

CAPÍTULO 6

ESTRATÉGIA ÓTIMA DE OFERTA DE PREÇOS

6.1 INTRODUÇÃO

Como visto no Capítulo 1, se um mercado apresenta competição perfeita não há brechas que possam ser exploradas pelos agentes, nem espaço é deixado livre para jogos que distorçam a operação e/ou os preços. Entretanto, os mercados de energia elétrica no mundo se aproximam mais de um oligopólio do que um mercado de competição perfeita. Em função deste fato, as empresas de geração podem maximizar os seus lucros através de ofertas estratégicas de preços, sendo este sempre o objetivo principal dessas empresas.

Neste capítulo é apresentada a formulação do problema de estabelecimento de estratégias de oferta ótima de preços em mercados competitivos de energia elétrica. A formulação apresentada é geral e pode ser estendida para qualquer mercado spot de energia elétrica baseado em ofertas para o dia seguinte. A diferença básica está no cálculo da remuneração das usinas, que é função das regras de contabilização do mercado em questão. Nesta tese será utilizado como referência para o cálculo da remuneração das usinas as regras de contabilização do MAE [40].

6.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA PARA TERMELÉTRICAS

Considere que os geradores termelétricos fazem ofertas de preço para cada período de contabilização do dia seguinte. Assume-se por simplificação que toda a capacidade disponível é conhecida a priori e deve ser ofertada a um único preço. A previsão de carga para o dia seguinte também é conhecida no momento que as ofertas são feitas. Com base nas ofertas realizadas pelos agentes, o preço spot é então calculado para cada período de contabilização do dia seguinte utilizando o programa DESSEM do Cepel, no caso do *tight pool*, ou resolvendo o Problema 4.5, ou equivalente, para cada período de contabilização, no caso do esquema geral de ofertas de preços, como visto no Capítulo 4. Note que no segundo caso os geradores hidrelétricos também fariam ofertas de preços.

A receita operacional bruta (sem o pagamento de impostos) de uma usina

termelétrica i será dada para cada período de contabilização h do dia seguinte por:

$$RB_h^i = RC_h^i + RMAE_h^i - DO_h^i \quad (6.1)$$

onde:

$$RC_h^i = EC_h^i . PC_h^i \quad \text{receita de contrato} \quad (6.1.1)$$

$$RMAE_h^i = (EG_h^i - EC_h^i) . Pspot_h \quad \text{liquidação no MAE} \quad (6.1.2)$$

$$DO_h^i = EG_h^i . CV^i \quad \text{despesa operacional} \quad (6.1.3)$$

$$EC_h^i \quad \text{energia contratada}$$

$$PC_h^i \quad \text{preço de venda contratado}$$

$$EG_h^i \quad \text{energia gerada}$$

$$Pspot_h \quad \text{preço spot}$$

$$CV^i \quad \text{custo variável (combustível + O\&M)}$$

Observe que a parcela associada a liquidação no MAE ($RMAE_h^i$) pode ser positiva ou negativa dependendo da geração da usina.

A estratégia ótima do gerador termelétrico i é então determinar a oferta de preços que maximize a sua receita operacional bruta ao longo do próximo dia:

$$RB^i = \text{Max} \sum_{h=1}^H EC_h^i . PC_h^i + (EG_h^i - EC_h^i) . Pspot_h - EG_h^i . CV^i \quad (6.2)$$

onde H representa o número de períodos de contabilização no dia seguinte, podendo ser 24 se a contabilização é feita hora a hora, ou 48 se a contabilização é de 1/2 hora em 1/2 hora.

Note entretanto que o preço spot ($Pspot_h$) e a energia gerada (EG_h^i) em cada período de contabilização são funções das ofertas de preços de todos os agentes, que não são conhecidas no momento que o gerador i faz a sua oferta.

6.3 TRATAMENTO DETERMINÍSTICO

Inicialmente, vamos supor conhecidas as ofertas feitas pelos demais agentes. Ainda assim, observe que o Problema 6.2 é não-linear, pois a função objetivo apresenta produto entre duas variáveis de decisão, o preço spot (P_{spot_h}) e a energia gerada (EG_h^i).

Teoricamente, a estratégia ótima poderia ser determinada acoplando o Problema (6.2) ao problema de despacho de custo mínimo, que é resolvido para a determinação do preço spot / despacho, e utilizando algum pacote conhecido de programação não-linear. Entretanto, no caso do *tight pool*, este acoplamento ao programa DESSEM é computacionalmente bastante difícil.

Aqui o Problema (6.2) será resolvido de forma aproximada discretizando o intervalo de possíveis preços ofertados pelo gerador i para cada período de contabilização h , e fazendo uma busca unidimensional pela oferta de preço que maximiza a receita operacional bruta. A hipótese básica que deve ser assumida é que não existe dependência entre as estratégias ótimas nos períodos h e $h+1$. No caso do esquema geral de ofertas de preços esta hipótese é válida desprezando os custos de partida das usinas térmicas, e assumindo pequenas variações nos níveis de armazenamento de h para $h+1$. Já para o caso do *tight pool*, isto não é totalmente verdadeiro porque existe acoplamento temporal entre as decisões de despacho obtidas com o programa DESSEM em cada período, entretanto, na prática esta dependência em bases horárias é muito pequena em função também das pequenas variações nos níveis de armazenamento de h para $h+1$, podendo ser desprezada. Assim é possível determinar a oferta ótima para o período h independentemente da oferta para o período $h+1$.

