

2 FORMAÇÃO DE PREÇOS NO MERCADO DE CURTO PRAZO

Este capítulo discute como é calculado o despacho econômico em sistemas centralizados e como se calcula o preço da energia no curto prazo (“*spot*”). Será discutida também a volatilidade do preço *spot* nos mercados hidrotérmicos – caso do Brasil, o que resulta em uma receita incerta para o gerador termelétrico que não está contratado. As informações aqui contidas, com algumas modificações, foram extraídas da referência [25].

2.1 Sistemas Puramente Térmicos

2.1.1 Despacho Econômico

Nos países onde se adota o despacho centralizado, caso do Brasil, um Operador Independente do Sistema determina, a cada estágio, a produção de energia de cada usina geradora. O objetivo é atender a demanda de energia do estágio ao menor custo, o chamado despacho econômico. Em sistemas puramente térmicos, o despacho econômico, em sua versão mais simples, é formulado da seguinte maneira:

$$z = \text{Min} \sum_{j=1}^J c_j g_j \quad \text{Multiplicador} \quad (2-1)$$

Sujeito a:

$$\sum_{j=1}^J g_j = d \quad \pi_d \quad (a)$$

$$g \leq \bar{g} \quad (b)$$

onde z , c_j , d , g_j e \bar{g} representam respectivamente o custo total de operação (valor a minimizar, em R\$); o custo variável de operação de cada gerador j (em R\$/MWh); a demanda do sistema (em MWh), a produção de energia elétrica (variável de

decisão, em MWh) e a capacidades de geração de cada gerador j (também em MWh).

As restrições (2-1) (a) e (2-1) (b) representam respectivamente o atendimento da carga e os limites da capacidade de geração.

2.1.2 Solução do despacho econômico

O modelo de despacho (2-1) é um problema de programação linear (PL), que neste caso simplificado pode ser resolvido por inspeção, acionando os geradores em ordem crescente de custo variável, até que a geração total iguale a demanda. No caso mais geral, onde se representa, por exemplo, a rede de transmissão, o PL pode ser resolvido por sistemas comerciais (XPRESS, CPLEX, OSL, etc).

2.1.3 Preço spot

O preço spot é, por definição, o custo de se atender a um incremento da demanda, ou seja, é a variação do custo de operação do sistema quando há um incremento de 1 MWh na demanda, dado pela derivada $\partial z/\partial d$ do problema (2-1). Da teoria de programação linear, sabe-se que esta derivada é dada pela variável dual, π_d , associada à restrição de atendimento à demanda (2-1) (a) [9].

Neste caso simplificado, o valor de π_d também pode ser obtido por inspeção. Como um aumento da demanda seria atendido pelo aumento da geração do último gerador acionado na ordem econômica de despacho, conhecido como gerador marginal. Conclui-se, portanto, que $\pi_d = c_j^*$, onde “*” identifica este último gerador.

2.1.4 Venda no mercado de curto prazo e renda líquida

Cada gerador j recebe do mercado de curto prazo, também conhecido no Brasil como Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), um montante (R\$) correspondente ao produto do preço spot π_d (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 (R\$) dado por $\pi_d d$. 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.

Finalmente, a receita líquida de cada gerador pela venda de energia no CCEE é dada por $R_j = (\pi_d - c_j)g_j$

2.1.5 Exemplo

Os conceitos acima serão ilustrados para um parque gerador composto de três termelétricas, cujas características – capacidade instalada e custo operacional variável – estão especificadas na Tabela 2-1.

