

# MEDIDAS MITIGATÓRIAS PARA CONTROLE DE PODER DE MERCADO DE AGENTES GERADORES EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS COM DESPACHO BASEADO EM OFERTAS

Luiz Augusto N. Barroso   Márcia H. C. Fampa   Mario V. F. Pereira   Rafael Kelman

(IM-NCE<sup>2</sup>/PSRI<sup>1</sup>)

(DCC-IM/UFRJ<sup>3</sup>)

(PSRI<sup>1</sup>)

(PSRI<sup>1</sup>)

[luiz@posgrad.nce.ufrj.br](mailto:luiz@posgrad.nce.ufrj.br)

[fampa@cos.ufrj.br](mailto:fampa@cos.ufrj.br)

[mario@psr-inc.com](mailto:mario@psr-inc.com)

[rafael@psr-inc.com](mailto:rafael@psr-inc.com)

---

**Resumo:** Em sistemas onde o despacho é baseado em ofertas, é sempre uma preocupação o potencial para o exercício de poder de mercado por parte de geradores hidroelétricos. Como seus efeitos são indesejáveis para a sociedade, agentes reguladores adotam mecanismos mitigatórios para minimizá-los. Um destes mecanismos é a utilização de níveis mínimos de contratos bilaterais entre geradores e companhias distribuidoras. O propósito deste artigo é avaliar a eficiência deste mecanismo para minimizar o exercício de poder de mercado por agentes geradores hidroelétricos. Inicialmente a utilização de contratos será avaliada analiticamente em um caso estático (desacoplado no tempo). Em seguida, será incorporado o acoplamento temporal através de uma recursão de programação dinâmica estocástica, onde a decisão a cada estado e estágio corresponde a um equilíbrio de Nash de um jogo não cooperativo. Serão apresentados resultados de estudos de caso onde simulações são realizadas com e sem a inclusão de quantidades mínimas de contratos na renda do gerador.

---

**Palavras Chaves:** Despacho Descentralizado, Equilíbrio de Nash-Cournot, Otimização Estocástica

<sup>1</sup> Power Systems Research  
Rua Alberto de Campos 250  
22411-000 Rio de Janeiro-RJ  
Tel:(21) 5214482

<sup>2</sup> Aluno do curso de Mestrado  
em Informática do IM-  
NCE/UFRJ  
Av.Brigadeiro Trompowsky s/n  
Rio de Janeiro-RJ

<sup>3</sup>Depto Ciência da Computação -  
Instituto de Matemática – UFRJ  
Av.Brigadeiro Trompowsky s/n  
Rio de Janeiro-RJ

## 1. Introdução

Empresas concessionárias de energia elétrica em diversos países estão passando por mudanças radicais em seus mecanismos de regulação e de mercado. A principal tendência neste processo de reestruturação consiste na participação de agentes privados na produção de energia, que anteriormente, na maioria dos casos, vinha sendo exercida pela administração pública indireta.

Na maioria dos casos, o processo de reestruturação tem substituído o tradicional planejamento da expansão e operação, baseados em uma otimização centralizada, por procedimentos descentralizados, baseados no funcionamento do mercado. Ao invés de seguir um plano de expansão produzido por uma agência de planejamento central, os agentes privados são livres para decidir pela construção de unidades geradoras e competir pelos contratos de vendas de energia para concessionárias de distribuição e para grandes consumidores. Os geradores podem livremente fazer suas ofertas de preço ( $x$  MWh ao preço unitário mínimo de  $y$  \$/MWh) para a produção de energia (tipicamente em bases horárias para o próximo dia ou próxima semana) em um Mercado Atacadista de Energia - MAE. As unidades são então carregadas por ordem crescente da oferta de preço unitário mínimo até que a demanda seja atendida. Em alguns casos há ofertas por parte da demanda. Os geradores despachados recebem o preço da unidade carregada mais cara, que corresponde ao custo marginal de curto prazo do sistema ou preço *spot*.

Um dos aspectos conceitualmente atraentes do esquema de pagamento *spot* é que, havendo competição perfeita, ele produz sinais econômicos eficientes para expansão do sistema. Isto é, se o sistema está otimamente dimensionado, a remuneração *spot* se iguala aos custos de investimento mais as despesas operacionais [9]. Por razões semelhantes, quando o preço *spot* é definido pelo conjunto de ofertas de preços unitários mínimos, a geração de energia é feita a mínimo custo, nas condições de “mercado perfeito”.

Entretanto, na prática, raramente a competição pela venda de energia entre as empresas geradoras se dá de forma perfeita. Enquanto parece haver um consenso em relação às vantagens de decisões de investimento descentralizadas, a eficiência operacional do livre mercado em sistemas hidroelétricos se baseia na hipótese de que a ação individual de nenhum agente hidroelétrico pode afetar, pelo menos significativamente, o preço do sistema. Como a elasticidade da demanda nos mercados de eletricidade é baixa, as empresas geradoras podem ter um comportamento no mercado realizando suas ofertas de energia de forma estratégica objetivando aumentar o preço *spot* do sistema e conseqüentemente seus lucros, ou, analogamente, exercer *poder de mercado*.

Em [1,11] foram investigadas estratégias de oferta de agentes hidroelétricos no setor de geração de energia elétrica. Naquele trabalho, foi apresentado um procedimento para detectar poder de mercado em potencial e ilustrado seu efeito negativo nos preços “spot” de um sistema hidrotérmico.

Este trabalho analisa algumas medidas mitigatórias que objetivam minimizar eventuais aumentos abusivos de preço, como os vistos em [1,11]. Em particular, será examinado em detalhes o efeito mitigatório de se estabelecer níveis mínimos de contratação entre geradores e demandas. Este efeito será inicialmente analisado de maneira analítica e, em seguida, incorporando a dinâmica temporal através de um procedimento de programação dinâmica estocástica semelhante ao apresentado em [1].

