

2 Formação de Preços no Mercado de Curto Prazo

O mercado de curto prazo, ou mercado *spot*, é o mecanismo que permite a compra e venda da energia não contratada entre os agentes. A remuneração nesse mercado se dá pelo preço *spot*¹, que é o custo de se atender a demanda incremental (MWh adicional) em cada período de negociação. Em países com despacho centralizado, caso do Brasil, o custo marginal da demanda é igual à variação do custo de operação do sistema que é necessária para atender esse incremento de demanda. Portanto, o preço *spot* é o resultado de uma política de operação que tenta minimizar o custo total esperado de operação do sistema.

Este capítulo apresenta o cálculo da política ótima de operação hidrotérmica utilizada na formação de preços no mercado de curto prazo. Será discutida também a volatilidade do preço *spot* e da receita no mercado de curto prazo.

2.1. Estratégia de Operação de Sistemas Hidrotérmicos

Os sistemas hidrotérmicos de geração são compostos de usinas termoelétricas e usinas hidrelétricas ligadas aos centros de carga, através de um sistema de transmissão, como ilustrado na Figura 2.1.



Figura 2.1 – Diagrama Esquemático de um Sistema Hidrotérmico

¹ No Brasil, o preço *spot* é chamado de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) sendo calculado em base semanal, para cada patamar de carga (leve, média e pesada) e para cada subsistema (sudeste, sul, nordeste e norte).

O planejamento da operação desse sistema tem como principal objetivo atender a demanda de energia, utilizando da melhor forma possível os recursos disponíveis. A otimização do uso desses recursos é obtida pela minimização dos custos totais esperados de operação. O custo de operação é composto pela soma do custo de combustível das unidades termoelétricas e das perdas econômicas por eventuais não atendimentos a demanda de energia (deficit de energia). A estratégia ótima deve gerenciar da melhor forma esses objetivos, recursos e restrições definindo metas de despacho hidrelétrico e termoelétrico, intercâmbio de energia entre regiões e cortes de carga, visando alcançar o mínimo custo total esperado para o horizonte de planejamento.

2.1.1.

Despacho Econômico e Custos de Oportunidade

Em sistemas puramente térmicos o problema de despacho econômico pode ser resolvido ordenando-se as unidades geradoras em função dos seus custos de operação, atendendo a demanda com as unidades de menor custo. Isso pode ser feito a cada período pois os problemas de minimização de custo são desacoplados no tempo [12].

No caso de sistemas hidrotérmicos, o problema se torna bastante complexo. Devido à incerteza hidrológica e pela existência de estoques limitados de energia hidrelétrica, sob a forma de água armazenada nos reservatórios do sistema, o problema de operação se torna estocástico e não-separável no tempo, pois introduz uma ligação entre a decisão operativa em um período qualquer e as conseqüências futuras dessa decisão [12].

Dessa forma, o operador do sistema deve calcular o custo de oportunidade da geração hidrelétrica, que deve levar em consideração a estocasticidade das afluências futuras. Por exemplo, se os reservatórios forem usados hoje (geração hidrelétrica), e ocorrer um período seco no futuro, pode ser necessário utilizar as fontes térmicas mais caras, ou até mesmo interromper o fornecimento de energia (custo de oportunidade elevado). Se, por outro lado, os níveis dos reservatórios se mantiverem altos pelo uso mais intenso de geração térmica, e a afluência aumentar no futuro, os reservatórios poderão verter, desperdiçando energia (custo de oportunidade baixo). Como ilustra a Figura 2.2, é necessário quantificar os

efeitos de todas as possíveis decisões, escolhendo a que, em média, leva aos melhores resultados.

