encontram-se os dados de engolimento efetivo das usinas com reservatórios presentes na simulação, relativos à diferença de engolimento verificado quando da utilização dos 2 tipos de consideração de engolimento máximo.

**Tabela 5-21** Engolimento efetivo das usinas de reservatório do sistema simulado

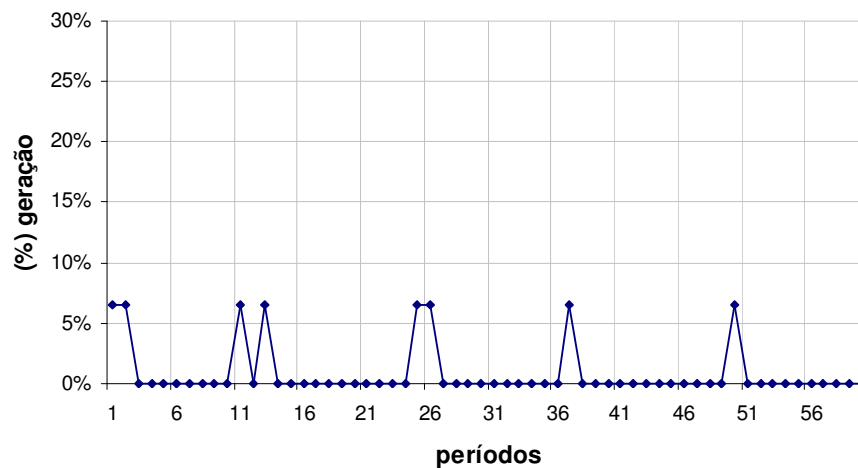
Usina	Conj. TG	Qtde Turbinas	Eng. Efetivo (m <sup>3</sup> /s)	Eng. Conj. TG (m <sup>3</sup> /s)	TEIF	IP	Eng. Usina (m <sup>3</sup> /s)
Furnas	1	6	211,00	1.266,00	2,53%	8,09%	1.515,71
	2	2	213,00	426,00			
			<b>Total</b>	1.692,00			
Peixoto	1	2	109,00	218,00	1,67%	5,40%	1.235,24
	2	2	123,00	246,00			
	3	4	142,00	568,00			
	4	2	148,00	296,00			
			<b>Total</b>	1.328,00			
Marimbondo	1	8	368,00	2.944,00	2,53%	8,09%	2.637,26
				<b>Total</b>			
Água Vermelha	1	6	487,00	2.922,00	2,92%	12,12%	2.492,89
				<b>Total</b>			

Os valores encontrados no gráfico abaixo foram obtidos através da diferença das vazões turbinadas de cada usina nas duas simulações. A Figura 5.37 apresenta o comportamento da usina de Furnas quando adotou como cálculo do engolimento máximo o engolimento variável (simulação 2) e quando adotou o engolimento efetivo (simulação 1).



**Figura 5.37** Percentual de vazão turbinada da usina de Furnas no experimento 5

O gráfico apresentado na Figura 5.38 mostra a diferença positiva em percentual da geração da usina de Furnas em alguns períodos, quando da utilização do engolimento variável no cálculo da geração comparado com a utilização do engolimento fixo.



**Figura 5.38** Diferença de geração da usina de Furnas no experimento 5 percentualmente



### 5.3.6 Experimento 6

O objetivo deste experimento é realizar uma comparação do desempenho do DYNAMIS do ponto de vista do tempo computacional. Assim, duas simulações são propostas com este fim. Nas duas simulações propostas o parque gerador é composto por:

- **Hidrelétricas:** Semelhante ao caso base.
- **Termelétricas:** Térmicas do NEWAVE (CCEE, 2005) descritas no Experimento 3.

Os agentes de consumo presentes neste experimento são:

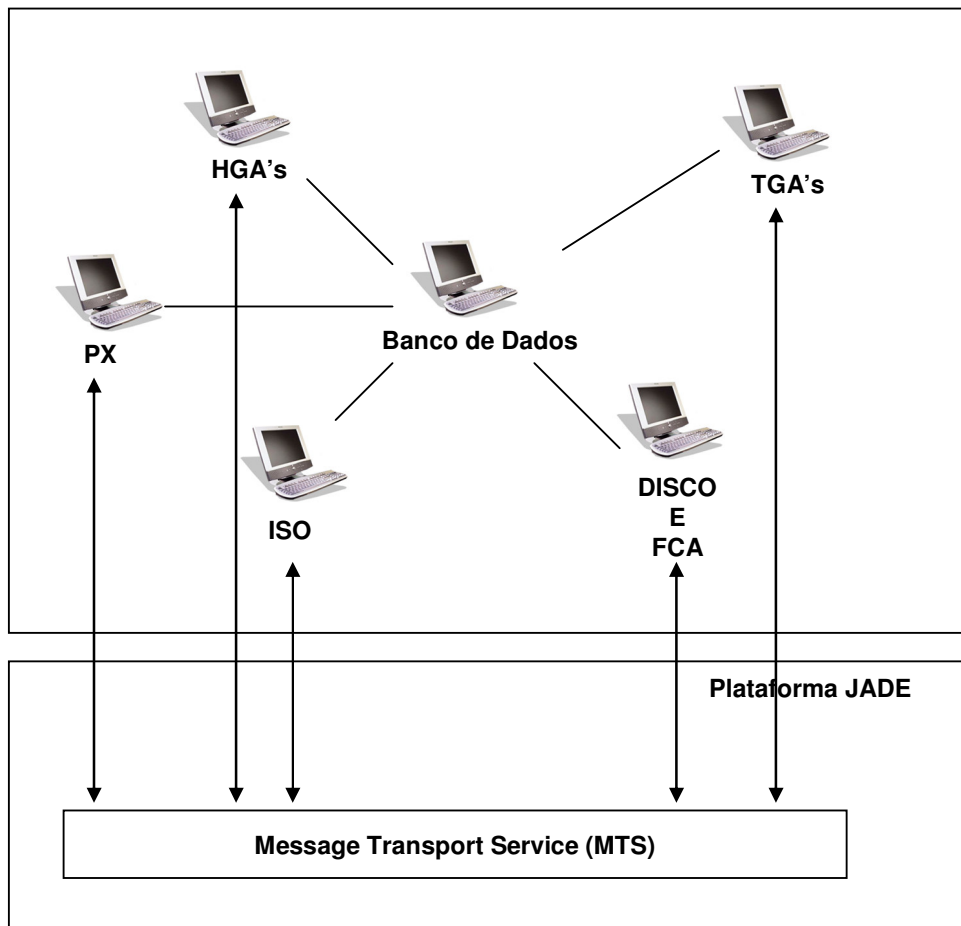
- **Distribuidoras:** CELG, CELESC, RGE, CPFL e CEB.
- **Consumidores livres:** Água & Esgoto S/A e a Mineradora Terra Nova.

A Tabela 5.22 apresenta a quantidade de agentes envolvidos nas simulações.

**Tabela 5-22** Quantidade de agentes presentes no Experimento 6

Agentes	Quantidade
Hidrelétricas	5
Termelétricas	18
Distribuidoras	5
Consumidores livres	2
ISO	1
PX	1
Transmissão	1
Configurador Estudo	1
JADE	3
<b>TOTAL</b>	<b>37</b>

- **Simulação 1:** Agentes simulados em um único computador. Processamento centralizado;
- **Simulação 2:** Agentes distribuídos em 6 computadores conforme Figura 5.39.



**Figura 5.39** Topologia da simulação em ambiente distribuído

A Tabela 5.23 abaixo apresenta a distribuição dos agentes de software nos computadores utilizados durante a simulação 2 (distribuída). Todos os computadores utilizados possuem processador pentium IV 3.2 Ghz e memória RAM de 1 Gb.

**Tabela 5-23** Distribuição dos agentes nos computadores

Host <sup>30</sup>	Agente em Execução
1	PX
2	HGA's
3	TGA's
4	DCA's e FCA's
5	ISO
6	JADE e Banco de Dados
7	Rede de Transmissão

<sup>30</sup> Host é o nome dado ao computador de uma rede que fornece serviços e arquivos a outros computadores.

O agente configurador de estudo e o próprio agente denominado simulador, foram executados no mesmo computador em que o agente ISO foi executado. Com isso, de acordo com a Tabela 5.27, foi realizada a simulação do mercado proposto com 37 agentes em um ambiente distribuído.