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

Tabela 2-1 – Características das Termelétricas

O despacho de mínimo custo para atender uma demanda de 20 MWh em uma etapa de uma hora é:

$$G_1 = 10$$

$$G_2 = 5$$

$$G_3 = 5$$

O preço spot do sistema é \$15/MWh, que corresponde ao custo operacional da termelétrica marginal, G3. A renda líquida de cada gerador é:

$$RL_1 = (\pi_d - c_1) \times g_1 = (15 - 8) \times 10 = 70$$

$$RL_2 = (15 - 10) \times 5 = 25$$

$$RL_3 = (15 - 15) \times 5 = 0$$

2.2 Sistemas Hidrotérmicos

2.2.1 Custos de oportunidade

À primeira vista, as usinas hidrelétricas seriam sempre as primeiras a serem acionadas no despacho econômico, pois seu custo variável de operação é muito pequeno⁴. Entretanto, o operador do sistema pode optar entre utilizar a água armazenada nos reservatórios para gerar hoje, ou deixá-la armazenada para uso futuro. Esta decisão depende do *custo de oportunidade* da geração hidrelétrica. Suponha, por exemplo, que o preço spot de hoje é 15 R\$/MWh. Isto significa que 1 MWh de geração hidrelétrica hoje “deslocará” 1 MWh do gerador marginal, economizando portanto R\$ 15. Suponha, entretanto, que o preço spot previsto para a próxima semana é maior, por exemplo, 20 R\$/MWh. Neste caso, vale a pena usar a água no futuro, pois haverá uma economia maior. Isto significa que o custo de oportunidade da geração hidrelétrica é 20 R\$/MWh. Para o despacho econômico, este custo de oportunidade tem todas as características de um custo “real”: por exemplo, seria preferível atender um aumento de demanda hoje com o gerador marginal a 15 R\$/MWh, do que acionar a hidrelétrica.

2.2.2 Árvore de decisões

O cálculo do custo de oportunidade da geração hidrelétrica é bastante complexo devido à incerteza das afluências futuras. Por exemplo, se a energia hidrelétrica for utilizada hoje, e ocorrer uma seca amanhã, pode ser necessário usar geração térmica mais cara no futuro, ou até mesmo interromper o fornecimento de energia elétrica (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 2-1, é necessário resolver uma “árvore de decisão” e quantificar os efeitos de todas as possíveis decisões, escolhendo a que, em média, leva aos melhores resultados.

⁴ O custo variável direto de usina hidrelétrica é, basicamente, a soma do custo variável de O&M da usina, mais as taxas ambientais.

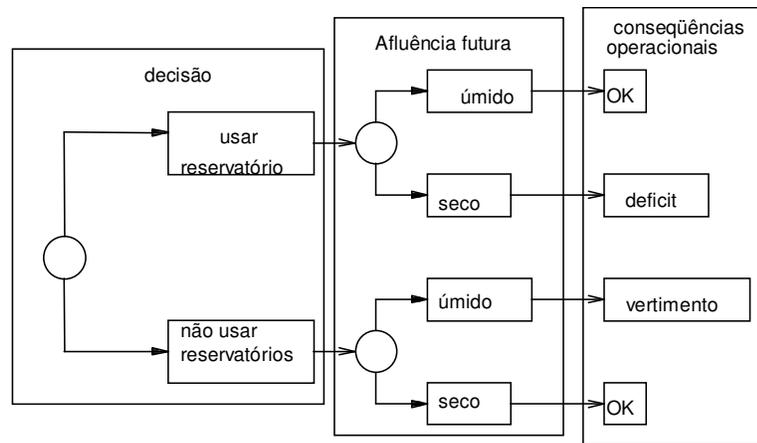


Figura 2-1 – Processo Decisório em Sistemas Hidrotérmicos

2.2.3 Custos Operacionais Imediatos e Futuros

Na prática, a busca pela melhor decisão operativa é baseada na composição dos custos operacionais *imediato* e *futuro*, como ilustrado na Figura 2-2.