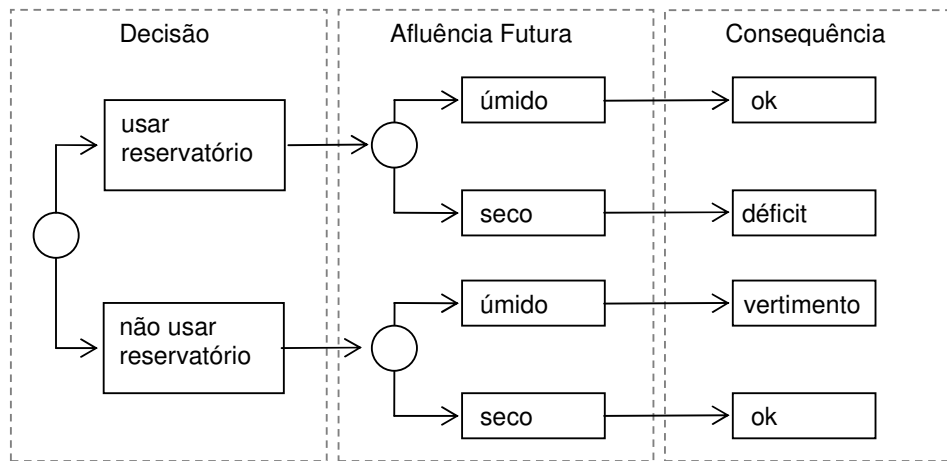


Figura 2.2 – Processo Decisório em Sistemas Hidrotérmicos

2.1.2. Custos Operacionais Imediatos e Futuros

O custo total de operação é composto pelo custo imediato, referente às decisões de despacho que são tomadas no presente, e pelo custo futuro, associado às decisões ótimas que serão tomadas no futuro. Devido ao acoplamento temporal do problema de despacho hidrotérmico, a decisão hoje é influenciada pelas decisões futuras. Para ilustrar o processo de minimização do custo total, suponha duas hipóteses de decisão operativa em determinado período: (i) demanda é suprida com energia hidrelétrica utilizando toda a água estocada nos reservatórios e (ii) poupa-se a água estocada, atendendo a demanda com usinas termoelétricas. Na primeira hipótese os reservatórios terminam vazios e o custo operativo é nulo (não há compra de combustível). Na segunda, o volume dos reservatórios permanece perto da capacidade máxima e o custo operativo é elevado, devido à compra de combustíveis para geração termoelétrica. O custo imediato de cada uma dessas hipóteses pode ser representado em função do nível de armazenamento final, como ilustrado na Figura 2.3.



Figura 2.3 – Função de Custo Imediato

No período seguinte, os custos operativos relacionados à decisão da primeira hipótese (utilização total dos reservatórios) serão elevados, tendo-se a perspectiva de gastar combustível para atender a demanda. Portanto, o custo futuro dessa decisão será elevado. A segunda hipótese, em contrapartida, tem um custo futuro menor, já que a água armazenada nos reservatórios pode ser utilizada para reduzir futuros gastos com combustível na geração térmica. A Figura 2.4 mostra o comportamento do custo futuro em função do armazenamento final.



Figura 2.4 – Função de Custo Futuro

O custo total de operação, dado pela soma dos custos imediato e futuro, tem seu valor mínimo no ponto (nível de armazenamento) onde a sua derivada é nula, ou seja, onde as derivadas das funções de custo imediato e custo futuro se anulam, como ilustrado na Figura 2.5. Portanto, a estratégia ótima de operação consiste em utilizar os recursos hidrotérmicos disponíveis tendo como meta o nível de armazenamento que minimiza o custo total de operação.