O tempo computacional exigido para a simulação do mercado na abordagem centralizada e distribuída foi:

**Simulação 1:** 62 minutos

**Simulação 2:** 20 minutos

Com isso percebe-se o ganho em tempo computacional na utilização de uma representação distribuída dos agentes setoriais na simulação de mercados de energia. Esta abordagem tem-se mostrado interessante em problemas de grande porte, como é o caso dos mercados de energia.

Apesar de se observar um ganho considerável na utilização da abordagem distribuída, muitos melhoramentos foram identificados de maneira que o tempo computacional exigido para a execução dos agentes seja diminuído.

Dentre as razões que mais contribuem para a alta demanda de tempo verificada, é a forma de manipulação dos dados provenientes da simulação. A gravação dos dados de cada agente está sendo gravada em banco de dados ao final de cada período de simulação. Acredita-se em uma redução de tempo de cerca de 70% se for realizada o armazenamento em memória temporária (RAM) dos dados e somente ao final da simulação a gravação dos mesmos no banco de dados.

## 5.4 Comentários Adicionais

Além da contribuição inerente aos benefícios da simulação, a possibilidade da criação de cenários diversos torna o DYNAMIS uma ferramenta flexível e adequada na aplicação de testes e auxílio no processo de tomada de decisão.

O desenvolvimento baseado no paradigma permite que avanços e posteriores implementações sejam agregadas com um maior nível de facilidade, propiciando assim, a inclusão de outros agentes setoriais, políticas operacionais, e até mesmo modificação do comportamento dos agentes já existentes sem a necessidade de alteração de todo o software.

A modelagem em camadas proposta neste trabalho, atribui ao DYNAMIS um grande diferencial dos aplicativos existentes. Sua capacidade de simular aspectos operacionais e comerciais de um mercado de energia, permitindo avaliar o impacto das políticas operacionais utilizadas nas receitas dos agentes setoriais. Outro benefício imediato desta abordagem é a flexibilidade para simulação em ambientes distribuídos, otimizando a desempenho do sistema e reduzindo o tempo computacional, conforme apresentado no experimento 6.

# *Capítulo 6*

## *Conclusões*

O dinamismo presente em Mercados de Energia Elétrica, tanto do ponto de vista físico quanto da relação comercial e financeira existente entre os agentes, tornam a simulação uma ferramenta fundamental para avaliação de comportamentos e definição de estratégias dos agentes.

Este trabalho utilizou paradigmas da orientação a objetos na modelagem e representação dos agentes presentes no mercado de energia, e a tecnologia de Sistemas Multiagentes na simulação da operação e aplicação de regras e procedimentos em um mercado de energia com despacho de geração centralizado baseado no modelo brasileiro. Tal tecnologia permitiu realizar as simulações em um ambiente distribuído, no qual cada agente possui controle e autonomia da sua execução de forma independente dos outros agentes comunicando-se e interagindo entre si através da troca de mensagens.

Foi utilizada a linguagem Java na implementação dos agentes, em virtude de ser uma linguagem multiplataforma, orientada a objetos tornando-se coerente com os objetivos deste trabalho. Além disto, a plataforma JADE utilizada neste trabalho, também foi desenvolvida nesta linguagem o que facilita a integração e utilização da mesma.

Provendo a integração da operação hidrotérmica e o mercado a diferenças, o DYNAMIS é um simulador que contempla tal possibilidade aplicada ao modelo brasileiro. Assim, ele dispõe de uma série de flexibilidades como por exemplo, avaliação de técnicas de previsão de vazões e carga, técnicas de otimização em conjunto com análise das conseqüências nos fluxos de caixas das empresas. Outro diferencial presente no DYNAMIS é a presença da modelagem do MRE.

Os resultados apresentados no estudo de caso confirmam a expectativa em torno do modelo proposto. Apesar do ganho geral de tempo da simulação distribuída em função da simulação realizada e processada em apenas um computador, verificou-se a possibilidade de otimização da performance do simulador na troca de mensagens. Um bom teste para isto seria a adoção do XML<sup>31</sup> na representação das mensagens.

Uma das grandes vantagens da simulação é a possibilidade de gerar uma grande quantidade de dados. Assim algumas sugestões para trabalhos futuros são apontadas:

- Estender o modelo para realizar simulações de mercados *Loose Pool*, uma vez que os agentes já estão modelados, bastando acrescentar alguns métodos específicos de leilão no PX para definição do despacho econômico *ex-ante*. Esta extensão traria a possibilidade de comparação entre a forma de despacho econômico utilizado no Brasil com a perda de otimização do sistema sem o despacho centralizado. A principal questão seria a valoração da água dos reservatórios na composição dos lances dos HGAs;
- Modelagem detalhada e integração do agente transmissão no cenário, para que os elementos de transmissão e distribuição possam ser contabilizados, aproximando mais do modelo real;
- Testar diferentes modelos de previsão de carga e vazão nos agentes e verificar como eles irão comportar em mercados com configurações semelhantes;
- Criação e integração de um ambiente de manutenção dos dados dos agentes;
- Desenvolvimento e integração de uma ferramenta de visualização das informações referente aos agentes, utilizando sistema de informação geográfica (GIS);

---

<sup>31</sup> *Extensible Mark-up Language* (XML) é uma linguagem de marcação flexível e compatível com diversos tipos de aplicações.

## *Referências Bibliográficas*

- ABRADEE, **Site da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica**. 2006. Disponível em < <http://abradee.org.br>>. Acessado em: 02/fev/2006.
- ANEEL, **Site da Agência Nacional de Energia Elétrica**. 2006. Disponível em < <http://www.aneel.gov.br>>. Acessado em: 15/fev/2006.
- BCB, **Site do Banco Central do Brasil**. 2006. Disponível em < <http://www.bcb.gov.br>>. Acessado em: 20/abr/2006.
- BELLMAN, R. & DREYFUS, S., **Applied Dynamic Programming** – Princeton University Press, Princeton – N.J., 1962
- BELLMAN, R., **Dynamic Programming** – Princeton University Press, Princeton – N.J., 1962.
- CARVALHO, E. O., LIMA, W. S., **Identificação Neuro-Nebulosa Aplicada ao Planejamento de Sistemas Energéticos Hidrotérmicos**. Abr/2004. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica e de Computação, Goiânia, Brasil, 2004.
- CARVALHO, F. C., VINHAL, C. D. N., LIMA, W. S., FERREIRA, W. D., **Reinforcement learning multi-agent model for wholesale electricity market analysis**. In: 9th SEPOPE – Proceedings of Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Rio de Janeiro, Brazil, 2004.
- CARVALHO, F. S.; VINHAL, C. D. N., **Simulação Multiagentes de Mercados de Energia Elétrica Utilizando Aprendizado por Reforço: Uma Abordagem Distribuída**, Dissertação (Mestrado)- Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica e de Computação, Goiânia, Brasil, 2003.
- CCEE, **Site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**. 2005. Disponível em <<http://www.ccee.org.br>>. Acessado em: 23/abr/2006.
- CELG, **Site da Companhia Energética de Goiás**. 2006. Disponível em < <http://www.celg.com.br>>. Acessado em: 01/jan/2006.

