

4

Liberalização de Mercados e Crise no Setor Elétrico: Lições do Brasil e da Califórnia

Brasil e Califórnia empreenderam uma profunda reforma nos seus respectivos setores elétricos praticamente ao mesmo tempo durante os anos noventa. Apesar de objetivos e estruturas de mercado iniciais diferentes, ambas as reformas estavam baseadas no mesmo modelo de liberalização cujo cerne consistia em separar a indústria integrada verticalmente em 3 atividades principais: geração, transmissão e distribuição.¹

Em 1993 a Comissão de Serviços Públicos da Califórnia (CPUC) iniciou a reforma do setor elétrico californiano com o objetivo de reduzir os relativamente elevados preços ao consumidor, os quais, por sua vez, eram vistos como resultado de um setor governado por mecanismos de regulação ineficazes. A implementação da nova estrutura aconteceu apenas em 1998 com a lei de reforma AB 1890 baseada no modelo inicial sugerido pela CPUC para a nova estrutura de mercado do setor, mas com modificações propostas pela Assembléia Legislativa Estadual.

Mesmo que aspectos importantes estivessem sob a jurisdição da Comissão Federal de Regulação de Energia (FERC), de fato, seu papel na reforma e no desenho do sistema do novo mercado de eletricidade na Califórnia foi virtualmente nenhum.²

Já a reforma do setor elétrico no Brasil começou com a privatização de distribuidoras estatais três anos antes da implantação da regulação para o setor. A falta de regras, a incerteza sobre a nova estrutura do mercado elétrico e sobre o modelo regulatório presentes nos primeiros leilões de privatização foram gradualmente dissipando-se com a introdução da agência de regulação para o setor (ANEEL) e a implementação do novo modelo proposto pelo governo em 1996.

A reforma tinha como objetivos incentivar investimentos no setor de geração, reduzir a participação estatal nas empresas do setor e diminuir

¹Em termos gerais, a nova estrutura era caracterizada pela introdução de competição no setor de geração, garantia de acesso livre a redes de transmissão e pela regulação do setor de distribuição.

²Wolak (2003).

as despesas do governo através da privatização e da promoção de maior eficiência nos mercados de eletricidade. Alguns objetivos adicionais estavam implícitos como evitar que os preços ao consumidor aumentassem muito e considerar os riscos da expansão da capacidade ao meio-ambiente.

Diferentemente da Califórnia, uma série de leis implementadas em diferentes anos criaram a nova estrutura institucional do setor: o regulador do setor elétrico (ANEEL) em 1996, o Operador Nacional do Sistema (ONS) em 1998 - responsável pela operação do sistema - e o Mercado Atacadista de Energia (MAE) em 1998 - responsável pela comercialização de energia elétrica excedente.

Não obstante diferentes processos de implementação de suas reformas e de procedimentos de funcionamento de mercado bem distintos, após um breve período de funcionamento da nova estrutura, ambos passavam por crises dramáticas em seus respectivos setores elétricos. Racionamento no Brasil e aumentos expressivos dos preços no mercado de geração (e mesmo alguns *blackouts*) na Califórnia levantaram pesadas críticas ao modelo de liberalização do setor elétrico.

Nesse capítulo, analisam-se os incentivos específicos de regulação por trás dos processos de reforma tanto no Brasil quanto na Califórnia a partir de modelos bem simples. A conclusão principal pode ser resumida no fato de que a falta de preocupação em relação a aspectos importantes da liberalização do setor elétrico e incentivos de regulação inadequados podem ter servido para exacerbar, ao invés de atenuar, os efeitos deletérios das crises. No caso da Califórnia, a exigência de que as companhias de serviços públicos comprassem toda sua posição líquida descoberta no mercado à vista além de medidas de regulação impróprias criaram as condições para o aumento excessivo de preços e a ocorrência de *blackouts*. No Brasil, embora a continuação do método de despacho centralizado do período pré-reforma fosse importante para manter a coordenação de geradoras em um sistema no qual há significativa interdependência na produção, o método não foi alterado para considerar uma estrutura em que, diferentemente da época em que o investimento era determinativo, os investimentos seriam predominantemente privados. Uma vez que as condições de mercado e a incerteza sobre regulação do setor pioraram, os investimentos privados não ocorreram como o esperado e, conseqüentemente, os reservatórios foram esvaziados até o ponto em que um racionamento teve que ser anunciado.

Um processo alternativo de liberalização (regulação) deveria reconhecer que:

- (1) no caso da Califórnia, as vendas de eletricidade das geradoras sob

a forma de contratos de longo prazo são um importante instrumento de atenuação de poder de mercado;

(2) no caso do Brasil, o método de despacho deve incluir decisões estratégicas dos investidores, ainda mais quando o consumo está crescendo a altas taxas.

O resto do capítulo está organizado da seguinte forma: na próxima seção, analisa-se o caso da Califórnia, começando-se com uma visão geral da reforma e apresentando alguns fatos estilizados desse mercado. A seguir, usando um modelo bem simples, mostra-se que o regulador poderia ter evitado o poder de mercado no mercado à vista exigindo que parte da produção das geradoras fosse vendida sob a forma de contratos de longo prazo. Na seção seguinte, estuda-se a experiência brasileira: após uma breve descrição do setor de geração no Brasil, apresentam-se os principais determinantes da crise de racionamento de 2001. Em particular, o rápido esvaziamento dos reservatórios do sistema poderia ter sido evitado se o despacho ótimo considerasse que investidores podem adiar investimentos, especialmente quando a incerteza aumentou após a desvalorização da taxa de câmbio em 1999. Por fim, algumas lições são apresentadas junto com as principais conclusões.

4.1 Califórnia

A principal motivação subjacente ao processo de reforma na Califórnia era reduzir os relativamente elevados preços ao consumidor, que eram vistos como resultado de um setor que refletia mecanismos de regulação ineficazes e uma estrutura de mercado imperfeita.

A redução de preços seria obtida ao assegurar-se competição imediata nos mercados atacadistas de energia que seria estendida, após um período de transição, também ao mercado varejista. A *rationale* era de que os preços regulados do serviço de geração refletidos nos preços ao consumidor vigentes iriam convergir para os preços (implicitamente supostos) menores do mercado atacadista competitivo.³

A fim de estabelecer a competição no mercado atacadista de eletricidade, as maiores companhias de serviços públicos (conhecidas como IOUs) tiveram que vender parte da sua capacidade de geração e liberar o acesso às suas linhas de transmissão e distribuição a outros participantes do mercado ao preço regulado. As IOUs retiveram suas usinas nucleares e hidrelétricas, bem como os contratos de longo prazo, que juntos representavam cerca de 60% da energia entregue aos seus consumidores.

No mercado de varejo, os preços ao consumidor pelo serviço *default*⁴ foram congelados ao nível dos preços de 1996 durante um período de transição de no máximo 4 anos.⁵ Durante este período, esperava-se que as IOUs recuperassem totalmente os seus investimentos passados através de um encargo de transição para competição (CTC) não-repassável, definido como a diferença entre o preço ao consumidor e o custo de prover eletricidade aos consumidores.⁶

A fim de que o mecanismo de recuperação dos custos encalhados desse os incentivos corretos⁷, a CPUC decidiu que os preços médios de atacado e

³Joskow (2001).

⁴Aos consumidores era dado o direito de escolher entre um fornecedor de serviços de eletricidade (ESP) e a sua companhia de serviços públicos local. No caso em que nenhuma ESP fosse escolhida, os consumidores receberiam o serviço default da sua respectiva companhia de serviço público.

⁵Se os custos encalhados (*stranded costs*) fossem recuperados em menos de 4 anos, o congelamento de preços cessaria imediatamente e os preços ao consumidor refletiriam basicamente as condições do mercado atacadista de eletricidade.

⁶O custo das IOUs em prover eletricidade aos consumidores consistia numa média dos preços do mercado atacadista, mais custos de transmissão e distribuição, mais pagamentos financeiros através de títulos emitidos pelo governo local para financiar em parte a redução dos preços ao consumidor.