$$\text{Custo Total} = \text{Custo Imediato} + \text{Custo Futuro}$$

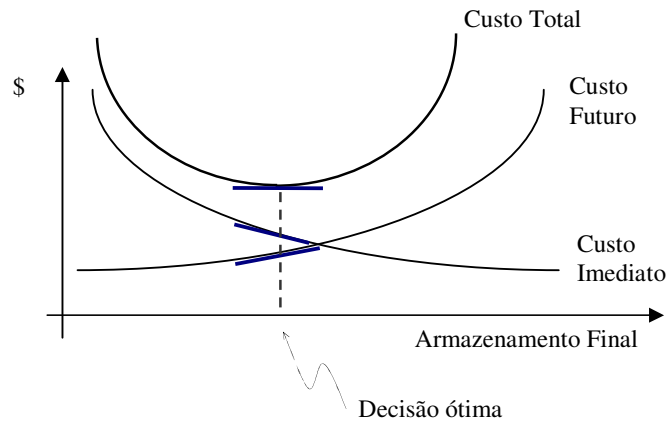


Figura 2.5 – Despacho Ótimo

A derivada da função de custo futuro em relação ao volume armazenado é conhecida como Valor da Água. Portanto, o despacho que conduz ao menor custo total é obtido ao se equilibrar a geração hidráulica e térmica de forma a igualar o Valor da Água ao custo de geração da térmica mais cara que estiver sendo acionada.

2.1.3. Cálculo da Função de Custo Futuro

A Função de Custo Futuro (FCF) pode ser calculada através de um método conhecido como Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) [26][27][30][31]. O método permite construir a FCF utilizando um número reduzido de estados de armazenamento, através do cálculo do custo futuro e da taxa de variação do custo futuro (derivada) em cada um desses estados.

Antes de proceder à construção da FCF é necessário saber o comportamento estatístico das afluências, ou seja, é preciso realizar previsões das afluências que serão utilizadas para o cálculo do custo futuro. Usualmente, as afluências são modeladas por processos auto-regressivos, multivariados, periódicos de ordem p . Isso significa que as afluências dependem de outras que ocorreram em até p meses anteriores. O caráter periódico está ligado à sazonalidade do regime hidrológico. Assim, para cada mês, pode haver um valor diferente para o parâmetro p . Em geral, afluências nos meses iniciais do período chuvoso dependem de um, ou no

máximo, dois meses anteriores. Afluências em meses iniciais do período seco, por sua vez, dependem do que ocorreu em vários meses do período úmido imediatamente anterior.

Conhecendo-se o modelo estocástico das afluências, diversas trajetórias podem ser sorteadas e simuladas, permitindo calcular o custo futuro para cada etapa e para cada estado do sistema (nível de armazenamento do reservatório). Os estados são escolhidos de acordo com as trajetórias sorteadas. Um dos enfoques que podem ser usados para a simulação operativa é conhecido como enfoque árvore, ilustrado na Figura 2.6.

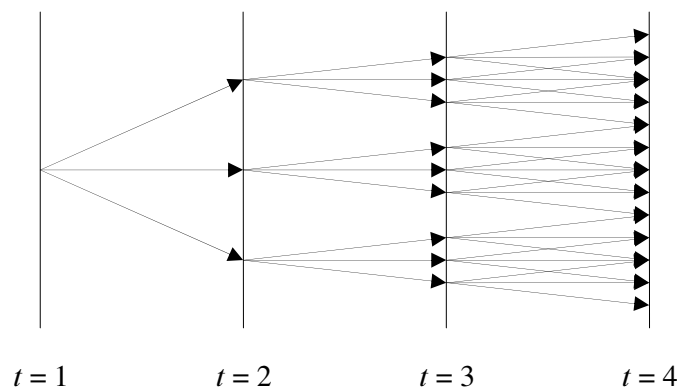


Figura 2.6 – Enfoque Árvore

No enfoque árvore, cada hipótese de afluência se ramifica, sucessivamente, em cada etapa. Os estados escolhidos são justamente os níveis de armazenamento atingidos em cada um dos cenários (chamada simulação *forward*). Nos estados que foram atingidos, em cada etapa, é então calculado o custo futuro, em um processo que parte do final do horizonte e chega ao seu início, no sentido inverso do tempo (simulação *backward*). No enfoque árvore, existe uma FCF para cada etapa e para cada hipótese de afluência da etapa anterior. As funções de custo futuro são construídas através de um processo iterativo (simulações *forward/backward*), descrito a seguir:

- a) Primeira simulação *forward*: Antes de se iniciar a primeira simulação *forward* (definição dos estados), o custo futuro estimado é nulo, pois não se tem informação alguma do futuro. Portanto, o resultado da otimização é muito ruim (custo de operação muito alto).

