

### 3 CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA

Este capítulo discute a segunda parcela de renda de um gerador, que é a venda de contratos de energia.

#### 3.1 Volatilidade dos preços spot

O conjunto de preços spot  $\{\pi_{dts}\}$  apresenta 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 3-1 mostra o preço “spot” no sistema Sul-Sudeste brasileiro de janeiro de 1993 a agosto de 1997 (em US\$/MWh).

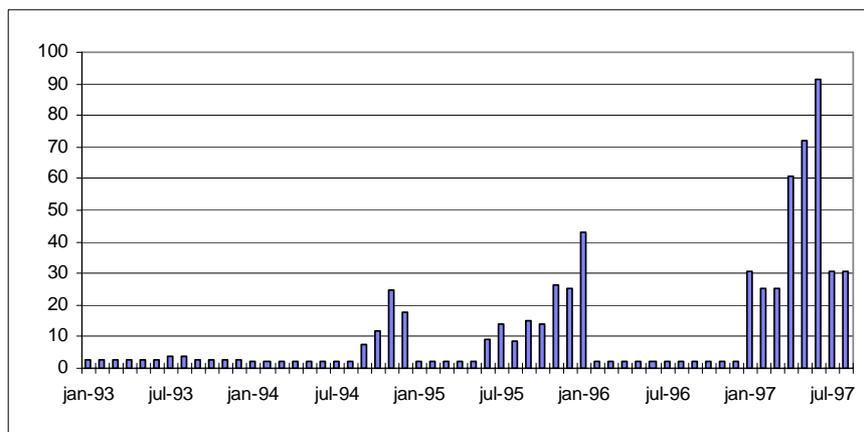


Figura 3-1 – Sistema Brasileiro – Custo marginal de curto prazo.

Vê-se na figura que o preço “spot” do sistema estava próximo de zero em 36 dos 56 meses observados. Também se pode notar que houve um período de quase dois anos (21 meses) onde os preços se mantiveram muito baixos.

Como exemplo de flutuações ao longo dos cenários, a Figura 3-2 mostra a distribuição de frequência prevista do preço “spot” no sistema sul brasileiro, calculadas por um modelo de despacho hidrotérmico (em R\$/MWh). Cinquenta e

um dos 64 cenários hídricos mostram preços abaixo da média. Dentre estes, 26 cenários têm preço “spot” igual a zero. Por outro lado, existem alguns cenários onde o preço “spot” ultrapassa os R\$300/MWh.

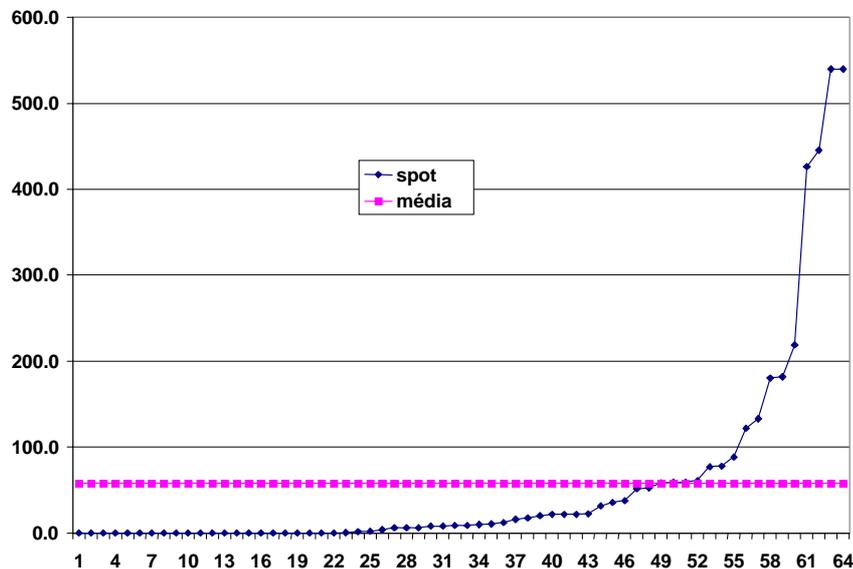


Figura 3-2 – Distribuição do Preço “spot”– Janeiro de 2002

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.

### 3.1.1 Contratos Bilaterais

Os contratos de suprimento têm sido tradicionalmente utilizados como medida de proteção contra a volatilidade da renda líquida resultante da venda de energia no mercado de curto prazo.