Na seção 2 serão apresentadas algumas medidas mitigatórias adotadas nos principais mercados elétricos do mundo para reduzir a manipulação de mercado. Na seção 3 será descrito o funcionamento de um contrato a termo, objetivo de estudo do trabalho. A partir da seção 4, será analisado o efeito de níveis de contratação mínimos na redução da manipulação de mercado. Esta análise está dividida em duas partes: na seção 4 será investigada de forma analítica em um caso estático a estratégia ótima das usinas considerando diferentes quantidades de contratos bilaterais com suas demandas. Será verificado o efeito que os diferentes níveis de contratação têm sobre o comportamento estratégico das usinas. Em seguida este esquema será generalizado na seção 5

considerando-se a dinâmica temporal do processo. Será utilizada uma abordagem de programação dinâmica estocástica, implementada e adaptada para simular o processo competitivo dos agentes e para incluir a parcela de contratos no cálculo da renda do gerador. Serão analisados os efeitos que os contratos possuem sobre o esquema de ofertas dos geradores e sua eficiência em reduzir as distorções de preço *spot*, energia gerada e renda das usinas estratégicas comparando-se aos resultados obtidos em [1,11]. A seção 6 conclui.

## 2. Medidas Mitigatórias

Conforme ilustrado em [11], o exercício de poder de mercado possui efeito negativo no preço “spot” do sistema. Dado que este efeito é indesejável para a sociedade, os agentes reguladores tentam determinar medidas e procedimentos para evitar ou desencorajar o exercício do poder de mercado. Dentre as medidas mitigatórias adotadas ou propostas nos mercados elétricos do mundo, destacam-se:

- (a) *limites de oferta*: o agente regulador estabelece “tetos” (“*caps*”) para a oferta máxima dos geradores, para o preço *spot* do sistema e/ou lucros das empresas. Estes “*caps*” são baseados nos custos de combustíveis, estimativas sobre custos de operação e manutenção e custos de partida dos geradores. Por exemplo, a solução adotada na Inglaterra foi estabelecer um lucro máximo permitido às empresas de geração ao final de cada ano fiscal [5,12].
- (b) *ofertas da demanda*: os consumidores livres e empresas de distribuição fariam ofertas de compra de energia no Mercado Atacadista de Energia (“*demand side bidding*”), funcionando de maneira simétrica aos geradores. O preço *spot* neste caso seria o valor que igualaria as curvas de oferta e demanda. Muitos autores [2,10,12] argumentam que esta seria a estratégia mais eficaz de combate ao poder de mercado.

(c) *incentivo à competição* – isto pode ser feito através do incentivo por parte dos governos locais à entrada de novos agentes e/ou reforço de interconexões, que permitem a entrada de agentes em regiões vizinhas (ver por exemplo [9]).

(d) *níveis mínimos de contratação* – o agente regulador determina quantidades (níveis) mínimos de energia contratada que os agentes geradores devem ter com suas demandas. O esperado é que, devido a seus contratos, os agentes geradores possuam menos energia a ser comercializada no Mercado Atacadista de Energia e diminua o potencial para a manipulação de mercado.

Neste trabalho, será examinado em detalhes o efeito mitigatório de se estabelecer níveis mínimos de contratação entre geradores e demandas (alternativa (d)). Este efeito será inicialmente analisado de maneira analítica e, em seguida, incorporada a dinâmica temporal através de um procedimento de programação dinâmica estocástica.

### 3. Contratos a Termo

A análise deste artigo estará centralizada nos chamados *contratos a termo* (ou contratos “forward”). Outros tipos de contratos são discutidos em [5]. Um contrato a termo no setor elétrico é um instrumento legal onde o vendedor se compromete a entregar ao comprador uma quantidade determinada de energia (MWh) a um preço acordado (\$/MWh), local pré-estabelecido (e.g. região Sul) e num momento específico no futuro (e.g. março de 2003).

Suponha por exemplo que um gerador vendeu *hoje* um contrato a termo de  $x$  MWh a um preço de  $p_c$  \$/MWh, com vencimento no estágio  $t$ . Nesta data, a produção do gerador é de  $E$  MWh, o consumo da demanda é  $D$  MWh e o preço “*spot*” do sistema é  $p$  \$/MWh. A *renda* líquida do gerador ( $R_g$ ) e o *pagamento* líquido da demanda ( $P_d$ ) são dados por:

$$R_g = pE + (p_c - p)x \tag{3.1}$$

$$P_d = p D + (p_c - p)x$$

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

Suponha que o preço do contrato  $p_c$  corresponda ao valor esperado do preço *spot* na data do vencimento. Se o preço spot for baixo (i.e.  $p$  menor que  $p_c$ ), o segundo termo é positivo, e o gerador recebe uma remuneração adicional à remuneração “spot”  $pE$ . Portanto, o contrato *protege* o gerador contra preços spot reduzidos. Por sua vez, se o preço spot for alto ( $p$  maior que  $p_c$ ), a demanda recebe uma remuneração adicional, que compensa seus gastos de compra no “spot”  $pD$ . Em outras palavras, os contratos a termo são, na grande maioria dos casos<sup>1</sup>, instrumentos puramente *financeiros* para proteção contra a volatilidade de preços no mercado de energia. O valor contratado  $x$  não afeta a operação do sistema e não está necessariamente relacionado com a produção ou o consumo físicos no estágio.

Observa-se, por outro lado, que o *interesse estratégico* do gerador muda à medida que aumenta seu nível de contratação. Observa-se em (3.1) que um gerador não contratado ( $x = 0$ ) aumenta seu rendimento à medida que aumenta o preço *spot*. Portanto, como observado em [11], ele teria interesse em exercer seu poder de mercado para “forçar” um aumento neste preço. Por outro lado, um gerador fortemente contratado aumenta seu rendimento à medida que *diminui* o preço “spot”. Portanto, ele já não teria interesse em exercer seu poder de mercado. Conclui-se portanto que o nível de contratação pode ser um instrumento regulatório para mitigar o poder de mercado.

A seguir será analisado analiticamente o comportamento de usinas “price makers” (estratégicas) em ambiente de mercado, considerando-se diferentes níveis de contratação.

---

<sup>1</sup> Em países como El Salvador os contratos são instrumentos *físicos* sendo comunicados ao operador do sistema e afetando, portanto, o despacho.