⁷De acordo com Wolak (2003), implícito no cálculo do CTC estava um incentivo para as IOUs contratarem bilateralmente com suas afiliadas não-sujeitas ao regulador a preços mais baixos de modo a aumentar o valor do CTC.

serviços ancilares usados no mecanismo de CTC deveriam ser resultado de um mercado líquido e que funcionasse a contento. Para isto, a CPUC exigiu que as três maiores IOUs comprassem toda sua posição a descoberto líquida no mercado PX (onde eram negociados contratos para o dia seguinte) e nos mercados do operador do sistema (CAISO) (onde são negociados contratos para a hora seguinte e em tempo real).⁸

Antes de 2000, a estrutura de mercado acima pareceu funcionar bem com as IOUs recuperando seus investimentos passados⁹ e os efeitos de poder de mercado horizontal sobre os preços não eram tão grandes e, em geral, de curta duração.¹⁰ A situação mudou dramaticamente no verão de 2000: o crescimento econômico contínuo e condições meteorológicas adversas no oeste dos E.U.A levaram a uma repentina deterioração das condições de mercado¹¹, seguida em pouco tempo por ameaças de falência, aumentos excessivos de preços no atacado e, ainda, a ocorrência de *blackouts*.

Vários estudos mostram que a escassez relativa causada por fundamentos do mercado foi exacerbada pelo poder de mercado devido a características específicas do mercado de eletricidade e pela metodologia usada pelo regulador (FERC) para estimar o poder de mercado das geradoras.

Alguns autores¹² argumentam que contratos de longo prazo entre compradores e vendedores no mercado atacadista teriam atenuado os problemas observados na Califórnia durante a crise do setor. Os incentivos à contratação, entretanto, pareciam ser pequenos: por um lado, preços baixos no mercado à vista, o mecanismo de CTC, e o repasse futuro prometido dos preços de atacado aos preços ao consumidor pareciam constituir toda proteção contra oscilação de preços que as companhias de serviço público necessitavam. Por outro lado, a experiência mal-sucedida com contratos de longo prazo no passado a preços *ex-post* relativamente altos fez a CPUC ficar relutante em permitir que as distribuidoras comprassem uma quanti-

⁸A partir daqui, os dois mercados serão considerados como mercado à vista em contraste ao mercado a termo no qual contratos de longo prazo são negociados.

⁹De fato, uma das três maiores IOUs (SDG&E) pediu o fim do congelamento de preços em 1999.

¹⁰Alguns problemas no mercado de serviços ancilares do CAISO foram detectados antes da crise de energia de 2000 e 2001. O FERC exigiu uma reforma geral das regras vigentes no CAISO, incluindo comissões de supervisão, mas o CAISO não completou as reformas antes que os problemas começassem a aparecer no verão de 2000 (Wolak, 2003).

¹¹Borenstein (2002).

¹²Borenstein (2002) e Wolak (2003).

dade grande de eletricidade sob a forma de contratos.^{13,14}

Assim, diferentemente de outras experiências de reestruturação do setor elétrico, a Califórnia não tinha praticamente contratos iniciais durante seus primeiros anos após a liberalização: diante desses incentivos, as IOUs estavam comprando cerca de 90% da sua posição descoberta líquida no mercado PX quando a crise iniciou-se.¹⁵ A restrição pelo lado da oferta que se seguiu pôde mostrar como esse incentivo de regulação acabou criando as condições para preços excessivamente elevados.

¹³Somente em 1999 o PX abriu um mercado de contratos de curto prazo (de duração máxima de 1 ano), destinada a permitir que as distribuidoras pudessem reduzir suas exposições ao mercado à vista. As IOUs poderiam comprar até 20% das suas posições a descoberto no mercado a termo do PX sem ter que submeter-se a uma revisão prudencial das compras por parte da CPUC.

¹⁴Por mais relutante que a CPUC estivesse em permitir que as firmas reguladas tivessem contratos de longo prazo, Wolak (2003) argumenta que as IOUs poderiam ter comprado a quantidade necessária de contratos a termo para isolar suas exposições ao mercado à vista. Bastava, por exemplo, fazê-lo através das suas afiliadas que não estavam sujeitas a CPUC.

¹⁵Borenstein (2002).

4.1.1 Alguns fatos estilizados

Segundo Wolak (2003), historicamente entre 20 a 25% do consumo de eletricidade na Califórnia é fornecido por importações de produção hidrelétrica da região do noroeste do Pacífico. Especialmente durante a primavera e o início do verão, os reservatórios estão tipicamente transbordando e eletricidade barata é importada dessa região.¹⁶ Considerações estratégicas de mercado não são levadas em conta porque “*water availability does not respond to electricity prices*”.¹⁷

A figura a seguir mostra a evolução das importações líquidas e dos preços de eletricidade no atacado de maio de 1999 a dezembro de 2002.¹⁸

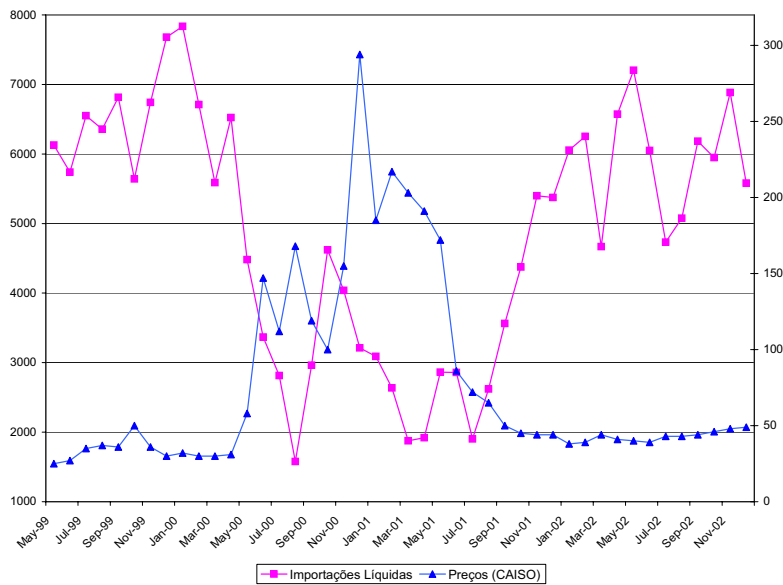


Figura 4.1: Importações Líquidas e Preço de Eletricidade

Como pode-se ver, os preços subiram significativamente no verão de 2000 e começo de 2001, durante a crise no setor. Em alguns momentos,

¹⁶Joskow (2001).

¹⁷Wolak (2003), page 21.

¹⁸As importações líquidas são a média mensal das importações líquidas do mercado de eletricidade da próxima hora em MWh na Califórnia, fornecidos pelo CAISO e que podem ser obtidas em <http://www.ucei.berkeley.edu/datamine/datamine.htm>. Os custos de eletricidade do mercado atacadista é a média do custo de energia em US\$/MWh para a carga da CAISO. Para detalhes, veja o relatório “DMA directors” disponível em <http://www.caiso.com/docs/2000/07/27/2000072710233117407.html>

mesmo um corte de consumo foi exigido diante da redução da oferta disponível.

A figura acima sugere uma relação inversa entre importações líquidas e preços de eletricidade no atacado. Especialmente durante épocas em que importações líquidas são baixas, os preços são relativamente mais altos, enquanto em épocas de importação líquida mais elevada, os preços ficam relativamente baixos. Mais ainda, segundo Borenstein & Bushnell (1999), a frequência e intensidade do exercício de poder de mercado é “significativamente eliminada” em anos de condição hidrológica favorável.

Uma outra variável que parece afetar o exercício de poder de mercado é a demanda: durante períodos de demanda baixa ou moderada, o mercado de eletricidade mostra-se bem competitivo, medido pela pequena diferença entre o preço do mercado à vista e estimativas de custos marginais. Entretanto, quando a demanda é alta, o preço do mercado à vista é bem mais alto do que o custo marginal da geradora mais cara da região.¹⁹

Alguns autores argumentam que uma demanda mais sensível a preços e uma exigência de contratação mínima atenuariam parte do poder de mercado observado especialmente durante a crise de 2000 a 2001. Na próxima seção, um modelo simples é elaborado no qual analisa-se o efeito que um regulador que estabelece um nível mínimo de contratação tem sobre o poder de mercado e a alocação de equilíbrio.