- CICOGNA, M. A., **Sistema de Suporte a Decisão para o Planejamento e a Programação da Operação de Sistemas de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado), UNICAMP, 2003.
- CICOGNA, M. A.; SOARES, F. S., **Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos**. Dissertação (Mestrado), UNICAMP, 1999.
- CRUZ JR., SOARES, F. S., **Modelo Equivalente não Linear para o Planejamento da Operação a Longo Prazo de Sistemas de Energia Elétrica**, Tese (Doutorado), UNICAMP, 1998.
- BROWN C., COENEN L., **Dicionário Internacional de Teologia do Novo Testamento**., 2 ed. São Paulo, ed.Vida Nova, 2000.
- ELETRONBRAS, **Site das Centrais Elétricas Brasileiras S.A.** 2006. Disponível em <<http://www.eletronbras.gov.br>>. Acessado em 10/fev/2006.
- ENDRENYI, J., **Reliability modeling in electric power systems**. 1. ed. Londres, Inglaterra: John Wiley & Sons, 1978. 336 p.
- ESMIN, A. A. A., AOKI, A. R., LOPES JR, C. R., LAMBERT-TORRES, G., **Multi-Agent Simulator and Educational Tool for Power System Operation**. 2001
- FERREIRA, W. F.; VINHAL, C. D. N., **Modelo Multiagentes para Determinação do Comportamento Estratégico em Mercados de Energia**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica e de Computação, Goiânia, Brasil, 2002.
- FORTUNATO, L. A. M., ARARIPE NETO, T. A, ALBUQUERQUE, J. C. T., PEREIRA, M. V. F., **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica**. 1. ed. Niterói, Brasil: EDUFF, 1990. 232p.
- GENESERETH, M. R., KETCHPEL, S. P., **Software Agent. Communication of the ACM**. 1994.
- GREENWALD, A., KEPHART, J., TESAURO, G., **Strategic Pricebots Dynamics**. Proc. 1st ACM Conf. Electronic Commerce, ACM Press, 1999, pp. 58–67.
- HARP, S.A.; BRIGNONE, S.; WOLLENBERG, B. F.; SAMAD, T., **A Simulator for Electric Power Industry Agents**. IEEE Control Systems Magazine, Agosto, 2000.
- HUHNS, M. N., STEPHENS, L. M., **Multiagent Systems and Society of agents. A Modern Approach To Distributed Artificial Intelligence**. - Multiagent Systems,



- MIT Press, ed.G. Weiss, 1999.
- JADE. **Site oficial da plataforma JADE.** 2006 Disponível em <<http://sharon.cselt.it/projects/jade>>. Acessado em: 20/abr/2006.
- JENNINGS, N., SYCARA, K., WOOLDRIDGE, M., **A Roadmap of Agent Research and Development**, 1998.
- KARITAROV, V. S., **Modeling the Electricity Market as a Complex Adaptative System with an Agent-Based Approach.** IEEE Power & Energy Magazine, Julho/Agosto 2004.
- KLIGERMAN, A. **Operação Ótima de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados utilizando Programação Estocástica Dual** - Dissertação (Mestrado), UNICAMP, Fevereiro, 1992.
- LAM, Y. C.; WU, F. F., **Simulating Electricity Markets With Java.** IEEE, 1998
- LIMA, W. S.; RAMOS, D. S., **Criação de Valor na Avaliação de Projetos Termelétricos sob Condições de Risco no Mercado de Energia Elétrica.** Tese (Doutorado), USP, 2002.
- LIU, H.; YUAN, B.; DAÍ, H.; LIN, J.; NI, Y. X.; WU, F. F., **Framework Design of a General-purpose Power Market Simulator Based on Multi-Agent Tecnology.** IEEE, 2001
- MA, X., SUN, D., **Key Elements of Successful Market Design.** IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific Dalian, China, 2005.
- MARQUES, D. Z., LIMA, W. S., **Mineração de Dados Aplicada à Análise de Curvas de Carga.** Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Goiás, Engenharia Elétrica e de Computação, Goiânia, Brasil, 2003.
- MENESES, E. X. **Integração de Agentes de Informação.** Jornada de Atualização de Inteligência Artificial - XXI Congresso da Sociedade Brasileira de Computação, 2001.
- NEPOOL, **Site do ISO da New England.** 2006. Disponível em <<http://www.nepool.com>>. Acessado em 25/abr/2006.
- OLIVEIRA, A. L. R., **A Regulação do Setor de Telecomunicações,** Universidade de Brasília, Departamento de Economia, apostila, Curso de Especialização em Regulação de Telecomunicações, 2000, p. 1.

- OLIVEIRA, G.G.; SOARES, S. A., **A Second-Order Network Flow Algorithm for Hydrothermal Scheduling**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, n. 3, pp. 1635 – 1641, 1995.
- ONS, **Site do Operador Nacional do Sistema**. 2005. Disponível em <<http://www.ons.org.br>>. Acessado em 25/mar/2006.
- ONS, **Site do Operador Nacional do Sistema. Procedimentos de rede**. 2006. Disponível em <<http://www.ons.org.br/procedimentos>>. Acessado em 25/mar/2006.
- PEREIRA, M.V.F., PINTO, L. M. V. G., **MultiStage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning**. Mathematical Programming 52, 359-375, North Holland, 1991.
- PRAÇA, I.; RAMOS, C.; VALE, Z.; CORDEIRO, M., **A New Agent-based Framework For the Simulation of Electricity Markets**. IEEE Computer Society, 2003.
- RAMOS, M. C., **Políticas e Regulação de Telecomunicações**, Universidade de Brasília, Departamento de Economia, apostila, Curso de Especialização em Regulação de Telecomunicações, 2005.
- ROSENTHAL, R., **A Nonlinear Network Flow Algorithm For Maximization of Benefits in a Hydroelectric Power Systems** – Operation Research, vol. 29, n. 4, Julho-Agosto, 1981.
- RUSSEL, S. J.; NORVIG, P., **Artificial Intelligence: A Modern Approach**. [S.l.]: Prentice Hall, 1995.
- RUSSEL, S. J.; NORVIG, P., **Artificial Intelligence: A Modern Approach**. 2. ed. [S.l.]: Prentice Hall, 2002.
- SCHWEPPE, F.C., CARAMIS, M.C., TABORS, R.D., BOHN, R.E., **Spot Pricing of Electricity**, Kluwer Academic Publishers, 1988.
- SHRESTHA, G. B.; SONG, K.; GOEL, L. K., **An Efficient Power Pool Simulator for the Study of Competitive Power Market**. Proceedings of IEEE Engineering Society, vol. 2, pp. 1365-1370, 2000.
- SILVA, E. L. da, **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**. 1. ed. Porto Alegre, Brasil: Editora Sagra-Luzzato, 2001. 183 p.

- SOARES, S., CARNEIRO, A. A. F. M., **Reservoir Operation Rules for Hydroelectric Power System Optimization**. In Proceedings of the 1993 Athens Power Tech - IEEE/NTVA, pages 965-969.
- STANFORD, **Site da Universidade de Stanford**. Disponível em <<http://java.stanford.edu>>. Acessado em: 10/abr/2006.
- SUÁREZ, J. A. V.; RUDNICK, H., **Hydrothermal Market Simulator Using Game Theory: Assessment of market Power**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, no. 1, fevereiro 2003.
- SUÁREZ, J. A. V.; RUDNICK, H., **Simulador de Un Mercado Hidrotérmico Utilizando Teoria de Juegos**. Dissertação (Mestrado) - Pontificia Univerdidad Católica de Chile, Escuela de Ingenieria, Santiago, Chile, Abril 2002.
- SUN, **Site da SUN Microsystems**. 2006. Disponível em < <http://java.sun.com> >. Acessado em: 20/abr/2006.
- TONG, S. K., SHAHIDEHPOUR, S. M., **Hydrothermal unit commitment with probabilistic constraints using segmentation method**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 5, nr. 1, fev. 1990.
- FERREIRA, W. D., VINHAL, C. D N., LIMA, W. S., **Modelo Multi-Agentes para Análise Estratégica em Sistemas Hidrotérmicos**. I Encontro Regional de Matemática Aplicada e Computacional, Abril de 2002. UCG, Goiânia, GO.
- WOOD, A. J., WOLLENBERG, B. F., **Power Generation Operation, and Control**. New York, EUA. Jonh Wiley & Sons, INC., 1999.
- WOOD, A. J., WOLLENBERG, B. F., **Power Generation, Operation and Control**. 5. ed. EUA: Ed. John Wiley Professional, 1996. 592 p.
- WOOLDRIDGE, M., **Intelligent Agents. A Modern Approach To Distributed Artificial Intelligence**. - Multiagent Systems, MIT Press, ed.G. Weiss, 1999.
- WOOLDRIDGE, M.; JENNINGS, N., **Intelligent Agents:Theory and Praticce**. 1995.
- WORLD BANK, **World Development Report**.- Infrastructure for Development, 1994, p. 114.
- ZIMMENRMAN, R. D.; THOMAS, R. J.; GAN, D.; NURILLO-SANCHES, C., **An Internet-based Plataform for Testing Generation Scheduling Auctions**. In: 31th Hawai International Conference on System Sciences, vol. 3, pp. 138-146, 1998.