## **4. Comportamento Estratégico e o uso de Contratos – Caso Estático**

### **4.1. Comportamento Estratégico e Poder de Mercado**

Conforme descrito em [11], um agente possui poder de mercado (ou comportamento estratégico) sempre que consegue influenciar os preços do mercado independentemente da ação dos demais agentes. No Mercado Atacadista de Energia, o objetivo de um agente gerador ao ter comportamento estratégico é afetar o preço spot do sistema, seja alterando os preços ofertados ou restringindo a quantidade de energia ofertada.

### **4.2. Modelando o Comportamento Estratégico**

Neste trabalho foi simulado o comportamento estratégico dos agentes geradores através de um *jogo não cooperativo*. As duas abordagens clássicas para este tipo de simulação são o *modelo de Bertrand* (onde os agentes possuem capacidade de produção fixa e competem por ofertas de preços) e o *modelo de Cournot* (onde os agentes competem por quantidade de energia ofertada e o preço do mercado é determinado através de uma função inversa desta quantidade).

Neste trabalho foi utilizado o modelo de Cournot na simulação do comportamento estratégico dos agentes.

### **4.3. Produtores Estratégicos e Dependentes**

A primeira etapa na modelagem deste mercado é considerar um conjunto de  $N$  produtores estratégicos com capacidade de ajustar suas ofertas de maneira a aumentar o preço do mercado, chamados de produtores “*price makers*”. Será assumido por hipótese que cada um destes produtores possui um custo operativo variável  $c(i)$ .

Considera-se ainda um conjunto adicional de  $M$  produtores dependentes, conhecidos como produtores “*price takers*”, que não possuem poder de influenciar o preço do

mercado. Será assumido como hipótese básica que o custo operativo destes produtores é uma função quadrática  $\delta(O)$  de sua oferta total:

$$\delta(O) = \frac{(O)^2}{2\alpha} \quad (4.1)$$

( $O$  é a oferta total destes “*price takers*” e  $\alpha$  é um parâmetro escalar).

Partindo da hipótese anterior, pode-se reescrever a oferta  $O$  total destes produtores como uma função linear do preço do mercado  $p$ , isto é,  $O(p) = \alpha.p$ . Para um determinado preço  $p$ , a oferta destes produtores é  $O(p)$ .

#### 4.4. Equações de Equilíbrio

Seguindo a metodologia adotada em [1,9], tem-se:

Seja  $D$  a demanda total do sistema (considerada inelástica). A *demanda residual*, destinada aos produtores estratégicos é:

$$D(p) = D - O(p) = D - \alpha p \quad (4.2)$$

Podemos definir o preço *spot* do mercado  $p$  em relação à produção total dos agentes estratégicos  $Q$  como uma função inversa da equação (4.2) anterior:

$$p(Q) = \frac{D - Q}{\alpha} \quad (4.3)$$

Seja  $E(i)$ ,  $i=1, \dots, N$ , a quantidade de energia ofertada por cada agente estratégico.

Naturalmente,  $Q = \sum_{i=1}^N E(i)$ . Considerando-se um mercado onde cada agente estratégico  $i$

possui uma quantidade de energia contratada  $x_i$  a um preço de contrato  $p_c(i)$ , a renda para o produtor  $i$  dadas as quantidades produzidas pelos outros  $N-1$  competidores é:



$$R(i) = p(Q)E(i) - c(i)E(i) + x_i(p_c(i) - p(Q)) \quad (4.4)$$

A quantidade de energia que maximiza o lucro de cada produtor  $i$  é obtida derivando-se a expressão anterior com respeito à energia produzida e igualando a zero. Substituindo-se as expressões de  $Q$  e  $p(Q)$ , obtemos:

$$2E(i) + \sum_{k \neq i} E(k) = D - \alpha.c(i) + x_i \quad \forall i = 1, 2, \dots, N \quad (4.5)$$

#### 4.5. Equilíbrio de Nash-Cournot

A expressão (4.5) permite determinar a produção de cada agente  $i$  que maximiza seu lucro assumindo que a produção dos demais agentes é conhecida e que não há restrições de produção para nenhum agente. A dificuldade é que todos os agentes estão *simultaneamente* tentando maximizar seus lucros sem o conhecimento da decisão de produção dos demais agentes. O equilíbrio de Nash-Cournot apresenta uma solução para este problema: ele representa uma situação de equilíbrio onde nenhum agente consegue unilateralmente elevar seu lucro alterando sua produção [1].

Para o exemplo discutido neste trabalho, observa-se que a expressão (4.5) é um sistema linear de equações com  $N$  equações (as condições de maximização de *cada* agente) e  $N$  incógnitas (as respectivas energias produzidas) cuja solução produz a situação de equilíbrio.

Matricialmente, o conjunto de equações (4.5) pode ser escrito como:

$$\mathbf{M} \quad \mathbf{E} = \quad \mathbf{R}$$

$$\begin{bmatrix} 2 & 1 & 1 & \dots \\ 1 & 2 & 1 & \dots \\ \dots & 1 & 2 & 1 \\ 1 & 1 & \dots & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E(1) \\ E(2) \\ \vdots \\ E(N) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D - \alpha.c(1) + x_1 \\ D - \alpha.c(2) + x_2 \\ \vdots \\ D - \alpha.c(N) + x_N \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Conforme mostrado em [1], pode-se determinar as quantidades de energia produzidas através de  $\mathbf{M}^{-1}\mathbf{R}$ . Os valores da matriz  $\mathbf{M}^{-1}$  são:

$$\begin{aligned} M^{-1}(i, j) &= \frac{N}{N+1} & \text{se } i=j \\ M^{-1}(i, j) &= -\frac{1}{N+1} & \text{se } i \neq j \end{aligned}$$

Assim, a quantidade de energia produzida no equilíbrio por cada agente estratégico é dada por:

$$E^*(i) = D \left( \frac{1}{N+1} \right) + \left( \frac{N}{N+1} \right) (x_i - \alpha c_i) + \left( \frac{1}{N+1} \right) \left( \alpha \sum_{k \neq i} c(k) - \sum_{k \neq i} x_k \right) \quad (4.7)$$