¹⁹Borenstein *et al.* (2002).

4.1.2 Modelo

Suponha que haja uma hidrelétrica (H) e 2 termelétricas ($i = 1, 2$) que produzem eletricidade, um bem homogêneo.

A hidrelétrica pode ser descrita por uma tecnologia simples: ela produz exatamente a quantidade de água que ela possui (f_2) no momento de produzir. f_2 pode assumir dois valores: $(f + \sigma)$ com probabilidade α ou $(f - \sigma)$ com probabilidade $1 - \alpha$.

A tecnologia das termelétricas pode ser descrita pela seguinte função custo quadrática:

$$c_i [q_i] = c_i \frac{(q_i)^2}{2} \quad (4-1)$$

Para $i = 1, 2$ e supondo-se que $c_1 \ll c_2$.

Defina a produção total de eletricidade $Q [f_2]$ como a soma das produções de cada geradora:

$$Q [f_2] = q_1 + q_2 + f_2 \quad (4-2)$$

Há dois períodos apenas. No primeiro período, somente o mercado de contrato funciona e agentes neutros ao risco - as geradoras e especuladores - podem negociar no mercado contratos para entrega de eletricidade no mercado à vista no segundo período, quando apenas este está aberto.

Além disso, suponha uma função de demanda linear:

$$p [Q [f_2]] = a - bQ [f_2] \quad (4-3)$$

Supõe-se que o regulador pode intervir apenas no mercado de contratos, através de uma exigência sobre o nível de contratação das geradoras termelétricas. Comparam-se, então, dois equilíbrios: no primeiro, considera-se o equilíbrio descentralizado, no qual o regulador não faz qualquer tipo de intervenção. No segundo equilíbrio, o regulador exige um nível de contratação mínimo baseado na maximização do excedente social líquido *ex-ante*.

O mercado elétrico sem regulação

Seguindo Allaz & Vila (1993), supõe-se que as decisões no mercado a termo e no mercado à vista são tomadas em seqüência.

No primeiro período, as termelétricas negociam contratos de longo prazo²⁰. Por estes contratos, as geradoras são obrigadas a entregar eletricidade no mercado à vista, quando cada termelétrica, então, decide sua produção baseado em suas respectivas funções *payoff*, modificadas de forma a incorporar as posições assumidas no mercado a termo.

Nessa abordagem seqüencial, o problema é resolvido de trás para a frente. No período de produção, para cada contingência e para cada par de contratos vendidos no mercado a termo $\{x_1, x_2\}$, a decisão da termelétrica i , ($i = 1, 2$) é dada por:

$$\max_{\{q_i\}} (a - bQ[f_2])q_i - c_i \frac{(q_i)^2}{2} + (F_i - (a - bQ[f_2]))x_i \quad (4-4)$$

s.a. $q_i \geq 0$

onde os dois primeiros termos são relativos aos lucros provenientes do mercado à vista e o termo subsequente é o pagamento que o produtor recebe ao vender x_i ao preço contratual F_i , se positivo, e o pagamento que o produtor faz ao comprador do contrato, se negativo.

O equilíbrio no mercado à vista para cada $\{x_1, x_2\}$ escolhido no equilíbrio do mercado a termo é dado por:

$$p = \frac{\left(\begin{array}{l} c_1c_2 + b^2 + bc_1 + bc_2)(a - bf_2) - \\ b^2((b + c_2)x_1 + (b + c_1)x_2) \end{array} \right)}{2bc_1 + 2bc_2 + c_1c_2 + 3b^2} > 0 \quad (4-5)$$

$$q_1 = \frac{(b + c_2)(a - bf_2 + bx_1) + b^2(x_1 - x_2)}{2bc_1 + 2bc_2 + c_1c_2 + 3b^2} \geq 0 \quad (4-6)$$

$$q_2 = \frac{(b + c_1)(a - bf_2 + bx_2) + b^2(x_2 - x_1)}{2bc_1 + 2bc_2 + c_1c_2 + 3b^2} \geq 0 \quad (4-7)$$

Note que a principal característica do equilíbrio do mercado à vista é que a quantidade produzida por cada firma aumenta com a quantidade que ela contrata x_i e diminui com o nível de contratação da outra firma. Os preços reduzem-se de acordo com a posição de contratos das firmas pois estes criam o compromisso prévio de ação mais agressiva no subsequente mercado à vista.²¹

²⁰Considera-se que a hidrelétrica não participa do mercado a termo.

²¹Allaz & Vila (1993).

No mercado a termo, as geradoras escolhem os níveis de contrato que maximizam os valores esperados dos respectivos lucros futuros:

$$\max_{\{x_i\}} E \left[(a - bQ[f_2])q_i - c_i \frac{(q_i)^2}{2} + (F_i - (a - bQ[f_2]))x_i \right] \quad (4-8)$$

s.a. $q_i \geq 0$

Em um mercado a termo não-viesado com especuladores neutros ao risco:

$$F_i = E[p(q_1 + q_2 + f_2)] \quad (4-9)$$

Portanto, o problema (4-8) simplifica-se para

$$\max_{\{x_i\}} E \left[(a - bQ[f_2])q_i - c_i \frac{(q_i)^2}{2} \right] \quad (4-10)$$

s.a. $q_i \geq 0$

E os x_1, x_2 ótimos são dados por:

$$x_1 = \frac{(b^3 + b^2c_1 + 2b^2c_2 + bc_1c_2)(a - b(f - \sigma(1 - 2\alpha)))}{\left(\begin{array}{l} 5b^4 + (10b^3 + 4bc_1c_2)(c_1 + c_2) \\ +13b^2c_1c_2 + 4b^2(c_1)^2 + 4b^2(c_2)^2 + (c_1)^2(c_2)^2 \end{array} \right)} \quad (4-11)$$

$$x_2 = \frac{(b^3 + 2b^2c_1 + b^2c_2 + bc_1c_2)(a - b(f - \sigma(1 - 2\alpha)))}{\left(\begin{array}{l} 5b^4 + 10b^3(c_1 + c_2) + 4bc_1c_2(c_1 + c_2) \\ +13b^2c_1c_2 + 4b^2(c_1)^2 + 4b^2c_2^2 + (c_1)^2(c_2)^2 \end{array} \right)} \quad (4-12)$$

A alocação de equilíbrio no mercado à vista, uma vez que o equilíbrio no mercado a termo é atingido, é obtido ao substituir (4-11) e (4-12) nas equações (4-5) a (4-7).

Podemos, então, calcular o grau de poder de mercado. Para isto, segue-se a abordagem sugerida por Borenstein & Bushnell (1999) de usar o índice de Lerner da indústria $L[f_2]$ definida a seguir:

$$L[f_2] = \begin{cases} \frac{p[f_2] - cQ^c}{p[f_2]}, & p[f_2] > cQ^c \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4-13)$$

onde $p[f_2]$ e cQ^c são respectivamente o preço de equilíbrio e o custo marginal da indústria à quantidade de Cournot.

Em Borenstein & Bushnell (1999), o custo marginal da indústria competitiva representaria o custo marginal no caso em que todas as firmas são tomadoras de preços e a produção de equilíbrio é dada pela quantidade de oligopólio da quantidade de Cournot.²²

²²No apêndice, mostra-se uma derivação algébrica e gráfica desse índice.

Assim, o índice de Lerner para uma indústria competitiva tende a zero, enquanto indústrias menos competitivas têm um índice de Lerner mais elevado.

É fácil ver que ²³

$$L[f - \sigma] > L[f + \sigma] \quad (4-14)$$

Ou seja, o poder de mercado é maior quanto menor for a produção da hidrelétrica.

O mercado elétrico regulado

Observando elevados indicadores de poder de mercado (especialmente no caso em que as condições hidrológicas são desfavoráveis), o regulador pode exigir das geradoras a contratação de parte da produção respectiva.