Suponha, por exemplo, que um gerador vende hoje um contrato de 100 MWh a um preço de 35 R\$/MWh, com vencimento no estágio  $t$ . Nesta data, a produção do gerador é de 95 MWh, a carga é 105 MWh e o preço “spot” do sistema é  $\pi_d$  R\$/MWh. A renda líquida do gerador e o pagamento líquido da demanda são dados por:

$$R_g = \pi_d \times G + (35 - \pi_d) \times E_c \quad (3-1)$$

$$P_d = \pi_d \times D + (35 - \pi_d) \times E_c \quad (3-2)$$

As expressões acima contêm duas parcelas: na primeira, o gerador e demanda vendem (compram) sua produção  $G$  (consumo  $D$ ) no “spot”, da maneira tradicional. Na segunda, o gerador e demanda recebem (pagam) o produto da diferença entre o preço contratado e o “spot” pela quantidade  $E_c$  contratada.

Suponha que o preço “spot”  $\pi_d$  seja baixo, por exemplo 10 R\$/MWh. Neste caso, a remuneração correspondente à primeira parcela da expressão (3-1) – venda da geração no spot – é reduzida. Por outro lado, a segunda parcela é positiva, isto é, o gerador recebe uma remuneração adicional à remuneração “spot”. Em outras palavras, o contrato protege o gerador contra preços “spot” reduzidos. Por sua vez, se o preço spot for alto (por exemplo, 50 R\$/MWh), a demanda tem gastos elevados de compra no “spot” (primeira parcela de (3-2)). Estes gastos são parcialmente compensados na segunda parcela, que tem valor negativo. Conclui-se portanto que o contrato protege a demanda contra preços “spot” altos.

A Figura 3-3 resume a situação, mostrando os rendimentos e pagamentos do gerador e demanda (em \$), para as quatro situações: com e sem contrato, preço spot alto e baixo.

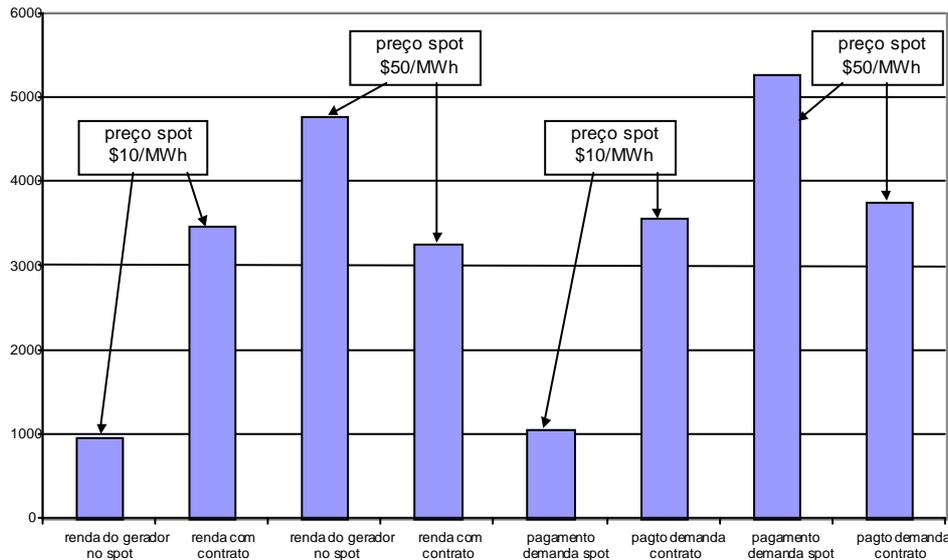


Figura 3-3 – Uso de Contratos para Redução de Volatilidade

### 3.2 Riscos de preço e quantidade

O contrato de energia, como visto, tem várias características atraentes. Entretanto, também oferece riscos para o gerador, que devem ser quantificados. Em particular, devem ser analisados os cenários onde a produção do gerador é inferior ao montante contratado (em linguagem do setor financeiro, quando o gerador está “short” em relação a seu contrato). Como visto, o gerador nestes casos paga um montante (R\$) dado pela diferença entre contrato e produção (MWh), multiplicada pelo preço spot (R\$/MWh). Se este preço spot for elevado, a perda financeira do gerador pode ser substancial. O recente racionamento de energia no Brasil ilustra bem este risco. Antes do racionamento, 100% da demanda estava contratada com os geradores. Quando houve o racionamento, a demanda se reduziu em 20%, mas os montantes de energia dos contratos não foram afetados (como visto anteriormente, os contratos são “hedges” puramente financeiros). Dado que a produção física de energia é necessariamente igual à demanda física, ocorreu uma diferença também de 20% entre contrato e produção, que deveria ser paga pelos geradores às distribuidoras. Entretanto, o preço spot na época do racionamento era cerca de cinco vezes maior do que o preço que os geradores recebiam pelos contratos; portanto, o montante (R\$) que os geradores deviam pagar correspondia a 20% (diferença de energia) x 5 (diferença de preço) = 100% da remuneração que recebiam pelos contratos.