O total de energia produzido pelas hidrelétricas na posição de equilíbrio é:

$$Q_{\text{contr}} = \sum_{k=1}^N E^*(k) = \left( \frac{N}{N+1} \right) D - \frac{\left( \alpha \sum_{k=1}^N c(k) \right)}{N+1} + \frac{\left( \sum_{k=1}^N x_k \right)}{N+1} \quad (4.8)$$

#### 4.5.1. Custos Marginais

Podemos determinar o custo marginal do sistema, ou preço spot, nesta situação de equilíbrio através da expressão (4.3):

$$p(N) = \frac{D - \sum_{k=1}^N x_k + \alpha \sum_{k=1}^N c(k)}{\alpha(N+1)} \quad (4.9)$$

#### 4.6. Solução de Mínimo Custo

Seja  $Q_c$  a produção total dos  $N$  agentes hidro de forma a minimizar os custos totais. A solução de mínimo custo consiste em determinar  $Q_c$  de modo a minimizar o custo operativo dos agentes “price takers” mais o custo de operação dos agentes “price makers”. Para o sistema, pode-se pensar em um único custo  $c$  que reflete o custo de produção total dos  $M$  produtores estratégicos.

$$\text{Naturalmente, } c = \frac{\sum_{i=1}^N c(i)E(i)}{\sum_{i=1}^N E(i)}$$

O problema de mínimo custo resulta da solução do seguinte problema de otimização:

$$Z = \text{Min} \left[ \frac{(D-Q)^2}{2\alpha} + cQ \right] \quad (4.10)$$

Para determinar a quantidade total produzida tal que o custo seja o mínimo, basta diferenciar (4.10) em relação à quantidade total produzida  $Q$  e igualar a expressão à zero, o que resulta em:

$$Q_c = D - \alpha c \quad (4.11)$$

O custo marginal é dado por:

$$p_c = \frac{D - Q_c}{\alpha} = \frac{D - (D - \alpha c)}{\alpha} = \frac{\alpha c}{\alpha} = c \quad (4.12)$$

Ou seja, o preço *spot* seria dado pelo custo marginal  $c$  dos produtores estratégicos.

#### 4.7. Estudo de Caso

Por conveniência de apresentação estaremos considerando nos exemplos a seguir que todos os produtores estratégicos possuem iguais quantidades de contrato  $x$  e custos operativos  $c$  iguais. Neste caso, as expressões para energia produzida (4.7) e preço spot (4.9) se reduzem a:

$$E^*(i) = \frac{D - \alpha c + x}{N + 1} \quad (4.13)$$

$$p(N) = \frac{D - Nx + \alpha Nc}{\alpha(N + 1)} \quad (4.14)$$

Observa-se nas expressões acima que a quantidade produzida por cada usina aumenta à medida em que aumenta-se o nível de contratação. Coerentemente, o preço *spot* se reduz.

Em particular, se  $x = E(i)$ , ou seja, se a usina  $i$  está com 100% de sua produção contratada, tem-se de (4.13) que:

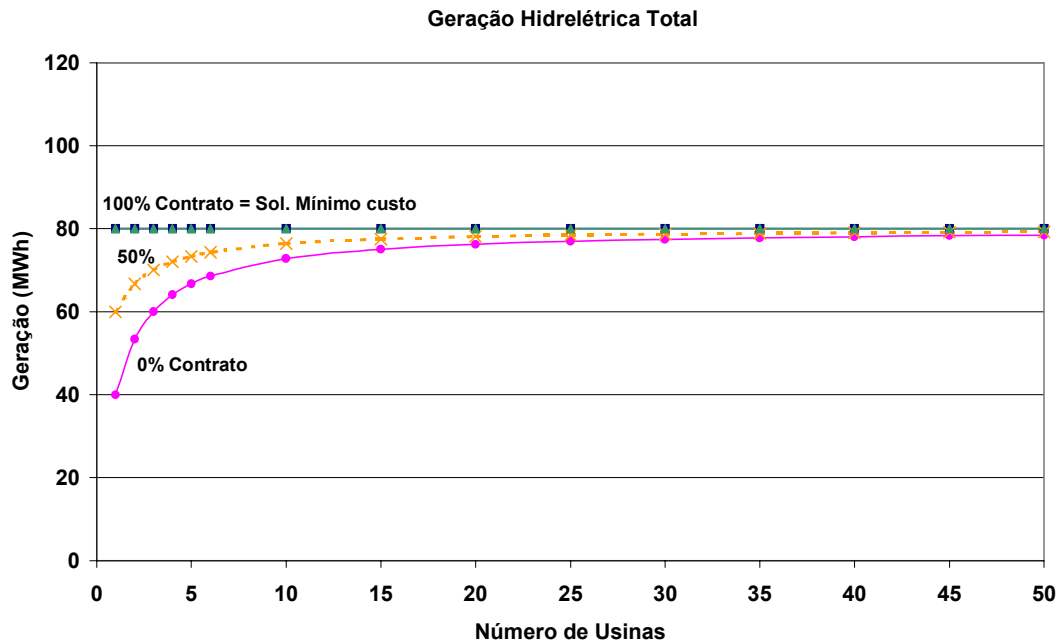
$$E(i) = \frac{D - \alpha c}{N}$$

$$\text{Logo: } Q = D - \alpha c \quad (4.15)$$

A quantidade (4.15) corresponde à do despacho de mínimo custo (4.11) obtida em 4.6. Conclui-se portanto que um nível de contratação adequado poderia chegar a eliminar todo o poder de mercado.