O regulador benevolente procura maximizar o excedente social intertemporal líquido, no qual os produtores e consumidores têm o mesmo peso, escolhendo o nível de contrato de longo prazo ótimo exigido aos produtores no mercado a termo, levando-se em conta a estrutura seqüencial do processo de negociação com um mercado a termo seguido por um mercado à vista. A intervenção ocorre somente no mercado a termo e não no mercado à vista. Quando nenhuma exigência é feita, volta-se ao problema descentralizado derivado acima.

Seja $W[Q]$ o excedente bruto do consumidor associado com o consumo de Q unidades de eletricidade, e seja $p[Q] = W'[Q]$ a curva de demanda inversa definida para todo Q tal que $p[Q] > 0$.

No primeiro período, as firmas são obrigadas a vender a quantidade (observada e verificável) de contrato de longo prazo definida pelo regulador. Quando o segundo período se segue, cada firma decide sua produção mas suas funções de *payoff* são modificadas pela posição já tomada no mercado a termo. Assim, no equilíbrio no mercado à vista a mesma alocação dada por (4-5) a (4-7) é obtida para cada par $\{x_1, x_2\}$

Do problema a seguir segue-se o nível de contrato ótimo exigido pelo regulador para cada firma:

$$\begin{aligned} \max_{\{x_1, x_2\}} E \left[W(Q[f_2]) - \sum_{i=1}^2 (c_i[q_i[f_2]] + (F_i - p(Q[f_2])) x_i) \right] \quad (4-15) \\ \text{s.a.} \begin{cases} q_i[f_2] \geq 0 \\ Q[f_2] \geq x_1 + x_2 \\ E[p[f_2] q_i[f_2] - c[q_i[f_2]]] \geq 0 \end{cases} \end{aligned}$$

²³Ver apêndice (6.3).

Para $i = 1, 2$ e $f_2 = f - \sigma, f + \sigma$. Além disso, $Q[f_2] = q_1[f_2] + q_2[f_2] + f_2$ e $E[.]$ denota o operador de expectativa com respeito à distribuição dos valores futuros de f_t . Note também que o regulador considera o efeito do contrato sobre as quantidades de equilíbrio.

Antes de calcular as CPOs, pode-se simplificar um pouco mais o problema:

Primeiro, supõe-se um mercado a termo não-viesado com especuladores neutros ao risco. Portanto, (4-9) vale.

Segundo, note que

$$q_i[f - \sigma] > q_i[f + \sigma] \geq 0 \quad i = 1, 2 \quad (4-16)$$

Com as hipóteses acima, pode-se escrever:

$$\begin{aligned} \max_{\{x_1, x_2\}} E \left[W[Q[f_2]] - \sum_{i=1}^2 c_i [q_i[f_2]] \right] & \quad (4-17) \\ \text{s.a.} \left\{ \begin{array}{ll} q_1[f + \sigma] \geq 0 & (\mu_1) \\ q_2[f + \sigma] \geq 0 & (\mu_2) \\ q_1[f - \sigma] + q_2[f - \sigma] + f - \sigma \geq x_1 + x_2 & (\mu_3) \\ q_1[f + \sigma] + q_2[f + \sigma] + f + \sigma \geq x_1 + x_2 & (\mu_4) \\ E[p[f_2] q_1[f_2] - c_1 [q_1[f_2]]] \geq 0 & (\gamma_1) \\ E[p[f_2] q_2[f_2] - c_2 [q_2[f_2]]] \geq 0 & (\gamma_2) \end{array} \right. \end{aligned}$$

Considere novamente o caso de funções de demanda e custo lineares.

As CPOs para o problema no qual as restrições acima não são ativas são dadas por:

$$E \left[\sum_{i=1}^2 (p(Q[f_2]) - c_i q_i[f_2]) \left(\frac{\partial q_i}{\partial x_1} \right) \right] = 0 \quad (4-18)$$

$$E \left[\sum_{i=1}^2 (p(Q[f_2]) - c_i q_i[f_2]) \left(\frac{\partial q_i}{\partial x_2} \right) \right] = 0 \quad (4-19)$$

E os níveis ótimos de contrato:

$$x_1 = \frac{c_2(a - b(f - \sigma(1 - 2\alpha)))}{b(c_1 + c_2) + c_1 c_2} \quad (4-20)$$

$$x_2 = \frac{c_1(a - b(f - \sigma(1 - 2\alpha)))}{b(c_1 + c_2) + c_1 c_2} \quad (4-21)$$

Pode-se ver que a hipótese assumida de que $c_2 > c_1$ implica um nível de contrato exigido para a firma mais eficiente maior do que o nível de contrato exigido para a firma de custo mais alto.

No resto da seção, exemplos numéricos são desenvolvidos para ilustrar o cálculo dos índices de poder de mercado.

4.1.3 Exemplos Numéricos

Suponha que as funções de custo e de demanda, além de outros parâmetros relevantes, sejam dadas por:

$$\begin{aligned} p[f_2] &= 200 - 3Q[f_2] \\ c_1 &= 5, c_2 = 10 \\ f &= 33, \sigma = 30, \alpha = 0.75 \end{aligned}$$

A tabela 1 mostra as respectivas quantidades de equilíbrio:

	Sem Regulação		Com Regulação	
x_1	0.86		5.89	
x_2	0.76		2.95	
	$f + \sigma$	$f - \sigma$	$f + \sigma$	$f - \sigma$
q_1	1.06	15.07	2.39	16.40
q_2	0.63	9.25	0.79	9.41
x_1/q_1	80.64%	5.68%	246.46%	35.94%
x_2/q_2	120.44%	8.21%	372.29%	31.31%
$Q[f_2]$	64.69	27.33	66.18	28.82
p	5.92	118.02	1.45	113.55
cQ^c	5.64	81.09	10.61	86.06
L	4.76%	31.29%	0.00%	24.21%
$E\pi_1$	426.63		438.77	
$E\pi_2$	247.97		238.63	

Tabela 4.1: Efeito de Contratação sobre a Alocação de Equilíbrio

O exemplo numérico acima sugere que firmas não-reguladas contratam muito menos do ponto de vista de um regulador que maximiza o excedente social líquido tanto em níveis absolutos como em níveis relativos (isto é,

como fração da própria produção). Em consequência, a produção total da indústria é menor e os preços mais altos (a cada contingência) em relação àquilo que o regulador benevolente gostaria de observar.

Analisando-se o caso de não-regulação, pode-se ver que o efeito da produção hidrelétrica sobre os preços é substancial: os preços são muito menores no caso de condições hidrológicas favoráveis do que no caso de condições hidrológicas adversas. Dessa forma, parte dessa diferença pode ser atribuída pelo nível de produção hidrelétrica, refletida nos preços “competitivos”. Entretanto, o grau de poder de mercado (medido pela diferença entre preço e custo marginal na respectiva quantidade de equilíbrio) também aumenta significativamente de 4.76% para 31.24%. Portanto, a uma situação de escassez natural (condições hidrológicas adversas afetando a produção da hidrelétrica), as geradoras termelétricas adicionam uma escassez artificial (através de uma retenção estratégica de capacidade) elevando ainda mais os preços.

Ao notar tais incentivos, o regulador obriga um nível de contratação por parte das firmas. Ainda assim, os preços no mercado à vista são maiores quando as condições hidrológicas são mais desfavoráveis e algum poder de mercado subsiste, principalmente nesse cenário. Contudo, tanto os preços quanto o poder de mercado são menores quando comparados ao caso sem regulação.²⁴

Investigou-se ainda o efeito do nível de demanda sobre o poder de mercado das firmas, refletido em nosso modelo por um aumento do parâmetro a ou por uma redução no parâmetro b (ou ambos os casos)²⁵. Comparado ao nosso caso-base, no caso em que o regulador não intervém, uma demanda maior aumenta as quantidades de equilíbrio de contrato e no mercado à vista das duas firmas. Note, contudo, que o nível de contratação como fração da produção no mercado à vista diminui. Como esperado, o preço no mercado à vista sobe, mas embora o poder de mercado cresça substancialmente quando as condições hidrológicas são favoráveis, o mesmo não ocorre no caso em que as condições hidrológicas são adversas. Ainda assim, uma exigência de contratação mínima pode reduzir preços e poder de mercado das firmas, especialmente no caso de condições hidrológicas desfavoráveis.