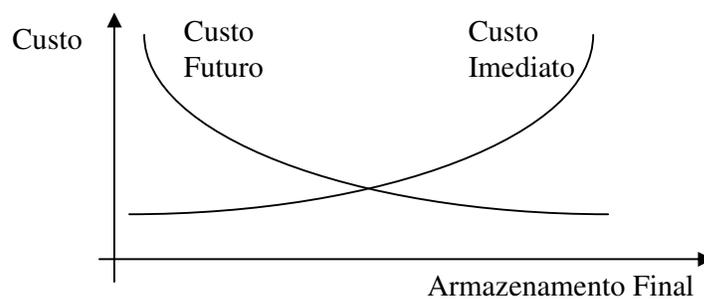


Figura 2-2 – Custos (\$) Imediatos e Futuros contra Armazenamento Final (Hm^3)

A função de custo imediato – FCI – está relacionada aos custos de geração térmica no estágio t . À medida que o armazenamento final aumenta, um menor volume de água estará disponível para produção de energia nesta etapa. Como resultado, há necessidade de maior geração térmica para atender a demanda, e o custo imediato sobe. Por sua vez, a função de custo futuro – FCF – está associada às despesas esperadas de geração térmica da etapa $t + 1$ até o final do período de planejamento. Podemos observar que a FCF diminui com o armazenamento final, à medida que um maior volume de água é disponibilizado para uso futuro.

A FCF é calculada simulando-se a operação do sistema no futuro para diferentes níveis de armazenamento inicial e calculando-se os custos operacionais. O horizonte de simulação depende da capacidade de armazenamento do sistema. Se a capacidade for relativamente pequena, como nos sistemas espanhol e norueguês, o impacto de uma decisão é diluído em vários meses. Se a capacidade for significativa, como no sistema brasileiro, o horizonte de simulação pode chegar a cinco anos.

Como visto, esta simulação torna-se mais complexa pela variabilidade da vazão afluente aos reservatórios, cujos níveis flutuam sazonalmente, regionalmente e de ano para ano. Como consequência, o cálculo da FCF deve ser feito de maneira *probabilística*, isto é, utilizando um grande número de cenários hidrológicos, como mostra a Figura 2-3.

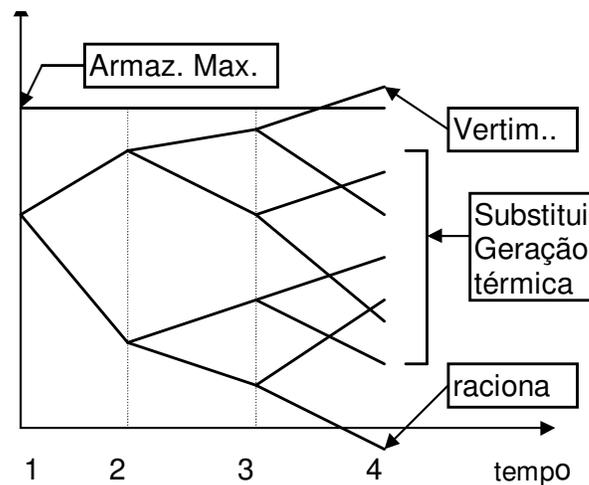


Figura 2-3 – Cálculo da FCF

2.2.4 Valor da água

O uso ótimo da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos imediato e futuro. Como mostra a Figura 2.4, este também é o ponto em que as derivadas de ICF e FCF se igualam em módulo. Estas derivadas são conhecidas como *valores da água*.

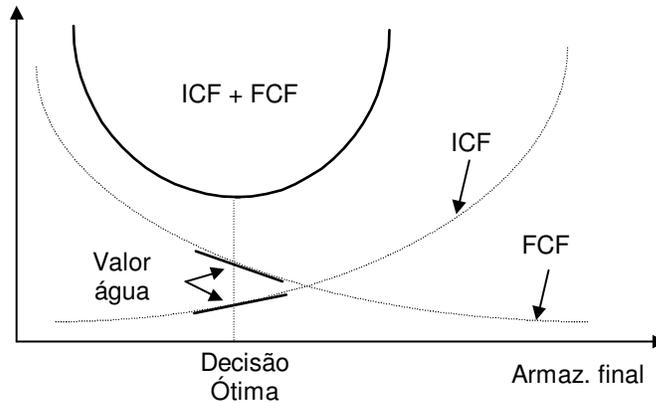


Figura 2-4 – Despacho Ótimo.