Considerando uma etapa onde a demanda é de 100 MWh, o custo de cada usina hidroelétrica é de \$20/MWh e  $\alpha=1$ , as Figuras 4.1 e 4.2 a seguir apresentam, respectivamente, a geração total e preço *spot* em função do nível de contratação (% da

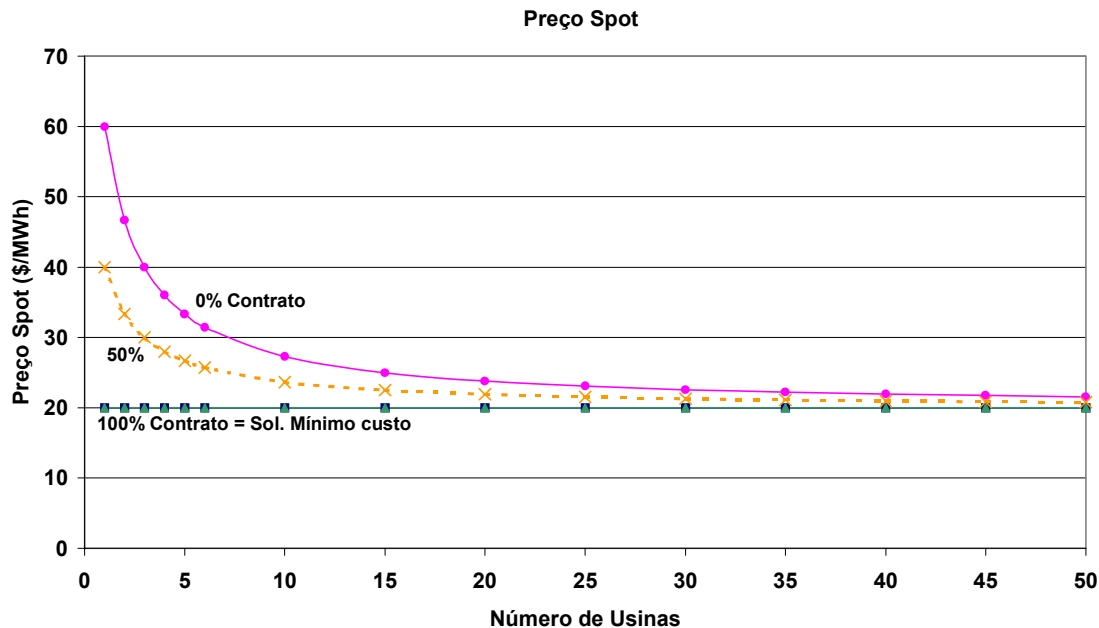
demanda) e do número de participantes do mercado  $N$ . Considera-se que as usinas hidrelétricas são estratégicas, enquanto as usinas térmicas são dependentes (não fazem ofertas).



**Figura 4.1 - Geração Hidrelétrica Total x Número de Usinas**

Observa-se a partir da figura 4.1 que a produção energética sem a existência de contratos é sempre inferior à de mínimo custo, o que indica que os agentes estratégicos estão reduzindo deliberadamente a oferta de energia, com o objetivo de forçar o aumento do preço. Esta produção dos agentes estratégicos aumenta com o número de participantes, aproximando-se do valor de mínimo custo. Como se poderia esperar, o aumento da competição reduz o poder de mercado dos agentes individuais.

Para níveis de contratação cada vez mais elevados o poder de mercado é substancialmente reduzido para um número suficientemente pequeno de agentes, sendo totalmente eliminado quando os agentes estão com 100% de suas produções contratadas.



**Figura 4.2 - Preço Spot x Número de Usinas**

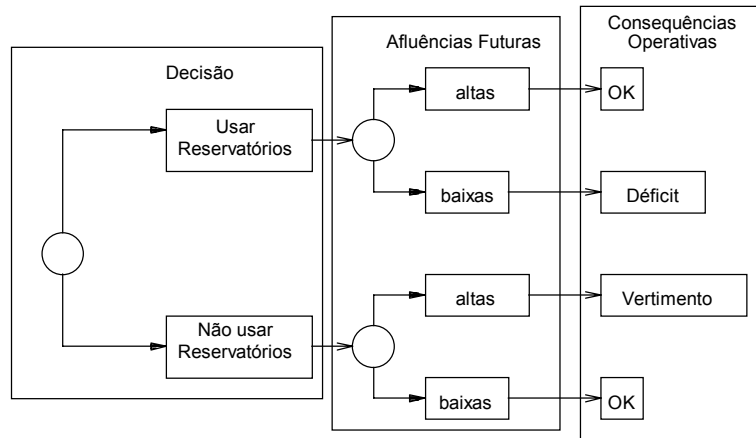
Observa-se da figura 4.2 que o preço *spot* é cerca de três vezes maior que o de mínimo custo quando há somente um agente estratégico no sistema sem contratos. Este preço decai rapidamente a medida que se elevam as quantidades de contratos deste agente, já que sua renda depende cada vez menos do valor do preço spot e desta forma o interesse na manipulação de mercado é reduzida.

## 5. Comportamento Estratégico e o uso de Contratos – Caso Dinâmico

### 5.1. O Processo de Decisão Hidrotérmico

Na seção anterior investigou-se analiticamente o equilíbrio de Nash-Cournot para uma determinada etapa. A hipótese subjacente é que o problema de despacho é *desacoplado no tempo*, isto é, uma decisão operativa no estágio  $t$  não afeta os custos de operação do estágio  $t+1$ . Esta hipótese é razoável em sistemas exclusivamente térmicos, onde o custo operativo de cada usina depende basicamente do custo de seu combustível e seu nível de produção. Entretanto, sistemas com um componente substancial de geração hidrelétrica

têm a possibilidade de usar a capacidade de armazenamento dos reservatórios do sistema para transferir energia entre os estágios. Isto introduz um *acoplamento* entre a decisão operativa numa etapa qualquer e as futuras conseqüências desta decisão. Esta situação está ilustrada na Figura 5.1 a seguir.