# APENDICE A

## *Cálculo do Engolimento e Potência Máxima*

O volume de água que passa pelas turbinas produzindo energia em um instante de tempo é a vazão turbinada  $q$ . Cada usina possui um limite de vazão turbinada, tanto de mínimo quanto de máximo, denominado de engolimento mínimo e máximo, respectivamente.

Uma unidade geradora é composta pelo conjunto turbina/gerador. Cada unidade geradora possui várias características que podem a diferenciar de outras. Assim, um conjunto de unidades geradoras  $J$  pode ser caracterizado em relação as seguintes informações:

- $t_j$  - representa o tipo de turbina utilizadas no conjunto  $J$ . No Brasil, geralmente são utilizadas turbinas to tipo Francis, Pelton e Kaplan;
- $p_{ef,j}$  - representa a potência efetiva de cada unidade geradora do conjunto  $J$ . É definida como sendo a máxima potência ativa que uma unidade é capaz de gerar em regime permanente, após a sua entrada em operação;
- $h_{ef,j}$  - representa a altura de queda efetiva das unidades geradoras do conjunto  $J$ . É a menor altura de queda líquida sob a qual a unidade desenvolve sua potência efetiva;
- $q_{ef,j}$  - representa o engolimento efetivo. É a vazão turbinada que a uma altura efetiva produz a potência efetiva.

O cálculo da potência efetiva e do engolimento efetivo de uma conjunto  $J$  é dado pelas Equações A.1 e A.2, respectivamente.

$$P_{ef} = \sum_{j=1}^{N_u} (N_m * P_{ef,j}) \quad (\text{A.1})$$

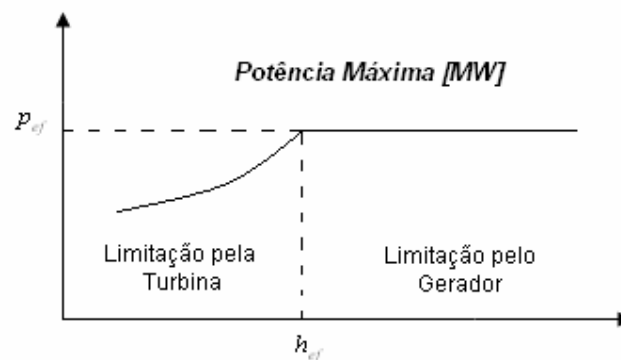
$$Q_{ef} = \sum_{j=1}^{N_u} (N_m * Q_{ef,j}) \quad (\text{A.2})$$

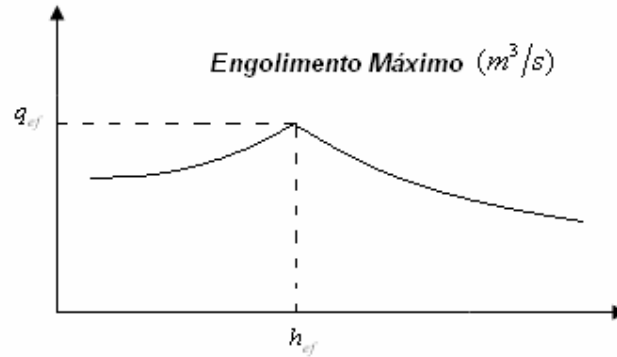
Onde  $N_u$  é o número de unidades geradoras do conjunto  $J$ , e  $N_m$  é o número de máquinas em uma unidade geradora  $j$ .

Cabe ressaltar que os conceitos de potência efetiva, engolimento efetivo, altura de queda efetiva verificados em período de operação, podem diferir dos conceitos de potência nominal, altura de queda nominal e engolimento nominal, que são dimensionados em fase de projeto e que portanto, nem sempre se confirmam em fase de operação.

O conceito de potência máxima está relacionado com o engolimento máximo de uma unidade geradora. O engolimento máximo de uma unidade geradora, é definido como a vazão turbinada que a uma dada altura de queda líquida produz a potência máxima da unidade. De maneira similar, isto se aplica a um conjunto de unidades geradoras.

Para calcular o engolimento máximo de uma unidade deve se levar em conta os limites da turbina e do gerador da unidade. Observa-se na Figura A.1 o esquema das curvas de potência máxima produzida e do engolimento máximo da turbina  $q$ , em função da altura de queda líquida da unidade geradora.





**Figura a.1** Curva de potência máxima despachada e Engolimento Máximo x altura de queda líquida de uma hidrelétrica.

Analisando os gráficos da Figura a.1, percebe-se a divisão comportamental da potência máxima em dois momentos: o primeiro com altura líquida menor que a altura efetiva e o segundo com a altura líquida superior a altura de queda efetiva. Estes comportamentos podem ser explicados pelas seguintes motivos.

O primeiro é que quando a altura de queda líquida for inferior a altura de queda efetiva, a incidência da potência mecânica máxima produzida pela turbina no eixo do gerador, não será suficiente para que este alcance sua potência máxima.

Por outro lado, para alturas de queda líquidas superiores a altura de queda efetiva, a turbina poderá produzir uma potência mecânica que o gerador não poderá absorver em seu eixo. Para diminuir esta potência, a turbina tem seus distribuidores parcialmente fechados, reduzindo com isto seu turbinamento máximo.

Através da análise da figura, pode se observar uma relação entre potência máximo e engolimento máximo, e altura de queda líquida. Algumas usinas, desenvolvem funções expressas por polinômios para representar a potência máxima e o engolimento máximo. Esta representação é denominada Representação Detalhada, mas nem todas as usinas dispõem de tal análise (CICOGNA, 1999).

Outra maneira de se expressar esta relação, é através de uma representação simplificada. O engolimento máximo é dado pela Equação A.3:

$$\bar{q}_j = q_{ef,j} \left( \frac{h_{liq}}{h_{ef,j}} \right)^\alpha \quad (\text{A.3})$$

onde:

$$\alpha = \begin{cases} 0,5 & \text{se } h_{liq} < h_{ef,j} \text{ e } t_j = \textit{Francis ou Pelton} \\ 0,5 & \text{se } h_{liq} < h_{ef,j} \text{ e } t_j = \textit{Kaplan} \\ -1,0 & \text{se } h_{liq} \geq h_{ef,j} \end{cases}$$

Já a potência máxima, pode ser obtida utilizando a seguinte equação:

$$\bar{p}_j = p_{ef,j} \left( \frac{h_{liq}}{h_{ef,j}} \right)^\beta \quad (\text{A.4})$$

onde:

$$\beta = \begin{cases} 1,5 & \text{se } h_{liq} < h_{ef,j} \text{ e } t_j = \textit{Francis ou Pelton} \\ 1,2 & \text{se } h_{liq} < h_{ef,j} \text{ e } t_j = \textit{Kaplan} \\ 0,0 & \text{se } h_{liq} \geq h_{ef,j} \end{cases}$$

Conseqüentemente, a potência máxima e o engolimento máximo de um conjunto de unidades geradoras J, podem ser encontrados através do somatório da potência máxima e do engolimento máximo de cada unidade geradora, conforme equações abaixo:

$$\bar{p}_j = \sum_{j=1}^{Nu} (N_j * \bar{p}_j) \quad (\text{A.5})$$

$$\bar{q}_j = \sum_{j=1}^{Nu} (N_j * \bar{q}_j) \quad (\text{A.6})$$

onde:

$N_j$  - corresponde ao número de unidades geradoras do conjunto J.

A energia potencial gravitacional da água contida num reservatório, é a energia primária de uma hidrelétrica. A turbina é responsável pela transformação de energia primária em energia cinética de rotação. Isto é feito basicamente através de uma roda dotada de lamina (ou pás), que é colocada em rápida rotação ao receber a massa de água. Em virtude da movimentação do eixo que liga a turbina e o gerador, este converte o movimento rotatório da turbina (energia cinética) em energia elétrica.

Assim o Algoritmo 1 ilustra o processo utilizado para o cálculo do engolimento máximo.

### **Algoritmo 1** Cálculo do Engolimento máximo

#### **Passo 1:** Inicialização

Seja  $x$  o volume atual do reservatório

Calcular a cota de montante  $\phi(x)$

Faça:  $\bar{q} > q_{ef}$

#### **Passo 2:** Cálculo da queda

Calcular a defluência  $u = \bar{q} + v$

Calcular a cota de jusante  $\phi(u)$

#### **Passo 3:** Calcular engolimento máximo para cada unidade geradora

Representação Detalhada

Calcular  $\bar{q}$  utilizando o polinômio:  $\bar{q} = \bar{q}(h_{iq}) \text{ [m}^3/\text{s]}$

Representação Simplificada

Calcular  $\bar{q}$  conforme Equação a.3

#### **Passo 4:** Calcular o engolimento máximo da usina

Calcular  $\bar{q}$  da usina conforme Equação a.6

#### **Passo 5:** Verificar convergência



Caso a diferença entre o engolimento máximo encontrado e o engolimento máximo anterior seja significativa, deve-se voltar ao passo 2. Caso contrário o processo é encerrado.