²⁴Análise de sensibilidade em relação aos parâmetros estabelecidos nesse exemplo é feita no apêndice, sem modificar qualitativamente as conclusões acima.

²⁵Ver apêndice (6.3)

4.2 Brasil

A motivação principal do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro era a criação de incentivos aos investimentos privados em nova capacidade de geração necessária diante das altas taxas de crescimento de consumo.

A figura abaixo mostra que as taxas de crescimento foram bastante altas durante os anos noventa até 2001 e a expansão da capacidade não foi suficiente para evitar a possibilidade cada vez maior de déficits futuros de energia, especialmente no início da implantação da reforma do setor em meados da década de noventa. De fato, até 1999, quando o governo lançou um programa de incentivos ao investimento, a expansão da capacidade esteve bem abaixo das taxas de crescimento do consumo, aumentando, ano após ano, o risco de um racionamento de energia.

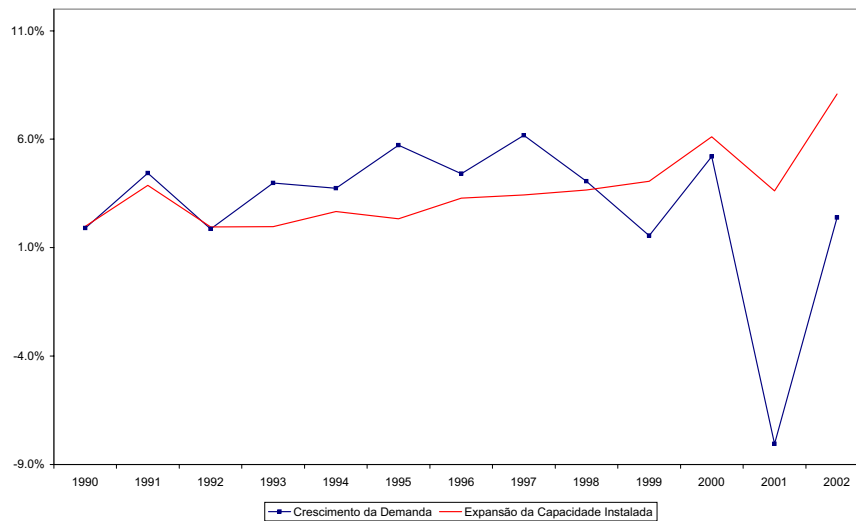


Figura 4.2: Crescimento da Capacidade Instalada e da Demanda

A implantação total do modelo de liberalização (especialmente no que se refere à introdução da competição no mercado de geração) foi postergada diante da complexidade do setor de geração brasileiro, em particular, sua grande dependência de produção hidrelétrica.

Esta predominância de geração hídrica punha dois difíceis problemas à introdução da competição no setor: primeiro, os ganhos reconhecidos de coordenação dos reservatórios de capacidade plurianual em bacias

hidrográficas interligadas e segundo, a complexidade do desenho de um mercado atacadista de energia quando as decisões de produção são interligadas dinamicamente.

Portanto, escolheu-se manter o despacho centralizado do modelo anterior como o sistema operacional inicial do novo setor de geração.

Esse despacho é o resultado de um problema de minimização do valor esperado do total de custos do sistema (a soma dos custos operacionais das termelétricas e os custos de racionamento) simulados para um número de cenários hidrológicos e sujeito a uma demanda exógena e restrições de transmissão dentro de um horizonte específico. O despacho é feito por ordem de mérito, no qual as geradoras são ordenadas de acordo com seus custos marginais²⁶ e são despachadas até o ponto de atendimento da demanda corrente. O custo marginal da geradora mais cara usada no atendimento ao mercado corresponde ao custo marginal operacional (CMO) de curto prazo do sistema.

Para calcular o despacho ótimo, o operador do sistema (ONS) recolhe informação sobre as ofertas, condições hidrológicas, demandas (tanto correntes quanto previsões sobre suas respectivas evoluções futuras), dados técnicos das geradoras e restrições de transmissão existentes. Uma variável importante nesse cálculo é o custo de racionamento²⁷ definido pela ANEEL, o regulador do setor elétrico.

4.2.1

A crise de racionamento

Reservatórios de grande capacidade foram essenciais para evitar um racionamento que podia ser inferido do hiato entre a expansão da capacidade e o crescimento do consumo durante os anos noventa. Uma redução gradual dos reservatórios do sistema pôde ser observada desde o fim de 1998, quando o nível do sistema atingiu 45% do total da capacidade no subsistema integrado Sudeste (SE) e Centro-Oeste (CO) e 33% no subsistema do Nordeste (NE). Um nível crítico de 18% ocorreu no subsistema SE/CO e de 15% no subsistema NE no fim de 1999, deixando estas regiões à mercê das condições hidrológicas e de importações de outras regiões. As condições hidrológicas de 2000 foram suficientes para adiar o problema

²⁶Grosso modo, os custos de combustível no caso das termelétricas e o custo de oportunidade da água armazenada no caso das hidrelétricas.

²⁷Inicialmente, um valor de US\$540/MWh foi adotado, mas após a desvalorização cambial de 1999, esse valor foi alterado para R\$ 684/MWh. Hoje, esse valor é de R\$ 350/MWh.

naquele ano, mas não pôde evitar o racionamento em 2001, quando as condições hidrológicas estiveram abaixo da média.

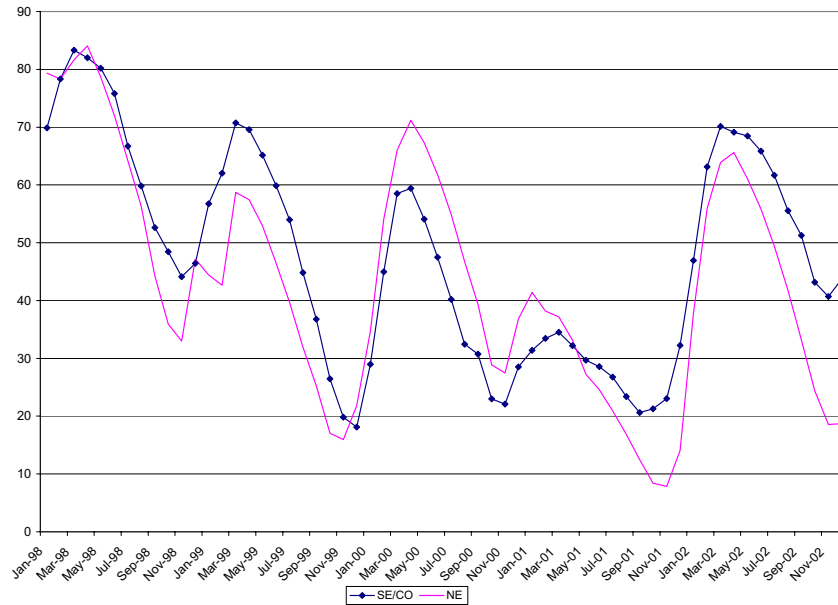


Figura 4.3: Percentual do Total da Capacidade de Energia Acumulada nos Reservatórios dos Subsistemas SE/CO e NE

O racionamento começou em junho de 2001 e durou 7 meses nas principais regiões econômicas do país.²⁸ Sua implantação foi determinada para antes da estação chuvosa de forma a evitar expor o sistema exclusivamente às condições hidrológicas da estação seca, o que poderia resultar em cortes possivelmente mais agudos de energia.

O racionamento era visto como o resultado da reforma de liberalização do setor e gerou uma revolta generalizada da população. Mesmo assim, os esforços de conservação de energia atingiram os 20% de redução de demanda planejada pelo governo.