Logo para cada período de contabilização a estratégia ótima é estimada utilizando o algoritmo apresentado na Figura 6.1:

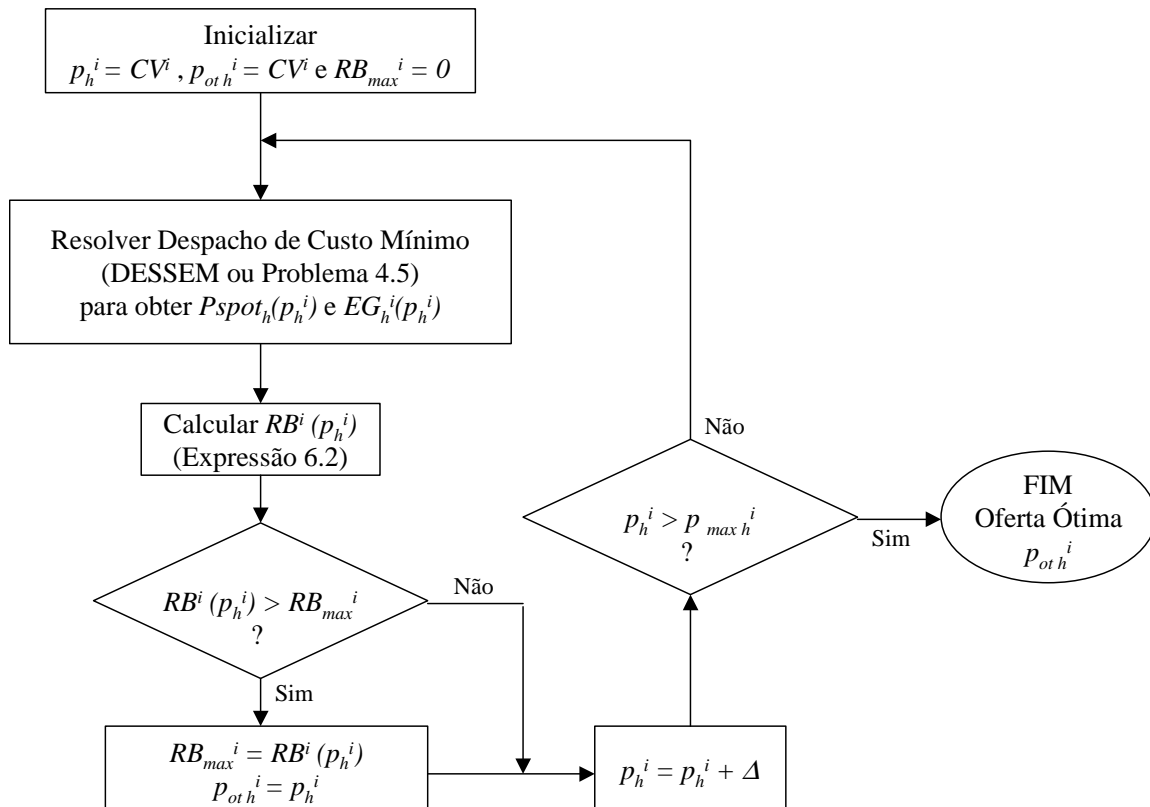


Figura 6.1 – Algoritmo Estratégia Ótima (Caso Determinístico)

Note que a busca pela oferta ótima ($p_{ot h}^i$) é iniciada fazendo a oferta inicial igual ao custo variável (CV^i) da termelétrica. A cada iteração o oferta é aumentada de um valor Δ até que a oferta máxima possível ($p_{max h}^i$) seja atingida. O valor de Δ pode ser utilizado para ajustar o precisão da estimativa e o tempo de processamento. Algoritmos similares a este podem ser encontrados em [53] e [54].

6.4 TRATAMENTO ESTOCÁSTICO

Infelizmente, no momento que o gerador i faz a sua oferta, as ofertas dos outros agentes não são conhecidas. Adicionalmente, também existe incerteza com relação à carga e a disponibilidade de geração. Estas incertezas aumentam sobremaneira a complexidade do problema, que se configura em problema de decisão sob incertezas.

6.4.1 DECISÃO SOB INCERTEZAS

Um tratamento muito utilizado em problemas de decisão sob incerteza consiste em maximizar o valor esperado de uma função utilidade, U , que represente o perfil de aversão a risco do agente.

A função utilidade pode se vista simplesmente como uma forma de descrever preferências em relação a diferentes níveis de risco. Normalmente, as funções utilidade de um agente apresentam as seguintes características:

- utilidade crescente com o resultado, x : $dU/dx > 0$
- utilidade marginal decrescente com o resultado: $d^2U/dx^2 < 0$

A definição de aversão a risco encontra suas origens no conceito de utilidade marginal decrescente.

Por resultado pode-se entender, e.g., receita bruta, valor presente líquido, ou qualquer outro indicador de remuneração, dependendo do problema analisado.