# *APENDICE B*

## *Mecanismo de Realocação de Energia*

Em um mercado de energia “tight pool” podem existir mecanismos de mitigação de risco hidrológico implícitos nas regras de mercado devido ao despacho centralizado. Usinas com reservatório de cabeceira na cascata regulam o fluxo de vazões das usinas de jusante. Entretanto este benefício não é alocado a mesma, pois em muitos cenários hidrológicos esta usina gera menos do que seus proprietários gostariam que elas gerassem para que a água armazenada fosse utilizada nos períodos secos, beneficiando as usinas a jusante. Neste sentido no Brasil foi instituído o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O MRE realoca a energia excedente da energia assegurada da usina para outras que geraram abaixo de sua energia assegurada. A energia gerada é recalculada considerando o MRE e este valor é utilizado para a contabilização dos contratos no mercado a diferenças no âmbito do PX.

O principal objetivo do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) implantado pelo Mercado Atacadista de Energia, é assegurar que cada agente gerador receba seus níveis de Energia Assegurada<sup>32</sup> (EAss) desde que a geração total despachada não seja inferior a EAss do sistema. Desta forma, os agentes compartilham os riscos hidrológicos do sistema associados à otimização e despacho realizado pelo ISO.

Assim, para o processo de contabilização, cada agente gerador é remunerado tendo como referencial inicial a energia assegurada do sistema. No primeiro momento é calculada a Energia Secundária do Sistema<sup>33</sup> (ESec) que será nula caso o somatório da geração do MRE

---

<sup>32</sup> Energia Assegurada corresponde a máxima carga que pode ser suprida pelo parque gerador a um risco pré-definido. Neste trabalho foi considerado o mesmo valor adotado no sistema brasileiro que é de 5%.

<sup>33</sup> Energia Secundária corresponde ao excesso de energia verificado além da energia assegurada do sistema.

(geração despachada pelo ISO para cada unidade geradora) seja inferior a EAss do sistema, e caso contrário será encontrada pela Equação B.1.

$$ESec = GT - EAss \quad (B.1)$$

$$GT = \sum_{i=1}^{nu} P_{i,t} \quad (B.2)$$

onde:

- $nu$  - numero de unidades geradoras despachadas pelo ISO;
- $P_{i,t}$  - Potência despachada pelo ISO a usina  $i$  no instante de tempo  $t$ ;

Dois tipos de cenários podem ser verificados importantes para o MRE. O primeiro quando a ESec não é nula, ou seja, a GT é superior a EAss. O segundo caso é verificado quando a ESec é nula apontando para um estado de baixa geração dos agentes o que acarreta na GT menor que a EAss do sistema. Para este segundo caso, não é possível que cada agente receba seu nível de energia assegurada, tendo que ser feito um reajuste nos valores que cada agente gerador irá receber em substituição aos níveis de energia assegurada originalmente idealizados. Desta forma o próximo passo realizado pelo MRE é o calculo do fator de ajuste da EAss do sistema conforme equações B.3 e B.4, que será o parâmetro utilizado para o cálculo da Energia Assegurada Ajustada (EAssj).

$$fa = 1, \text{ caso } ESec \geq 0; \quad (B.3)$$

$$fa = \frac{GT}{\sum_{i=1}^{nu} EAss_i}, \text{ caso } ESec < 0;$$

Calculado o fator de ajuste da EAss, a EAssj de cada unidade geradora do sistema é encontrada segundo a equação B.5.

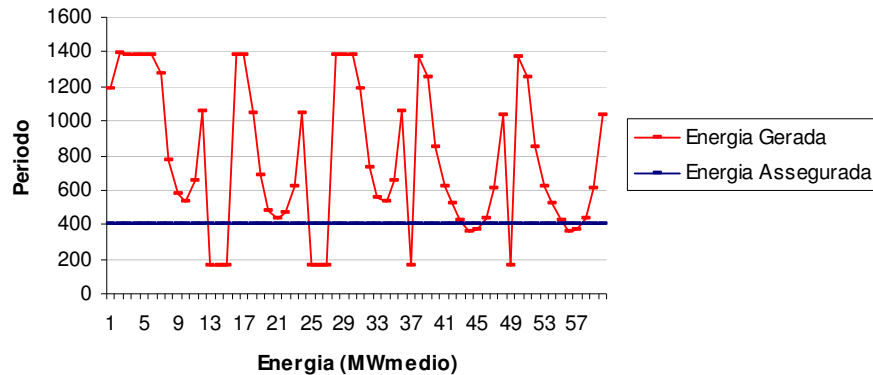
$$EAssj_i = EAss_i * fa \quad (B.4)$$

$$EAssj = \sum_{i=1}^{nu} EAssj_i \quad (B.5)$$

onde:

$E_{Assj}$  - Energia Assegurada Ajustada do sistema.

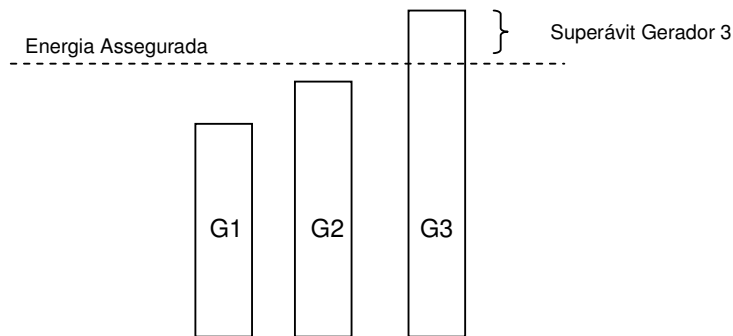
Obtidos os valores despachados e a energia assegurada ajustada de cada unidade geradora, inicia-se o processo de realocação de energia. As unidades com despacho inferior a sua energia assegurada ajustada em um determinado período de apuração, conforme percebe-se na figura B.1, recebem energia de outras unidades que tiveram seu despacho em níveis superiores ao de suas energias asseguradas ajustadas. Este processo consiste no primeiro estágio de realocação de energia, denominado estágio de realocação de energia assegurada.



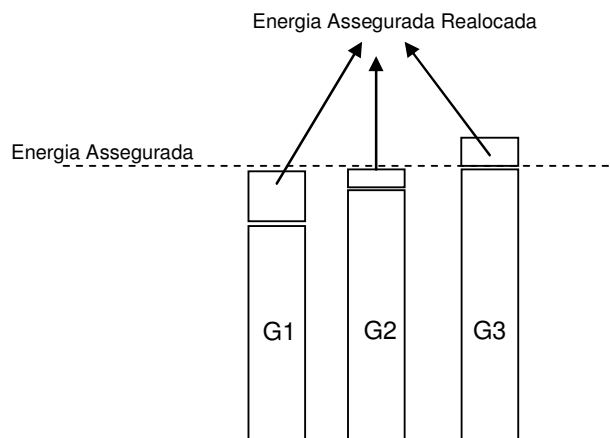
**Figura B.1** Despacho realizado pelo ISO para o HGA Furnas.

Conforme pode ser verificado na figura x.1, a usina de Furnas em determinados períodos, como por exemplo, no período 15, possui geração despachada abaixo de sua  $E_{Assj}$  recebendo doação de outra unidade geradora que tenha gerado acima de sua  $E_{Assj}$ . Analogamente em períodos cuja geração for superior a  $E_{Assj}$ , a unidade torna-se a doadora de energia ao MRE, sendo remunerada pela Tarifa de Energia de Otimização (TEO) por esta energia doada. Assim, em um dado instante de tempo, para efeito de contabilização através do MRE, um agente pode figurar como doador de energia ou como receptor de energia.

O processo de realocação de energia ocorre em duas etapas conforme será descrito logo abaixo. A primeira etapa se processa com a realocação da energia assegurada, onde busca-se que todos os agentes recebam seus níveis de energia assegurada ajustada. Isto pode ser verificado através da Figura B.2.