- b) Primeira simulação *backward*: em cada um dos estados atingidos na simulação *forward*, é calculado o custo futuro esperado e a sua derivada, através do cálculo da média dos custos futuros e média das derivadas fornecidas por cada uma das hipóteses de afluência partindo de cada estado (três hipóteses, no exemplo ilustrado na Figura 2.7).

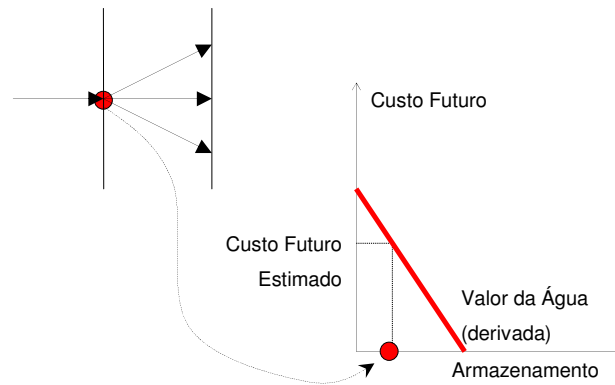


Figura 2.7 – Cálculo da Função de Custo Futuro (Primeira Iteração)

- c) Segunda simulação *forward*: já tendo algum conhecimento do custo futuro, a segunda otimização, com as mesmas hipóteses de afluência, toma melhores decisões, atingindo estados diferentes daqueles obtidos na primeira simulação *forward*.
- d) Segunda simulação *backward*: o custo futuro e sua derivada são novamente calculados, para cada novo estado atingido por cada uma das hipóteses de afluência, como ilustrado na Figura 2.8. Cada reta acrescentada à FCF é chamada Corte de Benders.

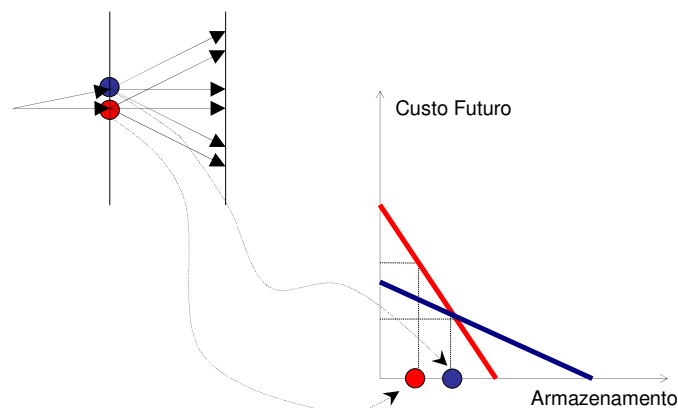


Figura 2.8 – Cálculo da Função de Custo Futuro (Segunda Iteração)

- e) Convergência do processo iterativo: a cada iteração (simulações *forward/backward*) a FCF fica melhor representada, pelo acréscimo de um novo Corte de Benders. O critério de parada desse processo iterativo é feito através da comparação do custo futuro estimado a partir do início do horizonte com o custo médio simulado ao final do horizonte. Como as mesmas afluições são utilizadas nas simulações *forward* e *backward*, espera-se um custo futuro estimado igual² ao custo médio simulado.

2.1.4.

Formulação do Problema de Despacho Hidrotérmico

O problema de minimização do custo total de operação em cada etapa t pode ser formulado, de forma simplificada³, como:

a) Função Objetivo

$$z_t = \min \sum_{j=1}^J c_j g_{tj} + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \quad (2.1)$$

O objetivo é minimizar a soma dos custos imediato e futuro. O custo imediato em 2.1 é dado pelos custos operacionais térmicos na etapa t , $\sum_{j=1}^J c_j g_{tj}$. O custo futuro é representado pela função $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$, onde v_{t+1} é o vetor dos níveis de armazenamento do reservatório ao final da etapa t (início da etapa $t+1$).

b) Balanço Hídrico

² No modelo DECOMP, desenvolvido pelo CEPEL e utilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) no cálculo do PLD, a tolerância para a igualdade entre o custo médio simulado e o custo futuro estimado é da ordem de 0,001%.