Embora o racionamento tenha sido um evento excepcional, este tipo de risco existe nos contratos regulares. No caso das usinas térmicas, o maior risco é uma falha de longa duração do gerador coincidente com um período de preço “spot” elevado. Este risco é relativamente pequeno porque os eventos de falha e preço são estatisticamente independentes; portanto, a probabilidade da ocorrência simultânea de ambos é dada pelo produto das probabilidades individuais.

Entretanto, como visto em [24], a situação das hidrelétricas é diferente, pois há uma correlação **negativa** entre a geração de uma usina hidrelétrica e o preço spot, isto é, a produção tende a diminuir quando o preço spot aumenta, e vice-versa. Este fenômeno é ilustrado nas Figura 3-4 e Figura 3-5, que mostram a evolução do preço spot e nível de armazenamento nos sistema Sudeste ao longo de quatro anos.

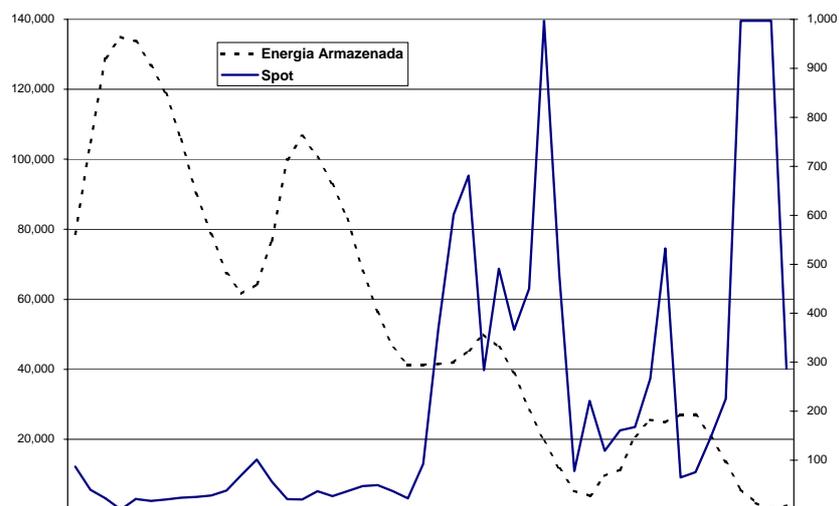


Figura 3-4 – Preços “spot” x Nível de Armazenamento (II) – situação seca

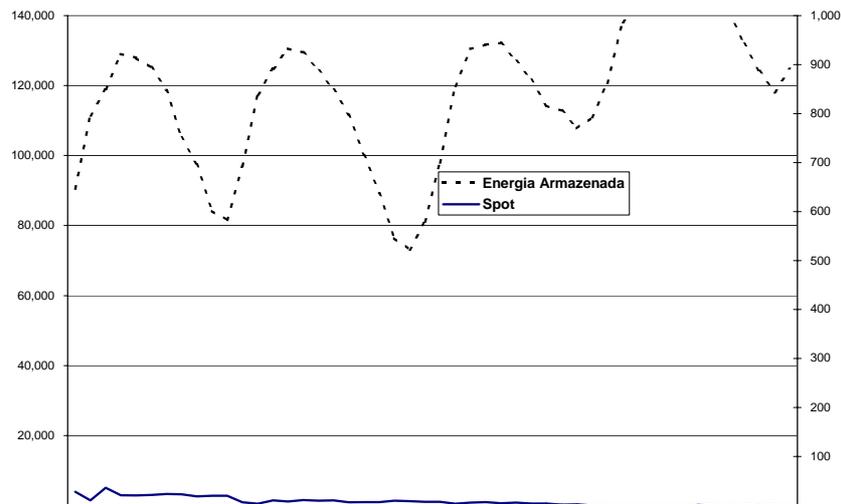


Figura 3-5 – Preços “spot” x Nível de Armazenamento (III) – situação úmida

Esta correlação negativa se deve à grande participação hidrelétrica na geração de energia no Brasil, onde o preço spot é dado, em geral, pelo custo de oportunidade das hidrelétricas. Como visto em capítulos anteriores, este custo de oportunidade reflete a média ponderada dos custos de racionamento e despacho térmicos futuros, que por sua vez dependem dos níveis de armazenamento.

Conclui-se que o montante contratado pela hidrelétrica deve ser cuidadosamente calibrado. Se houver sub-contratação, a hidrelétrica estará exposta ao risco de baixas remunerações nos períodos de preços spot reduzidos; se houver sobre-contratação, a hidrelétrica estará exposta ao risco de compensações financeiras substanciais nos períodos de preço spot elevado.