**Figura B.2** Geração despachada pelo ISO de 3 geradores do MRE.



**Figura B.3** Alocação de energia assegurada para os 3 geradores do MRE.

Se após este processo de realocação ainda existir energia excedente à EAss a segunda etapa busca realizar a realocação da energia secundária do Sistema.

A realocação de EAss dentro do MRE é realizada calculando a energia doada ao MRE por um agente doador através da equação B.6 (no caso da figura acima o gerador 3), considerada um superávit de geração do MRE para efeitos de realocação da energia secundária. Já a energia recebida do MRE buscando encontrar seu nível de EAss é considerada déficit de geração do MRE. Este é calculado de acordo com a equação B.7.

$$Sup = Gmre - EAssj, \text{ caso } Gmre > EAssj \quad (\text{B.6})$$

$$Sup = 0, \text{ caso contrário.}$$

$$Def = EAssj - Gmre, \text{ caso } Gmre < EAssj \quad (\text{B.7})$$

$$Def = 0, \text{ caso contrário.}$$

Assim, em cada período de contabilização, o superávit total de geração ( $Supt$ ) e o déficit total de geração ( $Defi$ ) de um dado submercado é calculado conforme as Equações B.8 e B.9, respectivamente.

$$Supt = \sum_{i=1}^{nu} Sup_i \quad (B.8)$$

$$Defi = \sum_{i=1}^{nu} Def_i \quad (B.9)$$

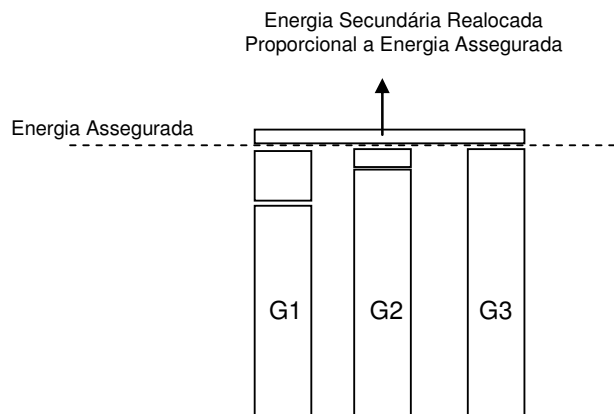
A realocação de energia assegurada de cada agente gerador pode ser obtida através da equação B.10.

$$ER_i = \min(EAss_j, Gmre_i) + Def_i \quad (B.10)$$

Já a realocação de energia secundária é feita proporcionalmente à energia assegurada de cada agente, conforme resolução ANEEL (n. 688). Caso a  $Gmre_i$  foi maior que a EAss da usina, o cálculo da energia secundária individual de cada agente gerador é encontrado com base na equação B.11. Caso contrário será 0.

$$ESec_i = Gmre_i - EAss_i \quad (B.11)$$

A figura B.4 ilustra um caso com base nas figuras anteriores, onde mesmo após a realocação de energia assegurada verifica-se a existência de energia secundária a ser realocada. Através desta figura percebe-se o efeito do MRE na contabilização da comercialização de energia.



**Figura B.4** – Alocação de energia secundária.

Assim, a parcela da energia secundária que cada agente irá receber, pode ser obtida de acordo com a Equação B.12.

$$ER_2 = ESec_i * \left( EAss_i / \sum_{i=1}^{nu} EAss_i \right) \quad (B.12)$$

A energia encontrada após a realocação relativa à energia assegurada e a secundária de cada agente é denominada energia alocada e é encontrada através da Equação B.13.

$$EA = ER_1 + ER_2 \quad (B.13)$$

Com a realização do MRE, a contabilização dos agentes geradores é feita considerando o valor da energia alocada encontrada na Equação B.11. A Equação B.12 descreve o cálculo que remunera no mercado de curto prazo um agente gerador. Nesta contabilização está agregado a metodologia pro-rata atribuindo responsabilidades financeiras nas perdas de transmissão.

$$R_i = [EA_i \times [(1 - perda) \times pg] - Gmre_i] \times spot_i \times tempo + (TEO \times ED) \quad (B.14)$$

onde:

- perda* - Percentual de perdas considerado na rede de transmissão;
- Pg* - Percentual de responsabilidade dos geradores nas perdas de transmissão;
- spot* - Preço spot do período *i*;
- tempo* - Intervalo de tempo do período de apuração (s);
- TEO* - Tarifa de energia de otimização;
- ED* - Quantidade de energia doada ao MRE.

A remuneração de um agente no mercado de longo prazo é baseada nos contratos bilaterais estabelecidos. Assim cada agente gerador em cada período de apuração do MAE, irá receber um montante referente a sua remuneração no mercado curto prazo e outro referente a sua remuneração no mercado longo prazo.

# APENDICE C

## *Mercado sazonalizado*

Tabela C.1. Mercado das distribuidoras sazonalizado em base mensal – Consumo verificado (MW.medio)

Ano	Anual	jan	Fev	mar	abr	Mai	Jun	Jul	ago	set	out	nov	dez
CPFL													
1	2.325,91	2.043,15	2.405,56	2.435,60	2.402,87	2.343,78	2.262,71	2.223,04	2.449,68	2.579,08	2.345,54	2.252,98	2.166,96
2	2.098,86	1.843,70	2.170,73	2.197,84	2.168,30	2.114,98	2.041,82	2.006,03	2.210,55	2.327,31	2.116,57	2.033,05	1.955,42
3	2.075,91	1.823,54	2.147,00	2.173,81	2.144,60	2.091,86	2.019,50	1.984,10	2.186,38	2.301,87	2.093,43	2.010,82	1.934,04
4	2.154,00	1.892,13	2.227,76	2.255,58	2.225,26	2.170,54	2.095,46	2.058,73	2.268,62	2.388,45	2.172,17	2.086,46	2.006,79
5	2.159,47	1.896,95	2.233,42	2.261,31	2.230,92	2.176,06	2.100,79	2.063,97	2.274,39	2.394,53	2.177,70	2.091,76	2.011,89
RGE													
1	649,43	570,48	671,67	680,06	670,92	654,42	631,78	620,71	683,99	720,12	654,91	629,07	605,05
2	658,22	578,20	680,76	689,26	680,00	663,28	640,33	629,11	693,25	729,86	663,77	637,58	613,24
3	671,92	590,23	694,93	703,60	694,15	677,08	653,66	642,20	707,67	745,05	677,59	650,85	626,00
4	694,75	610,29	718,54	727,51	717,74	700,09	675,87	664,02	731,72	770,37	700,61	672,96	647,27
5	766,67	673,46	792,92	802,82	792,03	772,56	745,83	732,76	807,46	850,12	773,14	742,63	714,27
CEB													
1	431,74	379,25	446,52	452,10	446,02	435,05	420,00	412,64	454,71	478,73	435,38	418,20	402,23
2	378,88	332,82	391,86	396,75	391,42	381,79	368,59	362,12	399,04	420,12	382,08	367,00	352,99
3	395,55	347,46	409,09	414,20	408,63	398,59	384,80	378,05	416,60	438,60	398,89	383,15	368,52
4	409,47	359,69	423,50	428,79	423,02	412,62	398,35	391,36	431,26	454,04	412,93	396,64	381,49
5	396,00	347,86	409,57	414,68	409,11	399,05	385,24	378,49	417,08	439,11	399,35	383,59	368,94



CELESC													
1	1.373,63	1.206,64	1.420,67	1.438,41	1.419,08	1.384,18	1.336,30	1.312,88	1.446,73	1.523,15	1.385,22	1.330,56	1.279,75
2	1.418,38	1.245,95	1.466,95	1.485,27	1.465,31	1.429,28	1.379,84	1.355,65	1.493,86	1.572,76	1.430,35	1.373,91	1.321,44
3	1.469,75	1.291,07	1.520,08	1.539,06	1.518,38	1.481,04	1.429,81	1.404,75	1.547,96	1.629,73	1.482,15	1.423,66	1.369,30
4	1.536,53	1.349,73	1.589,15	1.608,99	1.587,37	1.548,33	1.494,78	1.468,57	1.618,29	1.703,78	1.549,50	1.488,35	1.431,52
5	1.577,51	1.385,73	1.631,53	1.651,90	1.629,70	1.589,63	1.534,64	1.507,74	1.661,46	1.749,22	1.590,82	1.528,05	1.469,70
CELG													
1	743,61	653,21	769,07	778,67	768,21	749,32	723,40	710,72	783,18	824,55	749,88	720,29	692,79
2	680,02	597,35	703,31	712,09	702,52	685,25	661,54	649,95	716,21	754,04	685,76	658,70	633,55
3	727,74	639,27	752,66	762,06	751,82	733,33	707,96	695,55	766,47	806,95	733,88	704,92	678,00
4	795,89	699,13	823,14	833,42	822,22	802,00	774,26	760,69	838,24	882,52	802,61	770,93	741,50
5	804,57	706,75	832,12	842,51	831,19	810,75	782,70	768,98	847,38	892,14	811,36	779,34	749,58