O valor esperado da função utilidade é calculado como:

$$E[U(x)] = \int U(x)f(x) dx \quad (6.3)$$

onde o risco é representado pela função densidade de probabilidade $f(x)$. Se um agente tem que escolher entre dois níveis de risco ele escolhe aquele que maximiza a sua função utilidade.

Na prática a definição de função utilidade específica para um agente não é simples, principalmente quando o problema analisado se torna mais complexo. Um tratamento comumente utilizado consiste em adotar um Modelo Média-Variância, onde o objetivo é maximizar a função utilidade dada por:

$$U(x) = E[x] - \lambda \text{Var}[x] \quad (6.4)$$

sendo λ um parâmetro que reflete o perfil de aversão a risco do agente. Quando λ é igual a zero o agente é considerado neutro ao risco.

O Modelo Média-Variância somente corresponde à maximização da utilidade esperada sob condições específicas:

1. Função utilidade é quadrática - como para estas funções as derivadas de terceira ordem e ordem superior são nulas, a função

objetivo pode ser escrita apenas como função da média e da variância do resultado.

2. Resultado é normalmente distribuída porque assim a distribuição de probabilidade é completamente caracterizada pela média e pela variância.

Entretanto, mesmo para distribuições não normais, que não podem ser completamente caracterizadas por média e variância, o Modelo Média-Variância pode ser considerado uma aproximação razoável para a maximização da utilidade esperada [55].

Em algumas aplicações o Modelo Média-Variância é substituído por um modelo similar dado por [56]:

$$U(x) = (1 - \lambda).E[x] - \lambda .V \quad (6.5)$$

onde λ representa novamente o perfil de aversão a risco do agente, sendo neste caso um número entre 0 e 1, e V representa alguma medida de incerteza (i.e., o desvio padrão, semi desvio-padrão, etc.).

6.4.2 TRATAMENTO ADOTADO

O tratamento adotado aqui consiste em determinar a oferta que maximiza a utilidade da remuneração operacional bruta para um conjunto de cenários (ofertas dos outros agentes, carga e disponibilidade). É utilizada novamente uma busca unidimensional onde para cada oferta de preço é calculada, não RB^i , mas o valor de sua função utilidade para o conjunto de cenários analisados. O algoritmo apresentado na Figura 6.1 pode ser adaptado para resolver este problema, substituindo o cálculo de RB^i pelo cálculo de sua utilidade, $U[RB^i]$, como mostrado na Figura 6.2.

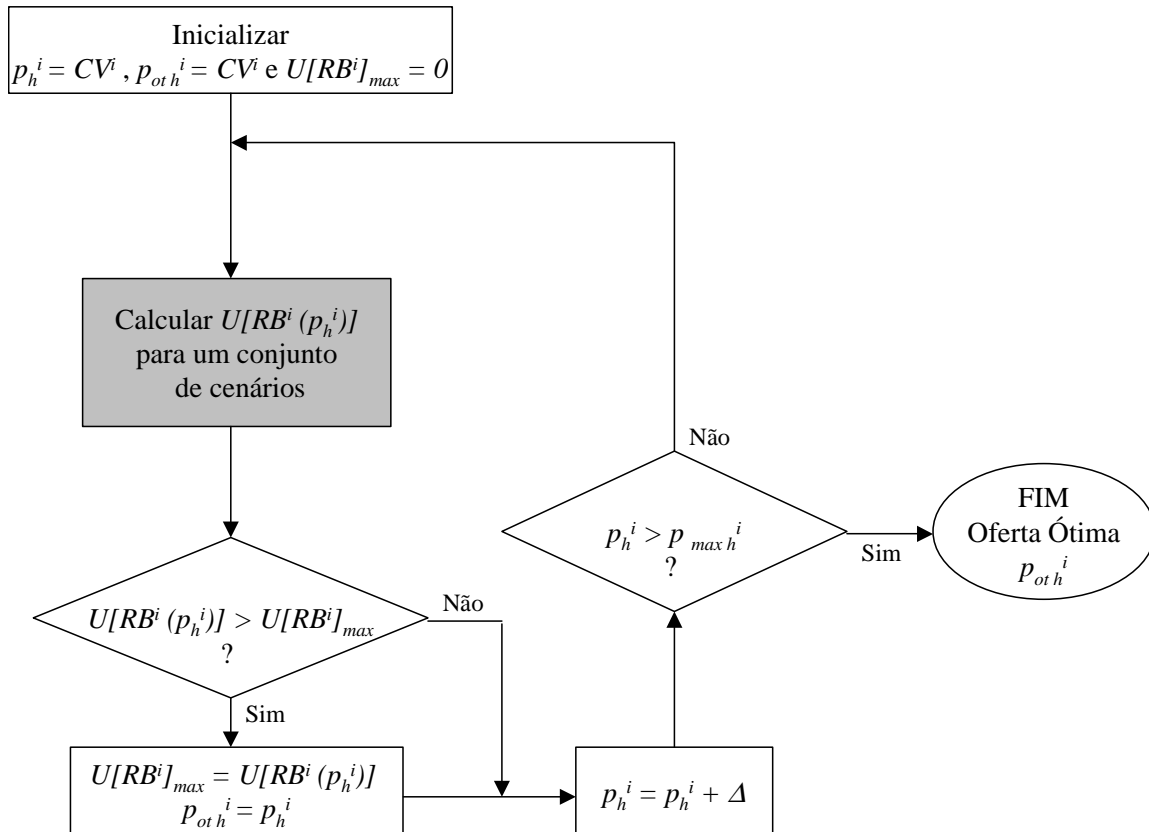


Figura 6.2 – Algoritmo Estratégia Ótima (Caso Estocástico)