2.2.5 Formulação do Despacho Hidrotérmico para uma Etapa

Apresenta-se, a seguir, a formulação do despacho hidrotérmico para um determinado estágio t , supondo que foi calculada a função de custo futuro (o cálculo desta FCF será discutido mais adiante).

- a) Função Objetivo** – Como visto, o objetivo é minimizar a soma dos custos imediato e futuro:

$$z_t = \text{Min} \sum_{j=1}^J c_j g_{ij} + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \quad (2-2)$$

O custo imediato em (2-2) é dado pelos custos operacionais térmicos na etapa t , $\sum c_j g_{ij}$. Por sua vez, 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 $t+1$). As restrições operacionais nesta etapa são discutidas a seguir.

b) Balanço Hídrico – Como ilustrado na Figura 2-5, 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).

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) + \sum_{m \in U(i)} [u_t(m) + s_t(m)] \quad (2-3)$$

para $i = 1, \dots, I$

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

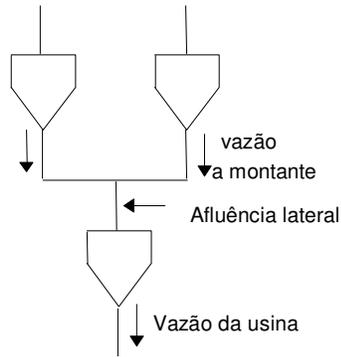


Figura 2-5 – Balanço hídrico do reservatório

c) Limites de Armazenamento e Turbinamento

$$v_t(i) \leq \bar{v}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (2-4)$$

$$u_t(i) \leq \bar{u}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (2-5)$$

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

d) Limites de Geração Térmica

São os mesmos do despacho térmico, vistos no início deste capítulo.

$$g_{tj} \leq \bar{g}_j \quad \text{para } j = 1, \dots, J \quad (2-6)$$

e) Atendimento à Demanda

$$\sum_{i=1}^I \rho(i) u_t(i) + \sum_{j=1}^J g_{tj} = d_t \quad (2-7)$$

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

2.2.6 Solução do Problema e Custos Marginais

O problema (2-2)-(2-7) é em geral resolvido por um algoritmo de programação linear (PL). Assim como no caso térmico, o preço spot é o multiplicador associado à equação de atendimento da demanda (2.9). Por sua vez, o valor da água de cada hidrelétrica é o multiplicador associado à equação de balanço hídrico (2-3).

2.2.7 Exemplo

Suponha que ao sistema térmico do exemplo anterior (ver seção 2.1.5) foi adicionada uma hidrelétrica, cujas características são especificadas na Tabela 2-12.

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

Tabela 2-2 – Características da Hidrelétrica

Suponha também que a FCF da hidrelétrica, $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$, é dada pela expressão linear $-28v_{t+1} + 4000$, ilustrado na Figura 2-6.

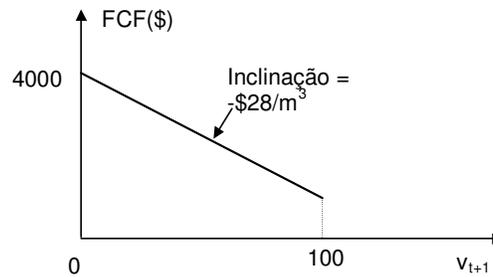


Figura 2-6 – Função de Custo Futuro.

Como visto, a FCF informa ao operador que o custo de oportunidade futuro de 1 m^3 de água é R\$ 28. Portanto, só vale a pena utilizar esta água hoje se o benefício imediato (redução de custo operativo) exceder este valor. Como este m^3 pode ser utilizado para produzir $\rho \times 1 = 2 \text{ MWh}$ agora, conclui-se que só vale a pena utilizar a hidrelétrica se as alternativas térmicas custarem mais de $28/2 = 14 \text{ R\$/MWh}$. Em outras palavras, a energia hidrelétrica é, por um lado, mais “cara” que as térmicas 1 e 2, que custam respectivamente 8 e 12 R\$/MWh; e, por outro, mais “barata” que a térmica 3, 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) , e a produção de energia resultante, como mostrado na Tabela 2-3:

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

Tabela 2-3 – Despacho Ótimo – Sistema Hidrotérmico.