Apesar de ser um sistema cujas principais características têm sido a produção predominantemente hídrica e crescimento elevado do consumo, nem as condições hidrológicas nem um crescimento inesperado do consumo podem ser apontados como os determinantes principais do racionamento: As condições hidrológicas entre 1998 e 2001 nas regiões atingidas

²⁸Nas regiões SE, CO e NE, o racionamento durou de junho de 2001 a fevereiro de 2002 e em dois estados da região norte (Pará e Tocantins) de julho de 2001 a dezembro de 2001. A região sul foi excluída do decreto que anunciou o racionamento e, de fato, em outubro de 2000, algumas usinas hidrelétricas estavam transbordando, mas a transferência de eletricidade para o SE estava limitada pelas linhas de transmissão existentes.

pelo racionamento não caracterizam um período de seca severa, embora estivessem abaixo da média histórica e a previsão de crescimento de consumo para o mesmo período foi apenas 1 % maior do que o crescimento de consumo efetivo.²⁹

A principal causa do racionamento pode ser apontada como a falta de investimento em geração e transmissão: a previsão otimista em relação a adição de capacidade embutida nos planos indicativos da época de implementação do novo modelo³⁰ não se concretizou, o que resultou no esvaziamento contínuo dos reservatórios das hidrelétricas do sistema. Sucessivos adiamentos e atrasos nos projetos de geração e transmissão ocorreram desde 1997.

A figura 4.4 mostra o efeito de cada um desses fatores:

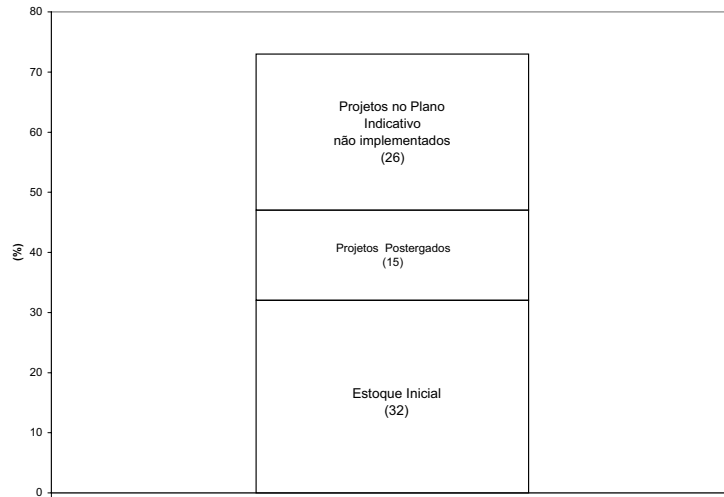


Figura 4.4: Contribuição para o Racionamento em Termos de Energia Acumulada no Sistema

A figura acima sugere que se a entrada tivesse ocorrido como o planejado e os projetos não tivessem sofrido atraso ou tivessem sido adiados, o sistema teria iniciado o ano do racionamento em uma posição bem confortável.³¹

²⁹Comitê de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001).

³⁰No setor elétrico brasileiro, o CCPE é responsável pelo plano indicativo de expansão do sistema para os próximos 10 anos, publicado anualmente nos Planos Decenais. O plano indicativo é usado como a principal fonte de expansão futura da capacidade no modelo de despacho ótimo.

³¹De acordo com Barroso *et al.* (2002), um nível de armazenamento de 50% da

Portanto, em um sistema no qual o consumo cresce a taxas elevadas, a trajetória da expansão de capacidade é uma variável fundamental no gerenciamento ótimo do sistema, em particular dos reservatórios das hidrelétricas do sistema.

O procedimento corrente do ONS considera que o planejamento de entrada dos investimentos ocorrerá segundo o plano indicativo sem considerar que: (1) pode haver uma diferença substancial entre a entrada planejada e a efetiva em um mercado onde uma parte significativa dos investimentos é privada. Em outras palavras, o investimento total torna-se suscetível a decisões estratégicas dos agentes, (2) assim, o cálculo do despacho corrente deve levar em consideração essas decisões estratégicas, de modo que o efeito das diferenças entre entrada planejada e efetiva seja minimizado.

Essa falha no cálculo do despacho ótimo pode levar a sérias crises, como o modelo estilizado abaixo tenta capturar de forma simples.

4.2.2

O Método do Despacho e a Expansão de Capacidade

Em um modelo de três períodos com um fator de desconto β , considere um sistema hidrotérmico de geração em que há atualmente 1 hidrelétrica (H) e 1 termelétrica (T_1). A hidrelétrica tem um reservatório cuja administração pode ser descrita por uma restrição dinâmica na qual o estoque de água existente pode ser usado na produção corrente ou acumulado para produção futura. A termelétrica pode ser descrita por uma função custo quadrática, com parâmetro exógeno c_s ($s = t, t + 1, t + 2$). Suponha ainda que a termelétrica não tenha restrição de capacidade de tal forma que o operador do sistema não precisa incluir custos de racionamento no problema de otimização. Além disso, não há restrições de transmissão.

A seqüência temporal do problema é dada a seguir: no começo do período s , o valor corrente f_s do fluxo hidrológico é realizado. Então o estoque de água total ($S_s + f_s$) é completamente conhecido quando a hidrelétrica produz q_s^H e a termelétrica produz $q_s^{T_1}$ e um estoque de água S_{s+1} é acumulado para o período seguinte. Portanto, ($S_s + f_s$) é o estado da economia na data s .

Cada fluxo hidrológico futuro $\{f_{t+1}, f_{t+2}\}$ pode assumir dois valores: alto ($f + \sigma$) com probabilidade α , ou baixo ($f - \sigma$) com probabilidade $(1 - \alpha)$.

O objetivo do operador do sistema é achar a seqüência de produção que minimiza o custo esperado intertemporal de utilização das termelétricas

capacidade total nos reservatórios das hidrelétricas no começo da estação seca reduz a possibilidade de racionamento a níveis aceitáveis.

sujeito à tecnologia de produção, a trajetória da demanda e a entrada futura de novas geradoras. De modo a incorporar estimativas de variáveis futuras no despacho ótimo o ONS usa previsões feitas pelo regulador (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL), pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) e dados dos agentes do setor elétrico.

Supõe-se que a trajetória da demanda seja dada pelo perfil $\{D_s; s = t, t + 1, t + 2\}$ que reflete os preços regulados (exogenamente) e a taxa de crescimento da economia.

A trajetória de entrada futura é determinada pelo plano indicativo elaborado pelo CCPE. Para simplificar, supõe-se que 1 termelétrica com as mesmas características da termelétrica já estabelecida possa começar suas operações em $t + 1$.

O ONS resolve o seguinte problema na data t :

$$\begin{aligned} \min_{\{q_s^{T_i}, S_{s+1}\}} E_t \left[\sum_{s=t}^{t+2} \sum_{i=1}^N \beta^{s-t} c_s \frac{(q_s^{T_i})^2}{2} \right] & \quad (4-22) \\ \text{s.a.} \quad \begin{cases} S_s + f_s - S_{s+1} + \sum_{i=1}^N q_s^{T_i} = D_s & (\phi_s) \\ S_s + f_s \geq S_{s+1} & (\mu_s^H) \\ q_s^{T_i} \geq 0 & (\mu_s^{T_i}) \\ S_{s+1} \geq 0 & (\mu_{S_{s+1}}) \end{cases} \end{aligned}$$

onde $N = 1$ em t , e $N = 2$ de $t + 1$ a $t + 2$.

Resolvendo para o estoque ótimo de água a ser acumulado em t :

$$S_{t+1} = \frac{\beta^2 c_{t+1} c_{t+2} E [D_{t+1} - f_{t+1} + D_{t+2} - f_{t+2}] + 2c_t (c_{t+1} + \beta c_{t+2}) (S_t + f_t - D_t)}{2c_t (c_{t+1} + \beta c_{t+2}) + \beta^2 c_{t+1} c_{t+2}} \quad (4-23)$$

Agora, suponha que para esse valor de S_{t+1} haja um incentivo para a termelétrica em adiar entrada por um período. Portanto, se o operador do sistema tivesse conhecimento desse incentivo, o estoque ótimo seria modificado para:

$$S_{t+1}^* = \frac{\beta^2 c_{t+1} c_{t+2} E [D_{t+1} - f_{t+1} + D_{t+2} - f_{t+2}] + c_t (2c_{t+1} + \beta c_{t+2}) (S_t + f_t - D_t)}{2c_t c_{t+1} + \beta c_{t+2} (c_t + \beta c_{t+1})} \quad (4-24)$$

É fácil ver que

$$S_{t+1}^* \geq S_{t+1} \quad (4-25)$$

Dessa forma, se o ONS soubesse que o investidor iria adiar entrada, sua reação seria a de acumular mais água para o futuro. Em outras palavras, as termelétricas seriam mais intensivamente despachadas no período corrente.