³ A simplificação está relacionada à independência da FCF em relação à afluição. Como no enfoque árvore é construída uma FCF para cada estágio e estado de armazenamento, esta FCF não depende da afluição anterior, ao contrário do enfoque pente PEREIRA, M.V.; PINTO, L.M. **Multi-Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning**. Mathematical Programming, v.52, p.359-375, 1991.[26][27].

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) + \sum_{m \in U(i)} [u_t(m) + s_t(m)] \quad (2.2)$$

para $i = 1, 2, \dots, I$

onde:

i = índice das hidrelétricas (I número de hidrelétricas);

$v_{t+1}(i)$ = volume armazenado na usina i ao final do estágio t (variável de decisão);

$v_t(i)$ = volume armazenado na usina i no início do estágio t (valor conhecido);

$a_t(i)$ = afluência lateral que chega na usina i na etapa t (valor conhecido);

$u_t(i)$ = volume turbinado durante a etapa t (variável de decisão);

$s_t(i)$ = volume vertido na usina i durante a etapa t (variável de decisão);

$m \in U(i)$ = conjunto de usinas imediatamente a montante da usina i .

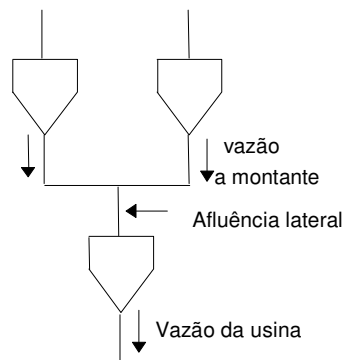


Figura 2.9 – Balanço Hídrico do Reservatório

Como ilustrado na Figura 2.9, a equação de balanço hídrico relaciona o armazenamento e os volumes de entrada e saída do reservatório: o volume final no estágio t (início do estágio $t+1$) é igual ao volume inicial menos os volumes de saída (turbinamento e vertimento) mais os volumes de entrada (afluência lateral mais os volumes de saída das usinas a montante).

c) Limites de Armazenamento e Turbinamento

$$v_t(i) \leq \bar{v}(t) \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, I \quad (2.3a)$$

$$u_i(t) \leq \bar{u}(t) \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, I \quad (2.3b)$$

onde $\bar{v}(t)$ e $\bar{u}(t)$ são respectivamente o armazenamento máximo e a capacidade das turbinas.

d) Limites de Geração Térmica

$$g_{ij} \leq \bar{g}_j \quad \text{para } j = 1, 2, \dots, J \quad (2.4)$$

onde g_{ij} é a produção de energia elétrica na etapa t , da usina j , e \bar{g}_j é a capacidade de geração da usina térmica j .

e) Atendimento à Demanda

$$\sum_{i=1}^I \rho(i) u_t(i) + \sum_{j=1}^J g_{ij} = d_t \quad (2.5)$$

onde $\rho(i)$ é o coeficiente de produção da usina i (MWh/hm³).

f) Função de Custo Futuro

$$\alpha_{t+1}(v_{t+1}) \geq \alpha_{t+1}(v_{a,k}) + (v_{t+1} - v_{a,k}) \times \frac{d\alpha_{t+1}(v_{a,k})}{dv}, \quad k = 1, 2, \dots, K \quad (2.6)$$

onde os subscritos a e k da variável v indicam a hipótese de afluência e o Corte de Benders associado à iteração k , respectivamente.

2.1.5.

Solução do Problema e Custos Marginais de Operação

Definida a FCF, o problema (2.1) – (2.6) pode ser resolvido por um algoritmo de programação linear. O preço *spot*, definido como o custo de se atender a um incremento unitário da demanda, é obtido pela derivada $\partial z / \partial d$, ou seja, é o multiplicador (variável dual) associado à restrição de atendimento à demanda (2.5). O valor da água de cada hidrelétrica, por sua vez, é o multiplicador associado à equação de balanço hídrico (2.2).

Suponha um parque gerador composto de três termoelétricas e uma hidrelétrica, cujas características estão especificadas na Tabela 2.1 e Tabela 2.2 respectivamente.