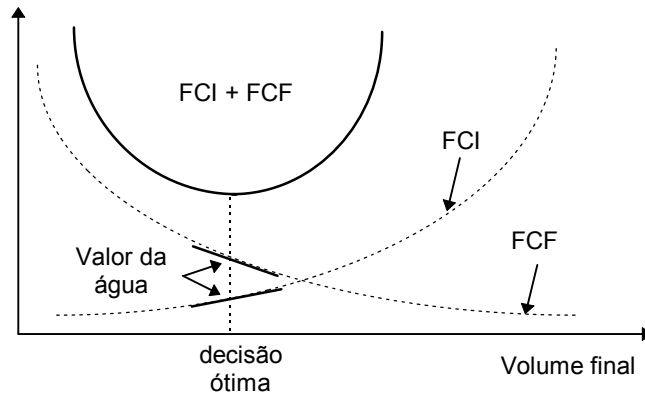


**Figura 5.1 - Tomada de Decisão em Sistemas Hidrotérmicos**

Conforme observado na figura, se a energia hidrelétrica é usada hoje, e uma seca ocorre no futuro, pode ser necessário utilizar energia térmica cara no futuro, ou até mesmo interromper o fornecimento de energia. Se, por outro lado, os níveis dos reservatórios são mantidos altos através de um uso mais intensivo de geração térmica, e grandes afluições acontecem no futuro, pode haver vertimento no sistema, o que representa um desperdício de energia, e como conseqüência, um aumento nos custos operativos.

## 5.2. Custo Imediato e Custo Futuro

Como visto na Figura 5.1, o operador de um sistema hidrotérmico deve comparar o benefício *imediato* do uso da água e o benefício *futuro* de seu armazenamento. Este benefício é medido em termos da economia de uso de combustíveis nas térmicas. Este problema é ilustrado através de duas funções, apresentadas na Figura 5.2 abaixo:



**Figura 5.2 - Custos Imediato e Futuro × Armazenamento**

A *função de custo imediato* - FCI - mede os custos de geração térmica no estágio  $t$ . Observa-se que o custo imediato aumenta à medida que diminui a energia hidro disponível no estágio, isto é, à medida que aumenta o volume armazenado final. Por sua vez, a *função de custo futuro* - FCF - está associada ao custo *esperado* de geração térmica e racionamento do *final* do estágio  $t$  (início de  $t+1$ ) até o final do período de estudo. Esta função diminui à medida que aumenta o volume armazenado final, pois haverá mais energia hidro disponível no futuro.

### 5.3. A Programação Dinâmica Estocástica

As funções de custo futuro (FCF) são calculadas por um procedimento recursivo de programação dinâmica estocástica, que determina para cada estágio e estado (conjunto de níveis de armazenamento) a decisão que minimiza a soma dos custos imediato e futuro. Como mostrado na figura 5.2, este é o ponto onde as derivadas da FCI e FCF com respeito ao armazenamento (valores da água) se tornam iguais. O procedimento encontra-se detalhado em [1,4,9].

### 5.4. O Modelo Dinâmico de Simulação de Comportamento Estratégico

O equilíbrio de Nash-Cournot foi implementado e simulado para um sistema hidrotérmico através de uma extensão da recursão de programação dinâmica estocástica anterior. Para cada estágio e estado, ao invés de obter a decisão que minimiza a soma dos



custos operativos imediato e futuro, é calculado o equilíbrio de Nash-Cournot onde cada agente tenta maximizar a soma de seu lucro imediato com o valor esperado do lucro futuro.

O objetivo desta seção é analisar o efeito da contratação no comportamento dinâmico de agentes geradores. A metodologia de programação dinâmica estocástica estendida implementada em [11] foi adaptada neste trabalho para representar a parcela de contratos no cálculo da renda do gerador, como visto em (3.1) na seção 3.

### 5.5. Estudo de Caso

Os conceitos anteriores serão ilustrados através de um estudo de caso montado com um sistema fictício obtido a partir de dados do sistema elétrico Brasileiro. Os agentes estratégicos são duas usinas hidroelétricas A e B, cujas características físicas estão ilustradas abaixo:

Nome	capac. (MW)	Armaz. Max (Hm <sup>3</sup> )	Coef. Prod. (MWh/m <sup>3</sup> /s)	Turb. Max (m <sup>3</sup> /s)	Turb. Minimo (m <sup>3</sup> /s)
A	1312	22950	0.745	1761	196
B	4082	34432	0.383	10651	1370

**Tabela 5.1 - Características da Usinas Hidrelétricas**

Os agentes price takers são constituídos por um conjunto de 23 usinas térmicas escolhidas a partir do parque gerador do Sudeste do Brasil.

Para cada nível de contratação, foi calculada a política operativa (programação dinâmica estocástica com equilíbrio Nash-Cournot) e simulada a operação do sistema para um conjunto de 1000 cenários hidrológicos produzidos por um modelo estocástico, para um período de 5 anos, em etapas mensais, e utilizando 5 anos adicionais como “buffer” ao mês final para evitar o deplecionamento dos reservatórios na última etapa. O modelo computacional de programação dinâmica estocástica foi implementado em Fortran.

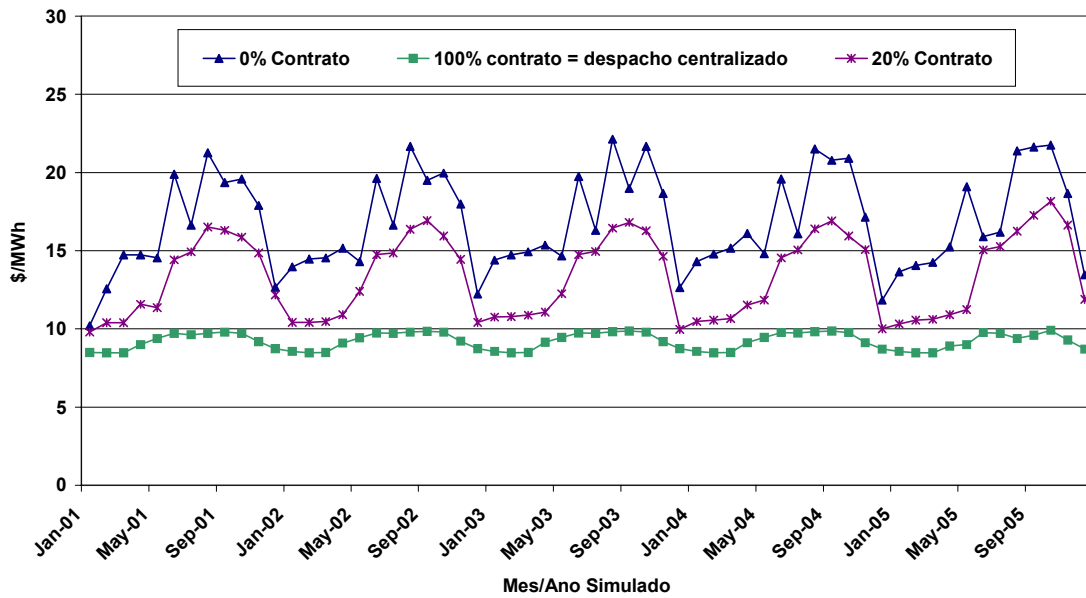
O preço do contrato (\$/MWh) foi estabelecido como o valor esperado do preço *spot* do sistema ao longo dos meses no despacho centralizado de mínimo custo implementado e simulado em [1] para o mesmo sistema. A demanda foi considerada inelástica.