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. Este preço spot é usado de maneira idêntica ao apresentado no exemplo térmico para calcular a remuneração dos geradores e pagamentos da demanda no CCEE:

- b) iniciar no *último* estágio, T, e resolver o problema de despacho de um estágio supondo que o armazenamento inicial corresponde ao primeiro nível selecionado no passo (a) - por exemplo, 100%. Dado que se está no último estágio, supõe-se que a FCF é igual a zero. Resolva o problema de despacho para cada um dos N cenários de vazões para o estágio. O esquema está ilustrado na Figura 2-8.

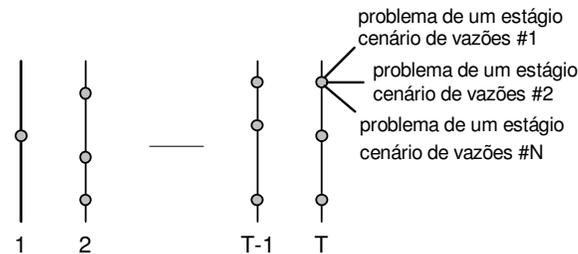


Figura 2-8 – Cálculo da Decisão Ótima por Cenário - Último Estágio

- c) Calcular o valor esperado do custo operativo associado ao nível 100% como a média dos custos dos N subproblemas de um estágio. Com isto se obtém o primeiro ponto da FCF para o estágio T-1, i.e. $\alpha_T(v_T)$. Observe que a *tangente* da FCF em torno deste ponto corresponde ao valor da água esperado (como mencionado no item 2.2.4, o valor da água é obtido do multiplicador simplex da equação de balanço hídrico). O procedimento está ilustrado na Figura 2-9.

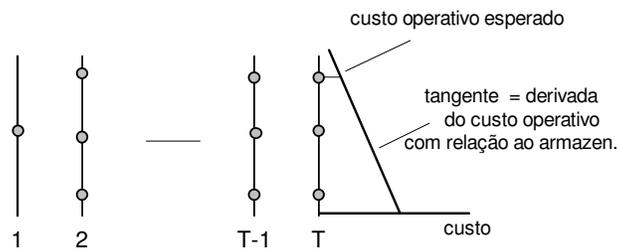


Figura 2-9 – Cálculo do primeiro segmento da FCF

- d) Repetir o cálculo do custo operativo e das tangentes da superfície de custo futuro para cada estado de armazenamento no estágio T. O resultado final é uma superfície linear por partes, que representa a FCF $\alpha_T(v_T)$ para o estágio T-1, como mostrado na Figura 2-10.

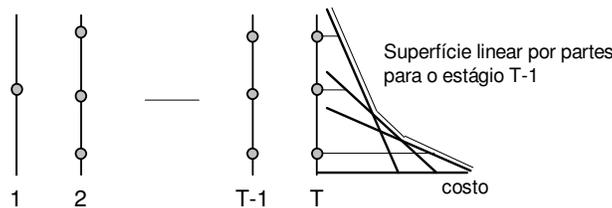


Figura 2-10 – FCF Linear por partes para o Estágio T-1

- a) Repetir o processo para todos os estados de armazenamento selecionados nos estágios T-1, T-2 etc. como mostrado na Figura 2-11. Observe que o objetivo agora é minimizar o custo operativo imediato no estágio T-1 mais o custo futuro esperado, dado pela função linear por partes calculada no passo anterior.

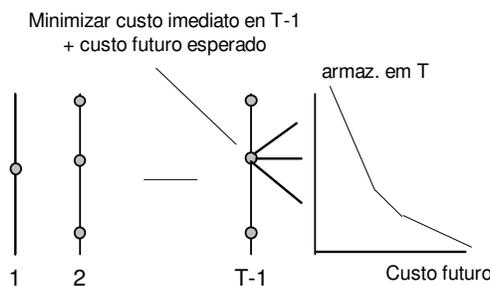


Figura 2-11 – Cálculo do custo operativo para o estágio T-1 e FCF para T-2.