Tabela C.2. Mercado dos consumidores livres sazonalizado em base mensal – Consumo verificado (MW.medio)

Ano	Anual	jan	fev	mar	abr	Mai	Jun	jul	ago	set	out	nov	dez
AGUAS & ESGOTOS S/A													
1	3,6	3,39	3,22	3,10	3,47	3,62	3,62	3,75	4,02	4,00	3,59	3,75	3,76
2	3,7	3,43	3,26	3,29	3,53	3,68	3,70	3,83	4,07	4,16	3,70	3,84	3,79
3	3,7	3,47	3,35	3,23	3,55	3,68	3,68	3,80	4,07	4,11	3,70	3,84	3,94
4	4,0	3,69	3,62	3,92	3,83	3,91	3,99	4,09	4,28	4,69	4,13	4,20	3,79
5	4,2	4,14	4,33	4,17	4,24	4,16	4,12	4,14	4,45	4,72	3,91	4,02	3,87
MINERADORA TERRA NOVA													
1	15,48	13,60	16,01	16,21	15,99	15,60	15,06	14,79	16,30	17,16	15,61	14,99	14,42
2	14,70	12,91	15,20	15,39	15,19	14,81	14,30	14,05	15,48	16,30	14,82	14,24	13,70
3	14,44	12,69	14,94	15,12	14,92	14,55	14,05	13,80	15,21	16,01	14,56	13,99	13,45
4	15,32	13,46	15,84	16,04	15,83	15,44	14,90	14,64	16,13	16,99	15,45	14,84	14,27
5	15,73	13,82	16,27	16,47	16,25	15,85	15,30	15,03	16,57	17,44	15,86	15,24	14,66

Tabela C.3. Mercado total sazonalizado em base mensal – Consumo verificado (MW.medio)

<b>Ano</b>	<b>Anual</b>	<b>jan</b>	<b>fev</b>	<b>mar</b>	<b>abr</b>	<b>Mai</b>	<b>Jun</b>	<b>jul</b>	<b>ago</b>	<b>Set</b>	<b>out</b>	<b>nov</b>	<b>dez</b>
<b>1</b>	5.543,40	4.869,71	5.732,72	5.804,14	5.726,55	5.585,97	5.392,87	5.298,53	5.838,61	6.146,78	5.590,14	5.369,84	5.164,95
<b>2</b>	5.252,75	4.614,35	5.432,06	5.499,89	5.426,26	5.293,06	5.110,12	5.020,74	5.532,46	5.824,57	5.297,05	5.088,31	4.894,12
<b>3</b>	5.359,01	4.707,73	5.542,04	5.611,09	5.536,04	5.400,13	5.213,46	5.122,26	5.644,35	5.942,33	5.404,20	5.191,23	4.993,25
<b>4</b>	5.609,97	4.928,13	5.801,55	5.874,25	5.795,27	5.652,94	5.457,61	5.362,11	5.908,55	6.220,84	5.657,40	5.434,38	5.226,63
<b>5</b>	5.724,14	5.028,72	5.920,16	5.993,87	5.913,44	5.768,06	5.568,64	5.471,11	6.028,78	6.347,27	5.772,14	5.544,62	5.332,91

# APENDICE D

## *Mercado sazonalizado*

Tabela D-1 Compra de energia requerida pela Rio Grande Energia S/A – RGE (2003)

VENDEDOR	Energia Comprada (GWh)	(%)	Despesa (R\$)	(%)	Preço (R\$/MWh)
ITAIPU	1.514,270	21,00%	160.244.778,00	26,08%	105,82
GERAÇÃO PRÓPRIA	0,953	0,01%	-	0,00%	-
<b>CONTRATOS INICIAIS</b>	<b>3.349,540</b>	<b>46,45%</b>	<b>225.582.787,00</b>	<b>36,71%</b>	<b>67,35</b>
CEEE-G	645,726	8,95%	36.801.491,00	5,99%	56,99
CGTEE	625,192	8,67%	44.536.265,00	7,25%	71,24
TRACTEBEL	2.078,622	28,82%	144.245.031,00	23,47%	69,39
<b>CONTRATOS BILATERAIS</b>	<b>2.401,392</b>	<b>33,30%</b>	<b>233.054.131,00</b>	<b>37,92%</b>	<b>97,05</b>
<b>Com terceiros</b>					
URUGUAIANA	1.156,018	16,03%	128.000.144,00	20,83%	110,73
TRACTEBEL LONGO PRAZO	959,275	13,30%	80.955.136,00	13,17%	84,39
CENI & CIA - PCH DONA MIRIAM	2,728	0,04%	187.350,00	0,03%	68,68
TRACTEBEL CURTO-PRAZO	43,552	0,60%	3.673.176,00	0,60%	84,34
<b>Com partes relacionadas</b>					
CPFL - Comercialização	239,819	3,33%	20.238.325,00	3,29%	84,39
<b>PERDAS TOLERADAS</b>	<b>893,737</b>	<b>12,39%</b>		<b>0,00%</b>	<b>-</b>
<b>EXPOSIÇÃO</b>	<b>-54,439</b>	<b>-0,75%</b>	<b>(4.340.804,00)</b>	<b>-0,71%</b>	<b>79,74</b>
<b>TOTAL/MÉDIA</b>	<b>7.211,716</b>	<b>100,00%</b>	<b>614.540.892,00</b>	<b>100,00%</b>	<b>85,21</b>

Tabela D-2 Compra de energia requerida pela Centrais Elétricas de Santa Catarina – CELESC (2004)

VENDEDOR	Energia Comprada (GWh)	(%)	Despesa (R\$)	(%)	Preço (R\$/MWh)
<b>ITAIPU</b>	<b>3.076,356</b>	<b>20,11%</b>	<b>300.480.611,00</b>	<b>21,58%</b>	<b>97,67</b>
<b>GERAÇÃO PRÓPRIA</b>	<b>406,442</b>	<b>2,66%</b>	-		-
<b>CONTRATOS INICIAIS</b>	<b>3.685,935</b>	<b>24,09%</b>	<b>241.350.170,00</b>	<b>17,33%</b>	<b>65,48</b>
TRACTEBEL	3.636,151	23,77%	238.478.462,00	17,13%	65,59
COPEL	49,784	0,33%	2.871.708,00	0,21%	57,68
<b>CONTRATOS BILATERAIS</b>	<b>9.191,895</b>	<b>60,08%</b>	<b>961.374.265,00</b>	<b>69,05%</b>	<b>104,59</b>
<b>Com terceiros</b>					
COPEL (leilão - 6 anos)	438,000	2,86%	40.121.817,00	2,88%	91,60
CHESF (leilão - 4 anos)	87,600	0,57%	5.887.214,00	0,42%	67,21
GENCO5	1.138,800	7,44%	116.315.272,00	8,35%	102,14
TRACTEBEL BILATERAL LP	4.101,305	26,81%	437.370.809,00	31,41%	106,64
TRACTEBEL BILAT LEILAO LP	131,400	0,86%	14.012.741,00	1,01%	106,64
COPEL BILAT. LP COMPETITIVA	2.594,612	16,96%	277.733.413,00	19,95%	107,04
CENAEEL	8,393	0,05%	1.437.091,00	0,10%	171,22
LAGES BIOENERGETICA	192,720	1,26%	28.707.030,00	2,06%	148,96
HEIDRICH II - CACHOEIRA DO RUEN	8,390	0,05%	735.742,00	0,05%	87,69
BOM JARDIM - PARQUE EOLICO	0,700	0,00%	113.434,00	0,01%	162,05
<b>Com partes relacionadas</b>					
MAESA (MACHADINHO)	489,975	3,20%	38.939.702,00	2,80%	79,47
<b>PERDAS TOLERADAS</b>	<b>1.401,472</b>	<b>9,16%</b>			-
<b>EXPOSIÇÃO</b>	<b>-1.060,434</b>	<b>-6,93%</b>	<b>(110.910.091,89)</b>	<b>-7,97%</b>	<b>104,59</b>
<b>TOTAL/MÉDIA</b>	<b>15.300,194</b>	<b>100,00%</b>	<b>1.392.294.954,110</b>	<b>100,00%</b>	<b>91,00</b>