Tabela 2.1 – Características das Termoelétricas

Nome	Cap. (MW)	Custo oper. (\$/MWh)
T ₁	10	8
T ₂	5	12
T ₃	20	15

Tabela 2.2 – Características da Hidrelétrica

Nome	Cap. (MW)	Coef. Prod. (MWh/m ³)
H ₁	15	2

Suponha também que a FCF do sistema, $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$, seja dada pela expressão linear $-28v_{t+1} + 4000$, ilustrado na Figura 2.10.

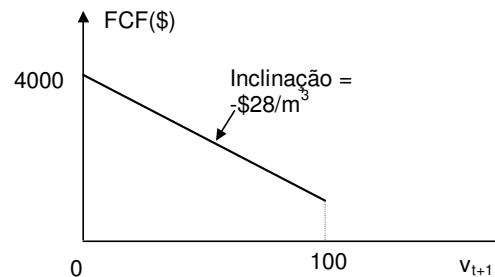


Figura 2.10 – Função de Custo Futuro do Sistema

A FCF de custo futuro informa ao operador do sistema que o custo de oportunidade futuro de 1m³ de água é R\$28. Portanto, só vale a pena utilizar esta água hoje se o benefício imediato (redução do custo operativo) exceder esse valor. Como este m³ pode ser utilizado para produzir $\rho \times 1 = 2$ MWh agora, conclui-se que só vale a pena utilizar a hidrelétrica se as alternativas térmicas custarem mais de $28/2 = 14$ R\$/MWh. Em suma, a energia hidrelétrica é, por um lado, mais “cara” que as térmicas T₁ e T₂, que custam respectivamente 8 e 12 R\$/MWh; e, por outro, mais “barata” que a térmica T₃, que custa 15 R\$/MWh.

A ordem de acionamento dos geradores no despacho econômico hidrotérmico seria, portanto, (T_1, T_2, H_1, T_3) . Por exemplo, o despacho de mínimo custo para atender uma demanda de 20 MWh, em uma etapa de uma hora, implicaria as produções de energia ilustradas na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Despacho Ótimo do Sistema

Unidade	Custo (\$/MWh)	Ger. (MWh)
T_1	8	10
T_2	12	5
H_1	14	5
T_3	15	0
total		20

O preço *spot* do sistema, como sempre, reflete o custo da usina marginal, que no caso é a usina hidrelétrica. Portanto, o preço *spot* do sistema é o custo de oportunidade da hidrelétrica, 14 R\$/MWh. Esse é o preço usado para calcular a remuneração dos geradores e pagamentos da demanda no mercado de curto prazo, discutidos a seguir.

2.2. Volatilidade da Receita no Mercado Spot

Cada gerador j recebe do mercado de curto prazo, também conhecido no Brasil como Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), um montante (em R\$) correspondente ao produto do preço spot π (em R\$/MWh) por sua produção de energia no despacho econômico, g_j (em MWh). Por sua vez, a demanda d desembolsa no CCEE um montante (em R\$) dado por $\pi \times d$. Como a produção total de energia é igual à demanda e há um único preço de compra e venda de energia, conclui-se imediatamente que o balanço financeiro no CCEE sempre “fecha”, isto é, o montante pago pela demanda é igual ao recebido pelos geradores. A receita líquida de cada gerador é dada por $R_j = (\pi - c_j)g_j$, onde c_j é o custo variável de geração do empreendimento (c_j de usinas hidrelétricas é nulo). É importante observar que se $\pi < c_j$ a usina j não é despachada, ou seja, a receita líquida no mercado de curto prazo é nula.

A receita no mercado *spot* é extremamente volátil. A volatilidade do preço *spot* implica em longos períodos durante os quais a termelétrica não é despachada e, por conseguinte, longos períodos com receita nula. Entretanto, durante os períodos de hidrologia desfavorável, o gerador térmico pode receber pela sua energia preços extremamente elevados. A Figura 2.11 mostra o histórico do preço *spot*, na região sudeste, no período de jan/2005 a dez/2007.