6.4.3 CÁLCULO DA UTILIDADE DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA POR SIMULAÇÃO MONTE CARLO

Será considerada a função utilidade apresentada na Expressão (6.5) onde a medida de incerteza será dada pelo desvio padrão. A função utilidade da receita operacional bruta para cada oferta de preço do gerador i (p_h^i) é dada então por:

$$U[RB^i(p_h^i)] = (1 - \lambda)E[RB^i(p_h^i)] - \lambda\sqrt{\text{Var}[RB^i(p_h^i)]} \quad (6.6)$$

O valor de $U[RB^i(p_h^i)]$ pode ser obtido através do método Simulação Monte Carlo. Os seguintes estimadores não-tendenciosos são utilizado para $E[RB^i(p_h^i)]$ e $\text{Var}[RB^i(p_h^i)]$ [57]:

$$\hat{E}[RB^i(p_h^i)] = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N RB_n^i(p_h^i) \quad (6.7)$$

$$\hat{\text{Var}}[\text{RB}^i(p_h^i)] = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N [\text{RB}_n^i(p_h^i)]^2 - E^2[\text{RB}^i(p_h^i)] \quad (6.8)$$

onde:

N número de cenários analisados

$\text{RB}_n^i(p_h^i)$ receita operacional bruta do cenário n

Cada cenário é composto por carga, disponibilidade e conjunto de ofertas de preços dos outros agentes. O cenário de carga pode ser obtido utilizando um modelo de previsão de carga horária de curto prazo [58]. As disponibilidades podem ser amostradas modelando o processo falha / reparo dos geradores através de distribuições exponenciais [59]. O detalhamento da representação do processo de ofertas dos outros agentes é apresentado na próxima seção.

O algoritmo utilizado para estimar $U[\text{RB}^i(p_h^i)]$ é ilustrado na Figura 6.3.

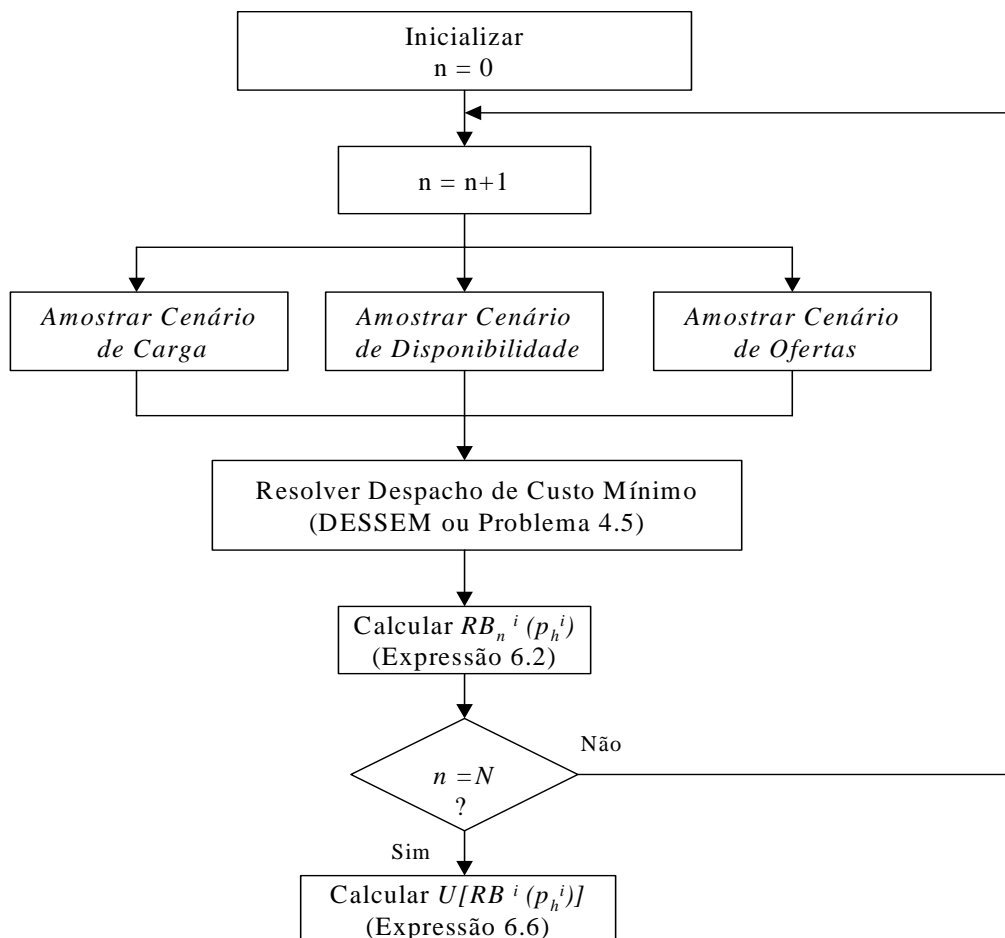


Figura 6.3 – Algoritmo Utilidade da Receita Operacional Bruta

Uma característica atrativa da simulação Monte Carlo é que o tamanho da amostra N necessário para estimar $E[RB^i(p_h^i)]$ com uma dada precisão, não depende do número de variáveis incertas consideradas na simulação.