O resultado final do esquema PDE (a)-(e) é um conjunto de FCFs $\{\alpha_{t+1}(v_{t+1})\}$ para todos os estágios $t = 1, \dots, T$. Observe que o cálculo desta função requer a representação da operação conjunta do sistema, com o conhecimento completo dos estados de armazenamento de todas as usinas do sistema. Em outras palavras, o valor da água de uma usina hidrelétrica é uma função não-separável do estado das demais usinas do sistema.

2.4 Volatilidade de preços spot e os sinais para a expansão

Em sistemas hidrotérmicos os preços spot $\{\pi_{dts}\}$ apresentam flutuações, ou volatilidade, tanto ao longo do tempo, para um mesmo cenário s , como ao longo dos cenários, para um mesmo estágio t .

Como exemplo de flutuações ao longo do tempo, a Figura 2-12 mostra o preço “spot” no sistema SE/CO brasileiro de janeiro de 2000 a novembro de 2005 (em R\$/MWh).

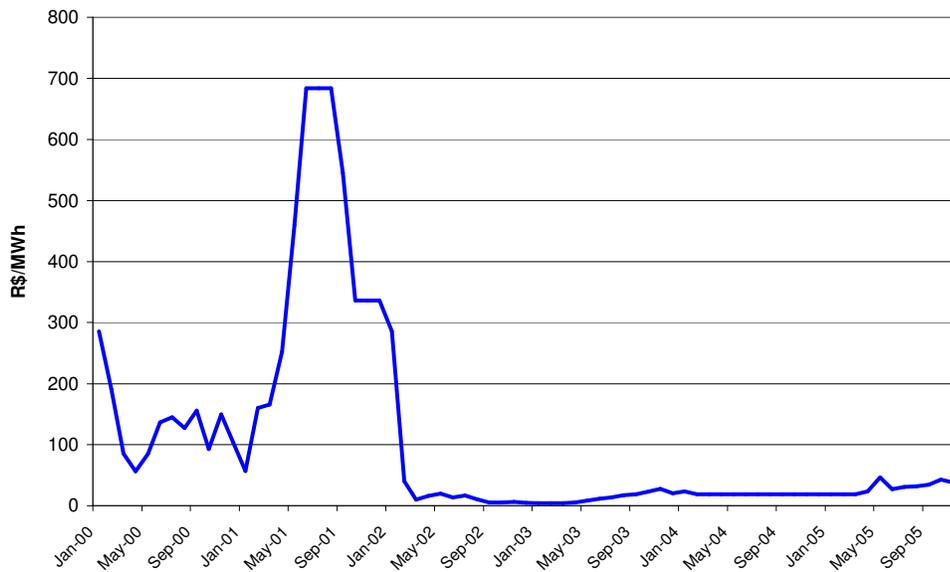


Figura 2-12 – Sistema SE/CO – Custo marginal de curto prazo

Observa-se na figura que o preço “spot” do sistema estava próximo de zero em 46 dos 71 meses observados. Também se pode notar que houve um período de um ano (fev/01 a jan/02) onde os preços se mantiveram muito altos.

Como exemplo de flutuações ao longo dos cenários, a Figura 2-13 mostra a distribuição de frequência prevista do preço “spot” no sistema SE/CO brasileiro, calculadas por um modelo de despacho hidrotérmico (em R\$/MWh). Em 93% dos cenários os preços estão abaixo da média. Contudo, existe 5% de probabilidade dos preços serem maiores que 260 R\$/MWh.