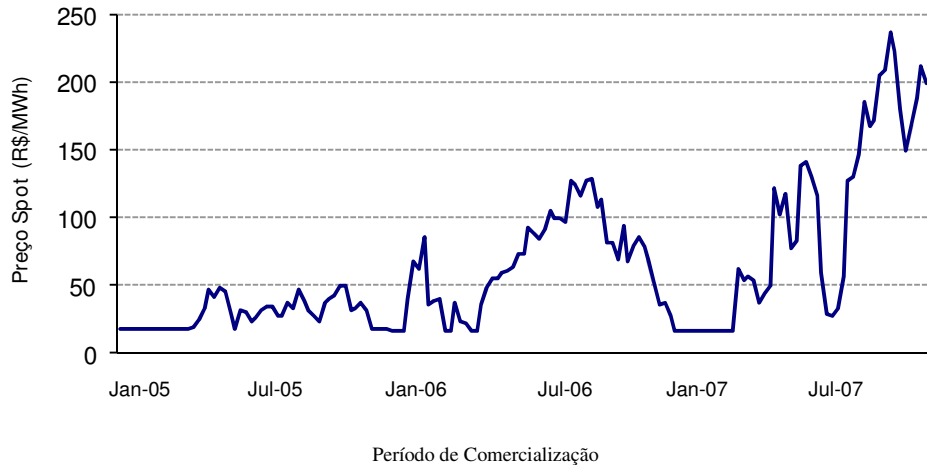


Figura 2.11 – Histórico do Preço *Spot* no Sudeste – Patamar de Carga Média

A análise estatística da série de afluições mostra uma grande variabilidade nas possíveis trajetórias do preço *spot*. A Figura 2.12 mostra a distribuição do preço *spot*, no mês de dez/2007, resultante da simulação de um modelo de despacho hidrotérmico.

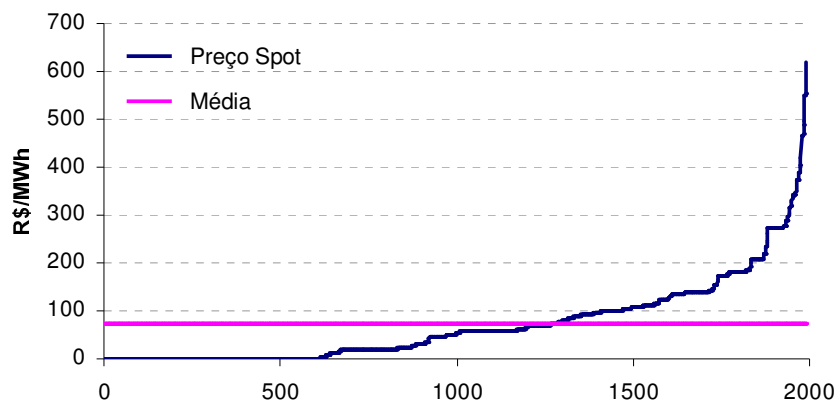


Figura 2.12 – Distribuição do Preço *Spot* (Dez/2007)

A razão da volatilidade do preço *spot* no sistema elétrico brasileiro é a predominância de usinas hidrelétricas. Como o sistema é projetado para garantir o atendimento à carga sob circunstâncias hidrológicas adversas, que não ocorrem com frequência, na maior parte do tempo formam-se excedentes de energia (conhecidos como “energia secundária”), que implicam em um preço *spot* muito baixo. Por outro lado, nos períodos de seca, o preço *spot* pode subir abruptamente, chegando a alcançar o custo de racionamento do sistema. Devido à capacidade de armazenamento dos reservatórios, esses períodos de baixo custo não apenas ocorrem com frequência, mas podem se estender por muito tempo, sendo intercalados por períodos de custo muito elevado em decorrência das secas.

Como consequência da volatilidade do preço *spot*, o investimento em geração para venda no mercado de curto prazo torna-se bastante arriscado. A volatilidade no fluxo de caixa pode inviabilizar o projeto ou aumentar substancialmente as operações de financiamento junto a bancos e instituições financeiras.