4.2.3

A Falta de Investimento e o Racionamento

Como vimos, as diferenças entre a expansão de capacidade efetiva e a prevista pode levar a um baixo nível de estoque para o próximo período se as previsões se mostrarem muito otimistas.

Olhando para o passado, é direto apontar a falta de investimento (e o conseqüente esvaziamento dos reservatórios) como a principal causa da crise de racionamento de 2001.³² Como resultado, a política ótima de despacho deveria ter sido não gastar água *ex-ante*, o que, por outro lado, poderia ter levado ao vertimento de água em 2000, quando as condições hidrológicas foram muito favoráveis.

Não obstante análises de eventos passados, o método de despacho corrente tem um importante problema que pode ter exacerbado a crise: ele não inclui o fato de que os investidores podem alterar seus planos de investimento anunciados e que essa alteração pode ser resultado do despacho ótimo corrente.

Por exemplo, ao fim de 1999, incertezas sobre a regulação (em relação a grande oscilação dos preços do gás natural, a consolidação das regras de mercado, entre outras³³) podem ter aumentado substancialmente o valor da opção de espera. Nesse caso, o despacho ótimo deveria ter incluído um valor maior para opção de espera e, por conseguinte, deveria ter despachado de forma mais conservadora as hidrelétricas.

Na figura abaixo, isto teria implica maiores CMOs, especialmente durante 1999 e 2000, além de uma menor taxa de esvaziamento dos reservatórios do sistema.

Na análise a seguir, mostra-se como o valor do estoque de água poderia ter sido modificado de forma a considerar os incentivos gerados por seu valor sobre a entrada.

Um Modelo de Despacho com Investimentos Privados

O fato de os investidores terem opções reais e, portanto, poderem adiar seus investimentos não é considerado sob o procedimento corrente usado pelo ONS, a menos que esse adiamento seja também considerado no plano indicativo elaborado pelo CCPE. O método de despacho ótimo deve levar em consideração que os investidores têm alguma flexibilidade em

³²Comissão de Análise do Setor Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001), Pires *et al.* (2001), Sauer (2002), entre outros.

³³Ver Pires *et al.* (2001) e Barroso *et al.* (2002)

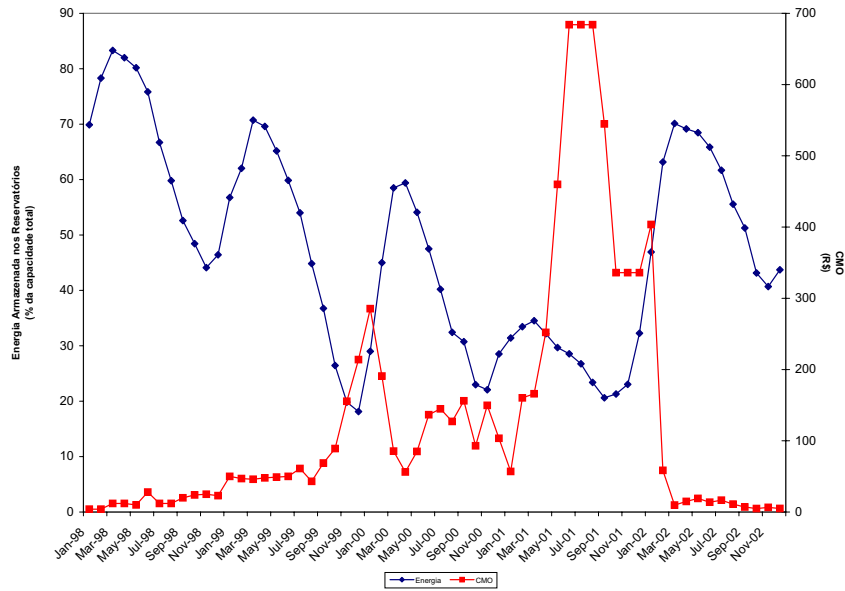


Figura 4.5: Preços da Energia e Estoque Acumulado de Energia nos Reservatórios do Sub-sistema SE/CO

adiar investimento e, dessa forma, o operador do sistema deve incluir essas decisões estratégicas no cálculo do despacho.

Para realizar um investimento em geração, os investidores devem obter licenças do regulador. O operador do sistema sabe então quantas firmas têm licenças e quando elas entrarão em funcionamento e essa informação é incluída no plano indicativo.

Seguindo a mesma estrutura de três períodos com 1 hidrelétrica e 1 termelétrica no mercado, suponha que no plano indicativo considere-se a entrada de uma termelétrica ao fim da data t .

Supõe-se que o investimento em cada período ocorre exatamente após o despacho ótimo desse período ter sido decidido. Se a termelétrica entra ao fim da data t , ela não pode fazê-lo novamente depois disso, porque ela não tem uma licença extra. Conseqüentemente, a termelétrica tem 5 possíveis estratégias³⁴: entrar ou não ao fim da data t , e se ela não entrou em t , ela pode ou não entrar em $t + 1$ se a contingência for $f_{t+1} = f + \sigma$ ou pode entrar ou não em $t + 1$ se a contingência for $f_{t+1} = f - \sigma$.

³⁴É possível que, a fim de garantir a existência de um equilíbrio no jogo descrito a seguir, o espaço de estratégias relevante da termelétrica deva ser expandido de modo a incluir a aleatorização das 5 estratégias puras enumeradas acima.

A essas possíveis estratégias será associada uma tripla (n_1, h_2, l_2) onde cada entrada representa a decisão de entrar (se igual a 1) ou não entrar (se igual a zero) respectivamente ao fim da data t , ao fim da data $t + 1$ e contingência $f_{t+1} = f + \sigma$ e ao fim da data $t + 1$ e contingência $f_{t+1} = f - \sigma$. Assim, por exemplo, $(n_1, h_2, l_2) = (0, 0, 1)$ está associada à estratégia “Não entra em t , não entra em $t+1$ se $f_{t+1} = f + \sigma$ e entra em $t+1$ se $f_{t+1} = f - \sigma$ ”.

Para cada estratégia de entrada, há um despacho associado. O despacho ótimo é definido como aquele em que a termelétrica a entrar não tem incentivo de desviar da estratégia anunciada no despacho ótimo.

O despacho para cada (n_1, h_2, l_2) é dado pelas seguintes condições:

$$S_{t+1} = \frac{\left((S_t - D_t)c_t \left(\begin{array}{l} (N_1 + l_2)c_{t+1} \left(\begin{array}{l} N_1(\beta c_{t+2} + c_{t+1}) \\ + h_2 c_{t+1} \end{array} \right) \\ + (N_1 + h_2)(1 + n_1)\beta c_{t+1}c_{t+2} \\ + N_1^2\beta^2 c_{t+2}^2 \end{array} \right) + \right. \\ \left. + \beta^2 c_{t+1}^2 c_{t+2} \left(\begin{array}{l} + N_1\beta \frac{c_{t+2}}{c_{t+1}} + \\ \left(\begin{array}{l} N_1 + \alpha l_2 + \\ (1 - \alpha)h_2 \end{array} \right) \end{array} \right) \left(\begin{array}{l} E_t \left[\begin{array}{l} D_{t+1} \\ + D_{t+2} \end{array} \right] \\ - 2f \\ + \sigma(1 - 2\alpha) \end{array} \right) \right) \\ + \left(\begin{array}{l} + (1 - 2\alpha)N_1\beta c_{t+2} \\ + (1 - \alpha)(N_1 + h_2)c_{t+1} \\ - (N_1 + l_2)\alpha c_{t+1} \end{array} \right) \sigma\beta^2 c_{t+1}c_{t+2} \right) \right) \quad (4-26)$$