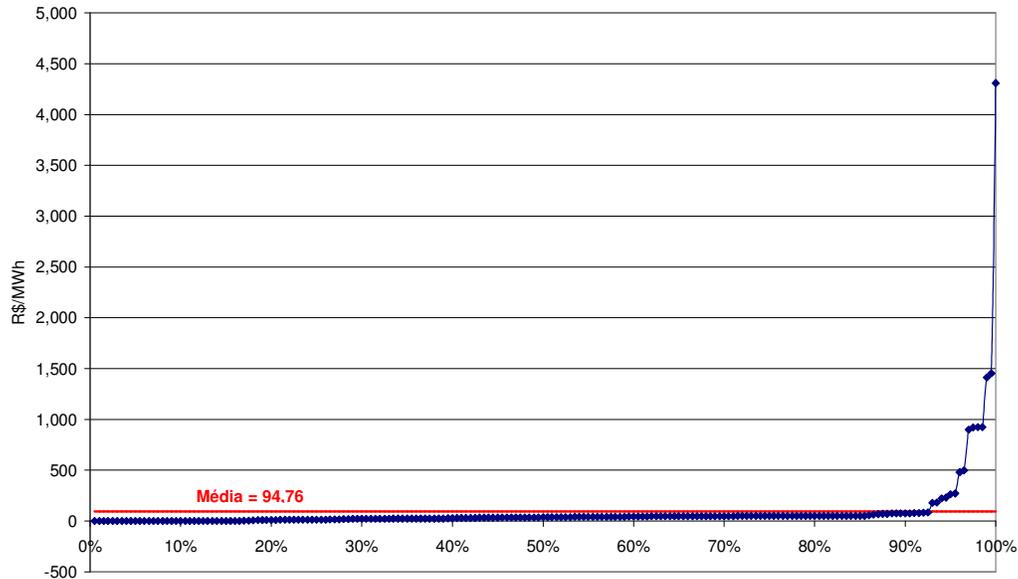


Figura 2-13 – Distribuição do Preço “spot” (R\$/MWh)

A razão para a volatilidade é que os sistemas hidrelétricos são projetados para garantir o atendimento da carga sob circunstâncias hidrológicas adversas, que não ocorrem com frequência. Como resultado na maior parte do tempo formam-se excedentes temporários de energia (conhecidos como “energia secundária”), o que implica em um preço “spot” muito baixo. Por outro lado, se houver um período de seca, o preço “spot” pode subir abruptamente, chegando a alcançar o custo de racionamento do sistema.

Devido à capacidade de armazenamento do reservatório, estes períodos de baixo custo não apenas ocorrem com frequência, mas podem estender-se por muito tempo, sendo intercalados por períodos de custo muito elevado em decorrência das secas. Com isso, o “ruído” hidrológico dificulta a utilização do preço spot como indicador da necessidade de expansão da oferta de energia.

2.5 Volatilidade de preços spot e investimentos

Como consequência da volatilidade do preço spot, o investimento em geração para venda no mercado spot torna-se bastante arriscado. Por exemplo, como visto anteriormente, uma termelétrica só é despachada quando o preço *spot* excede seu custo variável de operação. Portanto, a volatilidade de preços spot resulta em longos períodos durante os quais a termelétrica não é despachada e, por

consequente, longos períodos com receita nula. Entretanto, durante os períodos de hidrologia desfavorável, o gerador pode receber pela sua energia preços extremamente altos.

Imagine um gerador T_1 com custo variável de 50 R\$/MWh. De acordo com Figura 2-13, este gerador teria em média uma receita líquida de cerca de 6 mil R\$. Contudo, a distribuição dos preços *spot* é muito assimétrica, levando a termelétrica a ter uma probabilidade de 64% de não ser despachada, ou seja, ter uma receita nula. Por outro lado, em 5% dos casos a termelétrica pode ter receitas superiores a 21 mil R\$ (três vezes maior que a média).

Do ponto de vista do investidor, esta volatilidade no fluxo de caixa causa incertezas quanto ao retorno sobre os seus custos de capital, tornando o projeto muito arriscado e inviabilizando operações de financiamento junto a bancos e instituições financeiras.

No próximo capítulo serão apresentados os mecanismos utilizados para diminuir a volatilidade dos fluxos de caixa desses empreendimentos.