Além disso, neste trabalho o limite de contratação de uma usina hidroelétrica foi definido como o valor de contrato que torna nula a renda líquida esperada da usina no “spot”, isto é, onde o valor esperado das vendas no “spot” (quando a produção da hidrelétrica excede o valor contratado) é igual ao das compras no “spot” (quando a produção é inferior ao contrato).

Os resultados das simulações serão comparados com as simulações realizadas através dos modelos computacionais implementados em [1], onde foi simulado o despacho centralizado e o comportamento estratégico (sem considerar contratos) das duas usinas hidro deste mesmo sistema utilizado neste trabalho.

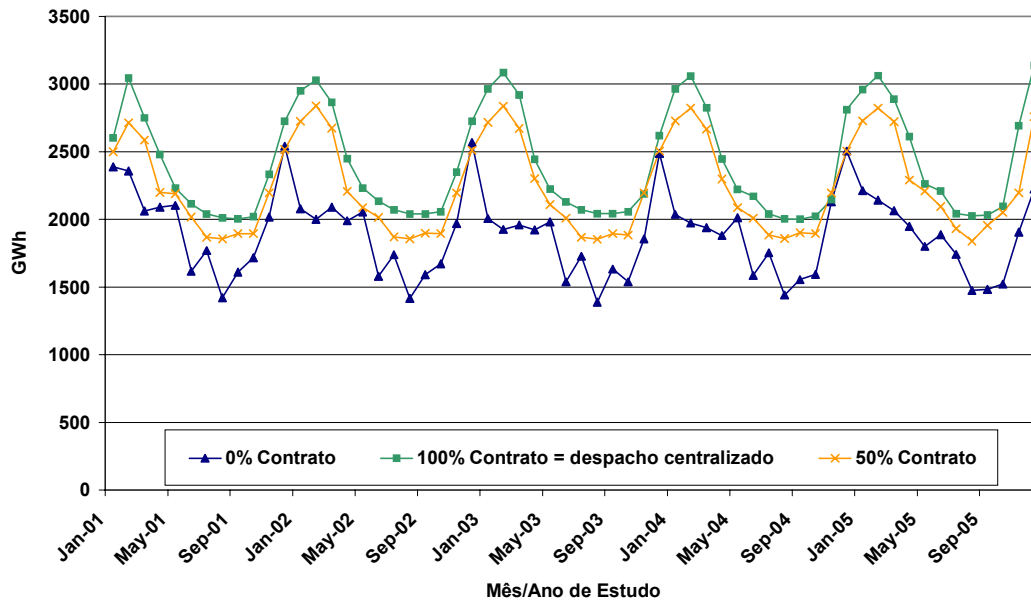
## **5.6. Resultados das Simulações**

A figura 5.3 mostra o valor esperado do preço “spot” para quatro níveis de contratação: 0%, 20%, 50% e 100%. Assim como no caso estático, observa-se que este preço diminui com o nível de contratação. Em particular, com 100% de contrato ele se torna igual ao da operação centralizada obtido em [1,11].



**Figura 5.3 - Preço Spot x Nível de Contrato**

A figuras 5.4 mostra o valor esperado da geração hidroelétrica para três níveis de contratação (0%, 50% e 100%). Também como esperado, o aumento de contratação faz com que a oferta hidroelétrica aumente.



**Figura 5.4 – Geração Hidroelétrica Total x Nível de Contrato**

A tabela 5.2 mostra o valor esperado da renda de cada usina para diferentes níveis de contratação ao longo dos cinco anos do estudo.

Nível	A	B
Contrato (%) (R\$ bilhões)		
0	1.40	0.57
50	1.00	0.39
100	0.98	0.34
Centralizado	0.98	0.34

**Tabela 5.2 – Renda das Hidroelétricas (R\$ bilhões) x Nível de Contrato**

Como esperado, a renda das usinas diminui com o nível de contratação, convergindo para a do despacho centralizado quando o nível chega a 100%. Vale lembrar que isto ocorre porque o preço do contrato foi estimado como o valor esperado do preço *spot* do despacho centralizado.

Por fim, a Tabela 5.3 e a Figura 5.5 mostram respectivamente o valor esperado do custo operativo total ao longo dos cinco anos e por mês.

Nível	C.Oper.
Contrato (%) (R\$ bilhões)	
0	3.40
50	2.71
100	1.99
Centralizada	1.99