**Tabela D-3** Compra de energia requerida pela Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL (2004)

<b>VENDEDOR</b>	<b>Energia Comprada (GWh)</b>	<b>(%)</b>	<b>Despesa (R\$)</b>	<b>(%)</b>	<b>Preço (R\$/MWh)</b>
<b>ITAIPU</b>	<b>5.723,106</b>	<b>26,45%</b>	<b>603.867.209,40</b>	<b>30,36%</b>	<b>105,51</b>
<b>GERAÇÃO PRÓPRIA</b>	<b>0,000</b>	<b>0,00%</b>		<b>0,00%</b>	<b>0,00</b>
<b>CONTRATOS INICIAIS</b>	<b>12.686,881</b>	<b>58,64%</b>	<b>911.669.010,92</b>	<b>45,84%</b>	<b>71,86</b>
FURNAS	4.659,984	21,54%	311.657.296,78	15,67%	66,88
CESP	4.720,425	21,82%	350.925.113,96	17,65%	74,34
DUKE	1.239,036	5,73%	95.032.703,14	4,78%	76,70
CPFL GERAÇÃO	471,799	2,18%	34.798.387,76	1,75%	73,76
AES TIETE	1.595,637	7,38%	119.255.509,28	6,00%	74,74
<b>CONTRATOS BILATERAIS</b>	<b>3.484,995</b>	<b>16,11%</b>	<b>492.942.764,90</b>	<b>24,79%</b>	<b>141,45</b>
<b>Com terceiros</b>					
TRACTEBEL – Curto-Prazo	1,498	0,01%	83.514,87	0,00%	55,75
TRACTEBEL - Longo-Prazo	51,625	0,24%	5.348.585,89	0,27%	103,60
DUKE – Direto	784,787	3,63%	78.347.485,43	3,94%	99,83
<b>Com partes relacionadas</b>					
CPFL Brasil - Cogeração	1.402,751	6,48%	118.294.032,16	5,95%	84,33
CPFL Geração - PCH	181,650	0,84%	20.624.523,23	1,04%	113,54
CPFL Brasil – PCH	47,673	0,22%	4.020.231,94	0,20%	84,33
CPFL Brasil - PPT (GENCO5)	638,889	2,95%	53.877.534,78	2,71%	84,33
CPFL Geração PCH Monjolinho	2,211	0,01%	186.465,40	0,01%	84,34
CPFL Brasil - Competitiva	373,911	1,73%	31.531.931,20	1,59%	84,33
<b>PERDAS TOLERADAS</b>	<b>2.386,553</b>	<b>11,03%</b>	<b>180.628.460,00</b>	<b>9,08%</b>	<b>75,69</b>
<b>EXPOSIÇÃO</b>	<b>-260,570</b>	<b>-1,20%</b>	<b>(19.721.483,00)</b>	<b>-0,99%</b>	<b>75,69</b>
<b>TOTAL/MÉDIA</b>	<b>21.634,412</b>	<b>100,00%</b>	<b>1.988.757.502,22</b>	<b>100,00%</b>	<b>91,93</b>

Tabela D-4 Compra de energia requerida pela Companhia Energética de Goiás – CELG (2005)

VENDEDOR	Energia Comprada (GWh)	(%)	Despesa (R\$)	(%)	Preço (R\$/MWh)
<b>ITAIPU</b>	<b>1.608,708</b>	<b>18,37%</b>	<b>147.798.634,50</b>	<b>22,31%</b>	<b>91,87</b>
<b>GERAÇÃO PRÓPRIA</b>					
<b>CONTRATOS INICIAIS</b>	<b>2.442,382</b>	<b>27,89%</b>	<b>206.274.035,18</b>	<b>31,14%</b>	<b>84,46</b>
CDSA	2.236,903	25,54%	190.495.581,49	28,75%	85,16
CEB	1,478	0,02%	55.701,58	0,01%	37,69
FURNAS	202,520	2,31%	15.572.869,95	2,35%	76,90
ENERSUL	1,095	0,01%	111.977,76	0,02%	102,26
CEMAT	0,386	0,00%	37.904,40	0,01%	98,20
<b>CONTRATOS BILATERAIS</b>	<b>5.190,237</b>	<b>59,27%</b>	<b>340.124.629,12</b>	<b>51,34%</b>	<b>65,53</b>
<b>Com terceiros</b>					
PCA (PCH Rio Bonito)	4,840	0,06%	547.688,76	0,08%	113,16
FURNAS	210,240	2,40%	19.315.437,51	2,92%	91,87
CHESF (leilão - 4 anos)	367,920	4,20%	33.618.086,61	5,07%	91,37
CGH AREAS	2,101	0,02%	190.029,55	0,03%	90,45
GOIASA	37,901	0,43%	2.419.424,36	0,37%	63,84
ESPORA ENERGETICA	136,226	1,56%	11.715.436,00	1,77%	86,00
RIALMA STA EDWIGES 1	42,259	0,48%	5.732.066,47	0,87%	135,64
RIALMA STA EDWIGES 2	42,684	0,49%	5.789.714,03	0,87%	135,64
CCEAR 2005	3.205,970	36,61%	184.360.686,24	27,83%	57,51
CCEAR 2006	1.039,268	11,87%	69.977.315,28	10,56%	67,33
<b>Com partes relacionadas</b>					
Geração própria desverticalizada	100,828	1,15%	6.458.744,31	0,97%	64,06
<b>PERDAS TOLERADAS</b>					
<b>EXPOSIÇÃO</b>	<b>-483,777</b>	<b>-5,52%</b>	<b>(31.702.699,96)</b>	<b>-4,79%</b>	<b>65,53</b>
<b>TOTAL/MÉDIA</b>	<b>8.757,550</b>	<b>100,00%</b>	<b>662.494.598,84</b>	<b>100,00%</b>	<b>75,65</b>

**Tabela D-5** Compra de energia requerida pela Companhia Energética de Brasília – CEB (2004)

<b>VENDEDOR</b>	<b>Energia Comprada (GWh)</b>	<b>(%)</b>	<b>Despesa (R\$)</b>	<b>(%)</b>	<b>Preço (R\$/MWh)</b>
<b>ITAIPU</b>	<b>930,555</b>	<b>22,67%</b>	<b>92.368.326,33</b>	<b>27,21%</b>	<b>99,26</b>
<b>GERAÇÃO PRÓPRIA</b>	<b>138,644</b>	<b>3,38%</b>	-		-
<b>CONTRATOS INICIAIS</b>	<b>1.294,747</b>	<b>31,54%</b>	<b>101.993.993,00</b>	<b>30,04%</b>	<b>78,78</b>
FURNAS	1.294,747	31,54%	101.993.993,00	30,04%	78,78
<b>CONTRATOS BILATERAIS</b>	<b>1.249,959</b>	<b>30,45%</b>	<b>106.492.427,15</b>	<b>31,37%</b>	<b>85,20</b>
<b>Com terceiros</b>					
<b>Com partes relacionadas</b>					
CEB LAJEADO	884,759	21,55%	64.737.816,03		73,17
INVESTCO	8,766	0,21%	654.206,58		74,63
CORUMBA IV	356,434	8,68%	41.100.404,54		115,31
<b>PERDAS TOLERADAS</b>					
<b>EXPOSIÇÃO</b>	<b>490,881</b>	<b>11,96%</b>	<b>38.669.237,69</b>	<b>11,39%</b>	<b>78,78</b>
<b>TOTAL/MÉDIA</b>	<b>4.104,786</b>	<b>100,00%</b>	<b>339.523.984,170</b>	<b>100,00%</b>	<b>82,71</b>

# Livros Grátis

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

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

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

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)



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