$$S_{t+2}[f + \sigma] = \frac{\left(\begin{array}{l} c_t \left(\begin{array}{l} (N_1 + l_2)N_1\beta c_{t+2}c_{t+1} \\ + (N_1 + l_2)(N_1 + h_2)c_{t+1}^2 \\ + (N_1 + h_2)N_1\beta c_{t+1}c_{t+2} + N_1^2\beta^2 c_{t+2}^2 \end{array} \right) + \\ \left(\begin{array}{l} + N_1\beta c_{t+2} + \\ (N_1 + \alpha l_2 + (1 - \alpha)h_2) c_{t+1} \end{array} \right) \sigma\beta^2 c_{t+1}c_{t+2} \end{array} \right) \left(\begin{array}{l} N_1\beta c_{t+2} (D_{t+2} - (f - (1 - 2\alpha)\sigma)) \\ - (N_1 + h_2)c_{t+1} (D_{t+1} - (f + \sigma) - S_{t+1}) \end{array} \right) \right) \quad (4-27)$$

$$S_{t+2}[f - \sigma] = \frac{\left(\begin{array}{l} N_1\beta c_{t+2} (D_{t+2} - (f - (1 - 2\alpha)\sigma)) \\ - (N_1 + l_2)c_{t+1} (D_{t+1} - (f - \sigma) - S_{t+1}) \end{array} \right) \right) \quad (4-28)$$

onde $N_1 = (1 + n_1)$

O investidor escolhe a estratégia (n_1, h_2, l_2) que maximiza o valor esperado dos seus lucros que resultam dos preços e quantidades despachadas derivados das equações acima. Chame esta estratégia de (n_1^*, h_2^*, l_2^*) . Associada à essa estratégia está o despacho $\{S_{t+1}^*, S_{t+2}^*[f + \sigma], S_{t+2}^*[f - \sigma]\}$. Se não houver outra estratégia que gera mais lucros a esse despacho, então

$\{S_{t+1}^*, S_{t+2}^* [f + \sigma], S_{t+2}^* [f - \sigma]\}$ é o despacho ótimo.

Voltemo-nos a alguns exemplos numéricos para ilustrar a discussão acima.

Exemplos numéricos

Suponha os seguintes valores:

$$D_{t+2} = D_{t+1} = D_t = 100, \alpha = 0.5, \beta = 0.9, \bar{S}_t = 150, f = 20, \sigma = 10, c_t = c_{t+1} = c_{t+2} = 1, I = 80$$

A tabela abaixo descreve os *payoffs* respectivos para cada estratégia:

estratégias	(0, 0, 0)	(0, 1, 0)	(0, 0, 1)	(0, 1, 1)	(1, 0, 0)
S_{t+1}	82.88	79.23	78.14	74.02	69.33
$S_{t+2} [f + \sigma]$	44.67	31.19	42.18	27.60	37.54
$S_{t+2} [f - \sigma]$	34.15	32.23	16.65	13.80	27.01
$q_{t+1} [f + \sigma]$	0.00	0.00	0.00	0.00	19.11
$q_{t+1} [f - \sigma]$	0.00	0.00	0.00	0.00	23.84
$q_{t+2} [f + \sigma, f + \sigma]$	0.00	19.40	0.00	21.20	16.23
$q_{t+2} [f + \sigma, f - \sigma]$	0.00	29.40	0.00	31.20	26.23
$q_{t+2} [f - \sigma, f + \sigma]$	0.00	0.00	26.67	28.10	21.49
$q_{t+2} [f - \sigma, f - \sigma]$	0.00	0.00	36.67	38.10	31.49
Payoff	0.00	89.65	172.22	298.98	301.57

Tabela 4.2: Exemplo do Caso-Base

A estratégia que maximiza o *payoff* do investidor é portanto (1, 0, 0), que é compatível com o plano indicativo. Associado com essa estratégia está o despacho 69.33, 37.54, 27.01. Note, contudo, que se esse despacho é realizado, o investidor em termelétrica tem um incentivo a desviar.

Os *payoffs* de cada estratégia no caso em que o investidor desvia do despacho acima são dados por:

estratégias	(0, 0, 0)	(0, 1, 0)	(0, 0, 1)	(0, 1, 1)
Payoff	0.00	125.77	213.10	338.86

Tabela 4.3: Exemplo 1

O despacho ótimo deve incluir esse incentivo a desviar e dessa forma o despacho deve ser modificado para $\{S_{t+1}^* = 74.02, S_{t+2}^*[f + \sigma] = 27.60, S_{t+2}^*[f - \sigma] = 13.80\}$.

Se esse despacho é realizado, os payoffs para o investidor serão dados por:

estratégias	(0, 0, 0)	(0, 1, 0)	(0, 0, 1)	(1, 0, 0)
Payoff	0.00	108.08	190.89	258.74

Tabela 4.4: Exemplo 2

E nenhum incentivo a desviar existirá.

Agora, se o custo do investimento inicial aumentar para $I = 90$, os *payoffs* para cada estratégia são dados por:

estratégias	(0, 0, 0)	(0, 1, 0)	(0, 0, 1)	(0, 1, 1)	(1, 0, 0)
Payoff	0.00	81.15	167.72	289.98	282.57

Tabela 4.5: Exemplo 3

E ao despacho ótimo $\{S_{t+1}^* = 74.02, S_{t+2}^*[f + \sigma] = 27.60, S_{t+2}^*[f - \sigma] = 13.80\}$, não há incentivo a desviar porque os payoffs relativos a qualquer desvio são menores:

estratégias	(0, 0, 0)	(0, 1, 0)	(0, 0, 1)	(1, 0, 0)
Payoff	0.00	103.58	186.39	239.74

Tabela 4.6: Exemplo 4

4.3 Conclusões

Califórnia e Brasil enfrentaram uma crise bastante séria alguns anos após a reestruturação de seus respectivos setores elétricos, ambos baseados no mesmo modelo de liberalização em voga durante os anos noventa. Ambos esperavam que a nova estrutura resolvesse seus respectivos problemas principais (os elevados preços ao consumidor na Califórnia e a falta de investimento em nova geração e transmissão no Brasil), mas menos de 5 anos após a implantação das reformas, as críticas aos modelos parecem acumular-se.

O objetivo desse capítulo foi mostrar que alguns incentivos embutidos no modelo adotado em cada uma das experiências acima podem ter exacerbado, ao invés de atenuado, as crises pelas quais os dois passaram.

Diferentemente de outras experiências de reforma, contratos iniciais praticamente eram inexistentes na Califórnia. De maneira a criar um mecanismo de recuperação de investimentos passados que fosse transparente, exigiu-se que as posições descobertas das distribuidoras fossem negociadas nos mercados à vista, com incentivos mínimos à contratação de longo prazo. Diante de um problema de escassez natural, a Califórnia viu os preços do mercado atacadista explodirem, o que pode ser parcialmente explicado pelo exercício significativo de poder de mercado pelas geradoras. Esse incentivo teria sido reduzido se contratos de longo prazo tivessem sido exigidos às geradoras.

No Brasil, o planejamento de expansão da capacidade vigente antes da reforma (baseado nos investimentos estatais necessários para manter o risco de racionamento em níveis aceitáveis) foi substituído por um plano indicativo baseado em investimentos privados. Como resultado, no novo modelo, a entrada efetiva pode ser bastante diferente da entrada planejada devido a considerações estratégicas dos investidores. Se o operador do sistema não incorpora esse efeito no despacho ótimo, as hidrelétricas acabam sendo mais intensivamente despachadas no presente, aumentando o risco de déficits futuros, *ceteris paribus*. Assim, em um sistema no qual há altas

taxas de crescimento de consumo e que depende de investimentos privados, o despacho ótimo deve incorporar incentivos estratégicos dos agentes.

Os modelos acima capturam apenas parte do problema que a Califórnia e o Brasil vivenciaram. Há obviamente muitos outros aspectos que magnificaram os efeitos analisados nesse capítulo: preços ao consumidor que não refletem as condições do mercado atacadista de energia, reguladores que não tomam medidas adequadas frente a problemas no mercado, dependência de produção hídrica, etc. são alguns dos fatores também apontados em outros estudos sobre as crises na Califórnia e no Brasil.

A principal lição é que a liberalização do setor elétrico deve ser feita com extremo cuidado e que os incentivos gerados pelo novo modelo devem ser apropriados aos objetivos gerais da reforma e, principalmente, robustos a situações extremas, que levem em consideração as especificidades dos mercados elétricos.