Tabela 5.3 - Custo Operativo do Sistema

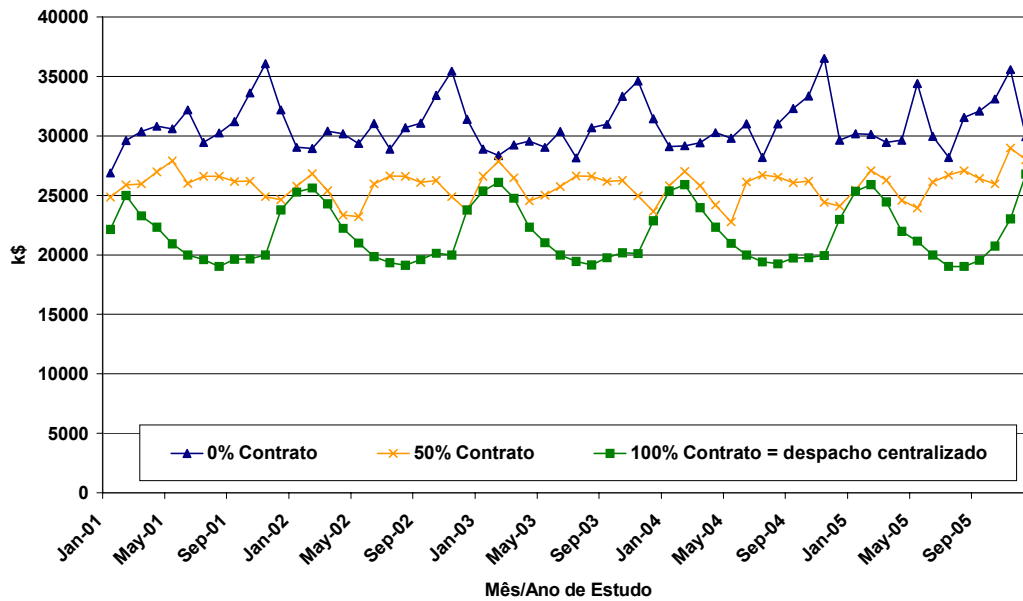


Figura 5.5 - Custo Operativo x Nível de Contratação

## 6. Conclusões

Com base nas simulações e comparações realizadas neste trabalho, pode-se concluir que a adoção de um nível de contratação mínimo para os agentes constitui um mecanismo eficiente para mitigar o exercício de poder de mercado.

Simulações em um modelo de mercado analítico *estático* com produtores hidroelétricos estratégicos mostraram que para um nível adequado de contratação dos agentes estratégicos, tanto o preço *spot* quanto a quantidade total de energia produzida se aproximam dos valores obtidos no despacho de mínimo custo.

Em um modelo de mercado *dinâmico*, onde foi introduzido o acoplamento temporal que caracteriza os sistemas hidrotérmicos e os agentes maximizam a soma do seu lucro imediato com o valor esperado do lucro futuro, o modelo de mercado foi simulado por um procedimento de programação dinâmica estocástica modificado para incorporar a dinâmica de ofertas dos agentes até estas corresponderem a um equilíbrio de Nash-Cournot, considerando a parcela de contratos na renda dos produtores estratégicos. Foi verificada também a eficiência da utilização de níveis de contratação como mecanismo para minimizar o poder de mercado.

Concluiu-se que um nível de contratação adequado poderia chegar a eliminar todo o poder de mercado, convergindo o despacho descentralizado para o despacho de mínimo custo.

No entanto, a utilização de contratos pode também dar origem a outro potencial para manipulação de mercado a longo prazo. Como discutido por Newbery em [29], os agentes geradores com alto nível de contratação mantém o preço *spot* artificialmente *baixo* para evitar a entrada de novos agentes no mercado. Esta possibilidade não foi analisada neste trabalho.

A existência de manipulação de mercado pode ser aceita como uma possibilidade na tentativa de promover mercados elétricos competitivos, devido à dificuldade de eliminar o problema totalmente, mas é necessário criar regras de mercado e mecanismos de controle que mitiguem a existência de poder dominante (não o incrementem) assim como que dificultem ou impossibilitem seu exercício. A entrada de novos competidores no mercado é também um importante fator que pode limitar o exercício de poder de mercado e deve ser incentivada.

É necessário o incentivo ao acesso aberto às informações do sistema elétrico e do mercado, no que se diz respeito a dados como resultados técnicos e comerciais. Os agentes, ao perceberem que suas atitudes serão de conhecimento público, sabem também que não podem exercer abusos sem correr riscos de serem identificados. Isto promove nos agentes um comportamento procurando respeitar as regras de mercado e permite colocar em evidência as condições que requerem uma análise especial por poder corresponderem a possíveis atitudes anti-competitivas.

Como último recurso, sempre deve existir um marco regulatório e órgãos de controle que possam intervir ante uma empresa com condições de abuso de poder de mercado, procurando estabelecer regras particulares de operação para esta empresa ou ainda obrigá-la a diversificar parte de sua propriedade, caso a concentração tenha sido a causa da manipulação de mercado.

## **7. Referências**

- [1] Barroso, L.A.N. – *Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos Comportamento Estratégico de Agentes Geradores em Ambiente de Mercado* - Tese de MSc, IM-NCE/UFRJ, Maio 2000
- [2] Borenstein, S.; Bushnell J. – *An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California's Electricity Industry*, PWP-040, UCEI, June 1997

- [3] Kelman,R.; Pereira, M. – *Application of Economic Theory in Power System Analysis*, VI SEPOPE, Brazil, 1998
- [4] Pereira, M.; Campodónico,N.; Kelman,R. – *Long term Hydro Scheduling based on Stochastic Models*, EPSOM '98, Zurique, September 1998.
- [5] Hunt, S.; G.Shuttleworth – *Competition And Choice in Electricity*
- [6] Borenstein, S.; Bushnell J. e F. Wolak – *Diagnosing Market Power in California's Deregulated Wholesale Market*, PWP-064, University of California Energy Institute, July 1999
- [7] Bushnell, J. – *Water and Power: Hydroelectric Resources in the Era of Competition in the Western US*, University of California Energy Institute Report TR-59, March 1998
- [8] Kelman, J. – *Modelos para Gerenciamento de Recursos Hídricos*, vol.1, Capítulo 4, Coleção ABRH, 1987
- [9] Kelman, R. – *Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos: Eficiência Econômica e Comportamento Estratégico* ; Tese de M.Sc, COPPE/UFRJ, Agosto 1999
- [10] Newbery D. – *Competition, Contracts and Entry in the Electricity Spot Market*; RAND Journal of Economics, Vol 29 No4 (1998)
- [11] Pereira, M.V.F.; Barroso, L.A.N.; Filho, X.V.; Granville, S. – *Economic Efficiency and Market Power Issues in Bid Based Dispatch* – Cigré 2000
- [12] Wolak F. – *An Empirical Analysis of the Impact of Hedge Contracts on Bidding Behavior in a Competitive Electricity Market*, Fourth Annual Power Research Conference, Berkeley, CA, Março 1999