É importante também observar em (6.7) que $\hat{E}[RB^i(p_h^i)]$ não é o valor verdadeiro de $E[RB^i(p_h^i)]$, porém uma estimativa deste valor. Se a simulação fosse repetida com uma outra amostra aleatória, poderia-se obter outro valor para a estimativa. Como a receita operacional bruta é uma variável aleatória, este estimador, que é a média de N observações de $RB^i(p_h^i)$, é também uma variável aleatória. A incerteza em torno da estimativa é dada pela variância do estimador:

$$\text{Var}[\hat{E}[RB^i(p_h^i)]] = \frac{\hat{\text{Var}}[RB^i(p_h^i)]}{N} \quad (6.9)$$

onde $\hat{\text{Var}}[RB^i(p_h^i)]$ é estimada pela Expressão (6.8):

Expressão (6.9) indica que a incerteza na estimativa de $E[RB^i(p_h^i)]$ depende da variância da receita operacional bruta e é inversamente proporcional ao tamanho da amostra. Isto confirma a noção intuitiva de que a precisão da simulação Monte Carlo aumenta com o aumento do tamanho da amostra N . Esta incerteza pode ser representada por um coeficiente de variação, β :

$$\beta = \frac{\sqrt{\text{Var}[\hat{E}[RB^i(p_h^i)]]}}{\hat{E}[RB^i(p_h^i)]} \quad (6.10)$$

A expressão (6.10) pode ser usada para estimar o tamanho da amostra necessária para uma dada precisão. Substituindo (6.9) em (6.10) e reescrevendo em termos de N resulta em:

$$N = \frac{\hat{\text{Var}}[RB^i(p_h^i)]}{(\beta \hat{E}[RB^i(p_h^i)])^2} \quad (6.11)$$

Este último resultado mostra que o esforço computacional da simulação Monte Carlo, dado pelo tamanho da amostra N , não depende da dimensão ou da

complexidade do problema analisado. Por outro lado, o esforço computacional depende fortemente da precisão desejada, β .

6.4.4 REPRESENTAÇÃO DAS OFERTAS DOS AGENTES COMPETIDORES

Como visto no Capítulo 1, dois tratamentos são encontrados na literatura para a representação do processo de oferta dos agentes competidores. O primeiro é baseado nos conceitos de teoria dos jogos, e o segundo consiste em modelar o comportamento probabilístico de oferta dos agentes a partir de dados históricos e de conhecimento prévio sobre seus perfis de aversão a risco.

6.4.4.1 Teoria dos Jogos

A representação baseada na teoria dos jogos segue modelos de competição oligopolista como os modelos de Cournot, Bertrand, Stackelberg, etc. [47]. Esta representação consiste em, para cada cenário analisado, determinar o conjunto de ofertas dos outros agentes que define um Equilíbrio de Nash (vide Capítulo 5). Isto pode ser feito utilizando um processo iterativo onde a cada iteração os agentes redefinem as suas hipóteses sobre o comportamento dos outros agentes participantes através das informações (despacho e preço) obtidas na iteração anterior. Resumindo, a cada iteração os agentes tentam definir a sua estratégia de oferta ótima para a condição de mercado corrente. O processo iterativo converge quando para todos os geradores a estratégia ótima na iteração $i-1$ e muito próxima da estratégia da iteração i . O algoritmo ilustrado na Figura 6.4 é baseado no modelo de Bertrand, e pode ser utilizado para tentar encontrar o Equilíbrio de Nash para um conjunto de K geradores que competem por preço.

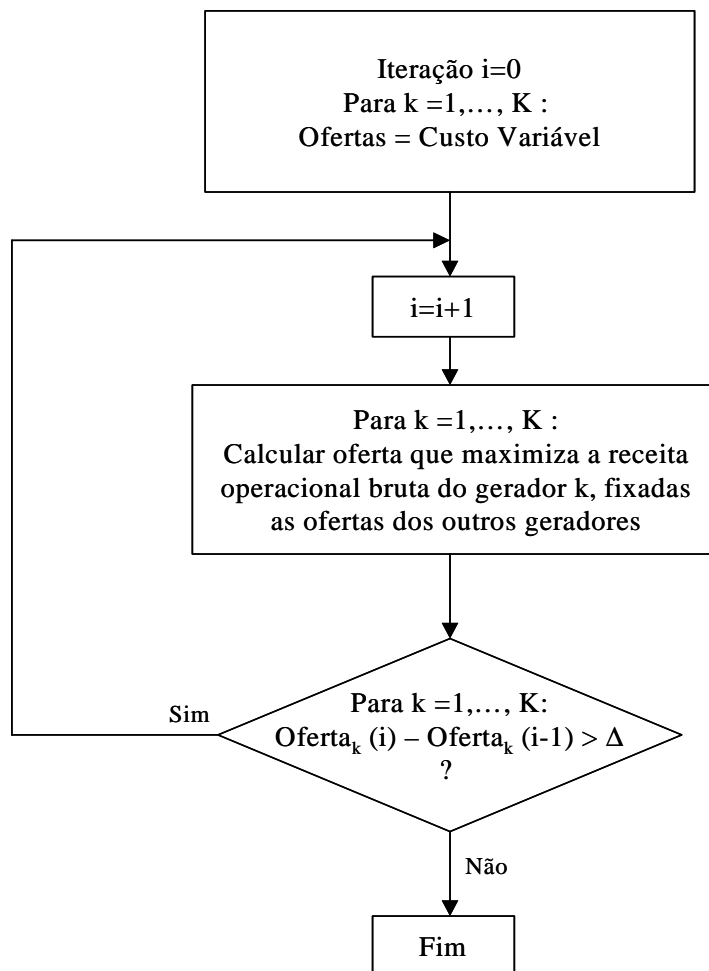


Figura 6.4 – Algoritmo Equilíbrio de Nash

A utilização dos conceitos de teoria dos jogos parece à forma natural de representar o comportamento de ofertas dos outros agentes. Infelizmente, não existe garantia teórica de que um equilíbrio exista para estratégias puras em um mercado de energia elétrica, mais especificamente quando restrições de transmissão são representadas [48]. Os modelos de competição oligopolista são mais apropriados para avaliar o potencial de poder de mercado do que para a construção de estratégias ótimas de oferta, apesar de, em princípio, os estados de equilíbrio destes jogos representarem a estratégia ótima para todos os agentes. A razão para isto está associada às muitas hipóteses simplificadoras utilizadas por estes modelos. Na prática, em função das complexidades dos mercados de energia elétrica é pouco provável que no curto prazo os agentes conseguissem concordar que um determinado estado é um Equilíbrio de Nash.

Em função do exposto acima, a representação baseada em teoria dos jogos não será utilizada para a construção de ofertas ótimas nesta tese. Por outro lado, o

algoritmo apresentado na Figura 6.4 será utilizado no próximo capítulo para avaliar o potencial de poder de mercado no Setor Elétrico Brasileiro.

6.4.4.2 Modelagem Probabilística

Modelar o comportamento probabilístico de ofertas dos agentes competidores não é uma tarefa simples. O tratamento natural é tentar construir distribuições de probabilidade para as ofertas dos diversos agentes, a partir de dados históricos e de conhecimento prévio sobre seus perfis de aversão a risco. Estas distribuições de probabilidades devem ser condicionadas ao estado do sistema no momento em que as ofertas são feitas. Por exemplo, no caso do Brasil, as distribuições para o período seco devem ser diferentes das distribuições no período chuvoso, e para um mesmo período, as distribuições devem variar em função do nível de armazenamento do sistema.

No momento não se tem um modelo baseado em ofertas em operação no sistema brasileiro, o que implica na inexistência de dados históricos para o ajuste das distribuições de probabilidades. Uma alternativa que poderia ser adotada consiste em utilizar uma modelagem baseada em conjuntos nebulosos (*fuzzy*) [60].

A tratamento aqui adotado consistirá de uma modelagem probabilística “combinada” com uma representação baseada em conjuntos nebulosos. Será utilizada na verdade, uma modelagem probabilística, mas utilizando distribuições de probabilidade equivalentes às funções de pertinência típicas de uma representação *fuzzy*. Deve-se ressaltar, que se a definição das distribuições de probabilidade forem consistentes com as funções de pertinência *fuzzy*, os resultados obtidos serão equivalentes, como mostrado em [61].

Para a representação das ofertas dos geradores termelétricos será utilizada a função densidade de probabilidade triangular ilustrada na Figura 6.5. Note que esta distribuição é utilizada porque os geradores termelétricos não têm nenhum estímulo para ofertar preços menores que seus custos variáveis de operação (O&M + combustível). O condicionamento ao estado do sistema (níveis de armazenamento e afluições) no momento que as ofertas são feitas do sistema, e ao perfil de aversão a risco do agente, é feito ajustando o limite superior da distribuição de probabilidade.

Esse comportamento de ofertas representaria a tentativa por parte dos geradores termelétricos mais agressivos de exercerem poder de mercado, estando por outro lado assumindo um risco maior de não serem despachados.

Esta representação será utilizada na construção de estratégias ótimas para termelétricas, tanto no caso do *tight pool*, quanto no caso de esquema geral de ofertas de preços.

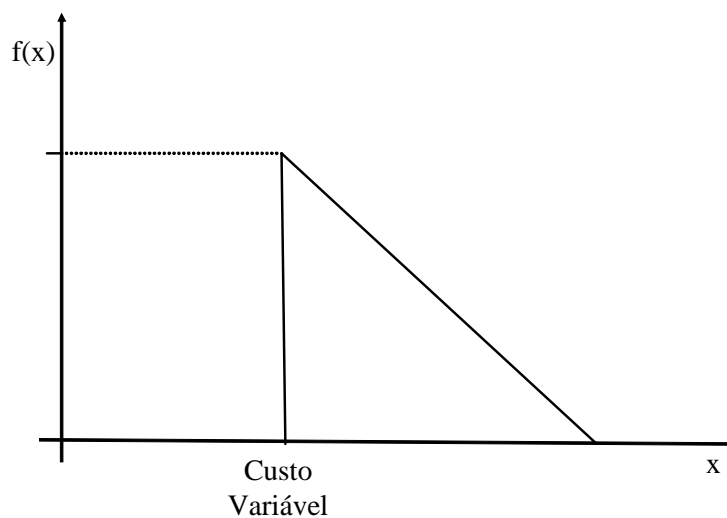


Figura 6.5 – Distribuição Triangular (Geradores Termelétricos)

Apenas para o esquema geral de ofertas de preços, onde os geradores hidrelétricos também fazem ofertas, será utilizada para estes geradores a função densidade de probabilidade ilustrada na Figura 6.6.

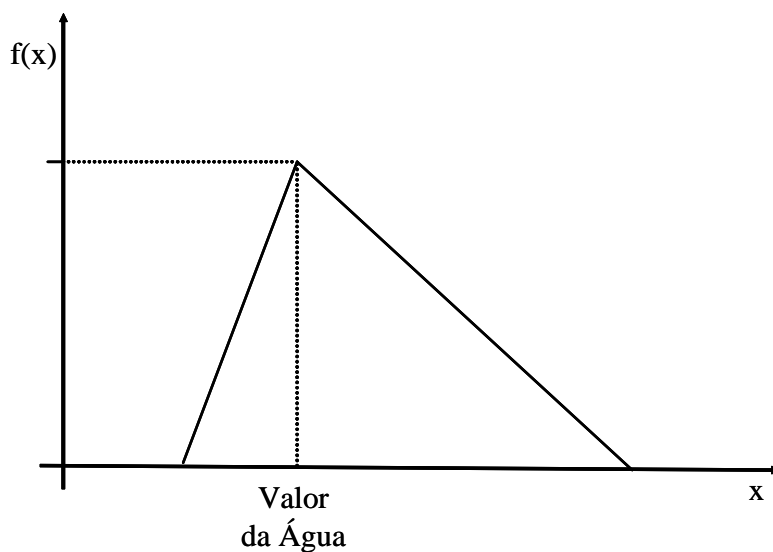


Figura 6.6 – Distribuição Triangular (Geradores Hidrelétricos)

O parâmetro central da densidade será dado pelo valor da água calculado utilizando os mesmos modelos de programação da operação (Programa DESSEM) utilizados no caso do *tight pool*. Esta foi a forma adotada para condicionar o estado do sistema ao perfil de ofertas dos agentes hidrelétricos. Note que no caso das hidrelétricas, as ofertas podem ser menores que o valor da água, representando a antecipação de receita pelos geradores hidrelétricos mais agressivos, i.e, geradores menos avessos ao risco futuro de preços elevados em situação hidrológica crítica, quando neste caso já teriam utilizado os seus recursos de água antecipadamente. Ofertas acima do valor da água poderão representar tanto geradores conservadores, tentando manter os seus armazenamentos elevados para reduzir a exposição a períodos hidrológicos ruins, quanto geradores agressivos, tentando exercer poder de mercado.

6.5 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA PARA HIDRELÉTRICAS

A formulação do problema para usinas hidrelétricas só tem sentido no esquema proposto de ofertas de preços apresentado no Capítulo 4. Considere que os geradores hidrelétricos também fazem ofertas de preço para cada período de contabilização do dia seguinte, como os termelétricos. Com base nas ofertas realizadas pelos agentes o preço spot é então calculado para cada período de contabilização do dia seguinte resolvendo o Problema (4.5), ou equivalente, para cada um dos períodos de contabilização.

A receita operacional bruta (sem o pagamento de impostos) de uma usina hidrelétrica j será dada para cada período de contabilização h do dia seguinte por:

$$RB_h^j = RC_h^j + RMAE_h^j - DO_h^j + DOR_h^j \quad (6.12)$$

onde:

$$RC_h^j = EC_h^j \cdot PC_h^j \quad \text{receita de contrato} \quad (6.12.1)$$

$$RMAE_h^j = (EGC_h^j - EC_h^j) \cdot P_{spot_h} \quad \text{liquidação no MAE} \quad (6.12.2)$$

$$DO_h^j = EG_h^j \cdot CV^j \quad \text{despesa operacional} \quad (6.12.3)$$

$$DOR_h^j = (EG_h^j - EGC_h^j) \cdot CVR \quad \text{desp.operacional realocada} \quad (6.12.4)$$

EC_h^j	energia contratada
PC_h^j	preço de venda contratado
EG_h^j	energia gerada fisicamente
EGC_h^j	energia gerada comercialmente
$Pspot_h$	preço spot
CV^j	custo variável real (O&M)
CVR	custo variável regulado (a ser definido ANEEL)

Note que na Expressão (6.12) é representado o desacoplamento entre o despacho físico e o despacho comercial, uma das características principais do esquema geral de ofertas de preços apresentado no Capítulo 4. Note também que pode haver diferenças entre o custo variável real e o custo variável regulado que será utilizado para valorar as diferenças entre as energias geradas fisicamente e comercialmente, entretanto, estas diferenças devem ser pequenas.

Como no caso termelétrico, observe que a parcela associada a liquidação no MAE ($RMAE_h^j$) pode ser positiva ou negativa, dependendo da geração da usina, mas neste caso é utilizada a energia gerada comercialmente, e não a fisicamente gerada.

Em função do acoplamento temporal das decisões operativas das usinas hidrelétricas, o problema de estabelecimento de uma estratégia ótima de oferta para um gerador hidrelétrico é extremamente mais complexo que o problema termelétrico. Um gerador hidrelétrico não pode maximizar a sua receita só ao longo do dia seguinte, sendo necessária a representação das receitas futuras. A estratégia ótima do gerador hidrelétrico i será então determinar a oferta de preços que maximize a sua receita operacional bruta, ou uma função utilidade associada, ao longo do próximo dia mais a sua receita bruta futura, RBF:

$$\begin{aligned} \text{Max} \sum_{h=1}^H & EC_h^j . PC_h^j + (EGC_h^j - EC_h^j) . Pspot_h \\ & - EG_h^j . CV^j + (EG_h^j - EGC_h^j) . CVR + RBF \end{aligned} \quad (6.13)$$

Note que, da mesma forma que no caso termelétrico, o preço spot e a energia gerada em cada período de contabilização h são funções das ofertas de preços de todos os agentes competidores, que não são conhecidas no momento que o gerador i faz a sua oferta. A receita futura também será função das ofertas dos agentes competidores nos próximos períodos.

Em princípio, o tratamento deste problema requer a combinação da modelagem do comportamento de ofertar dos agentes competidores (incluindo os hidrelétricos) com um esquema de programação dinâmica. Entretanto, em função do excessivo esforço computacional, um tratamento que simplifica sobremaneira o problema consiste em adotar a hipótese de que no futuro o mercado tenderá a competição perfeita e, por conseqüência, os resultados do esquema de oferta de preços convergem para os resultados do *tight pool*.

A partir desta hipótese, podemos assumir que um agente hidrelétrico tenta exercer poder de mercado no curto prazo, mas considera que as suas receitas futuras seriam equivalentes àquelas que seriam obtidas no *tight pool*. Desta forma, pode-se considerar que o agente hidrelétrico na determinação de sua estratégia de oferta ótima só estaria disposto a gerar quando o preço spot for maior que o valor da água calculado utilizando os mesmos modelos programação da operação do *tight pool* (e.g., Programa DESSEM).

Assim o problema (6.13) pode ser simplificado da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \text{Max} \sum_{h=1}^H EC_h^j \cdot PC_h^j + (EGC_h^j - EC_h^j) \cdot P_{\text{spot}_h} \\ - EG_h^j \cdot CV^j + (EG_h^j - EGC_h^j) \cdot CVR - EGC_h^j \cdot VA_h^j \end{aligned} \quad (6.14)$$

onde

$$VA_h^j \quad \text{valor da água da usina } j \text{ no período } h.$$

Observe que a receita futura RBF na Expressão (6.13) foi substituída por uma penalidade na função objetivo, que indica que o gerador só estaria disposto a gerar se o preço spot for maior que o valor da água. Desta forma, é possível utilizar para os geradores hidrelétricos um algoritmo igual ao apresentado na Figura 6.2.

Na prática, o problema formulado na Expressão (6.14) é equivalente a determinar a estratégia de oferta que maximiza a receita bruta presente, com a restrição de que as ofertas de preços são maiores ou iguais ao valor da água, ou seja,

$$\begin{aligned} \text{Max} \sum_{h=1}^H EC_h^j \cdot PC_h^j + (EGC_h^j - EC_h^j) \cdot P_{\text{spot}_h} \\ - EG_h^j \cdot CV^j + (EG_h^j - EGC_h^j) \cdot CVR \end{aligned} \quad (6.15)$$

Sujeito a

$$p_h^j \geq VA_h^j, \quad h=1, \dots, H.$$

Note que eliminando a restrição anterior é possível determinar a estratégia de oferta ótima para um agente hidrelétrico agressivo que tenta maximizar a sua receita presente, independentemente das conseqüências futuras de sua decisão.

6.6 CONCLUSÃO

Neste capítulo foi apresentada a formulação do problema de estabelecimento de estratégias de oferta ótima de preços em mercados competitivos de energia elétrica. A formulação apresentada é geral, podendo ser estendida para qualquer mercado spot de energia elétrica baseado em ofertas para o dia seguinte. Apenas como referência para o cálculo da remuneração das usinas foram utilizadas as regras de contabilização do MAE, entretanto, qualquer regra de contabilização poderia ser adotada.

Como no momento que os geradores fazem suas ofertas, as ofertas dos agentes competidores não são conhecidas, e também existe incerteza com relação à carga e à disponibilidade de geração no dia seguinte, o problema de estabelecimento de estratégias ótimas se configura em problema de decisão sob incertezas. O tratamento adotado aqui consistiu em utilizar o conceito de maximização de uma função utilidade, que represente o perfil de aversão a risco do agente.

Um ponto crítico da metodologia é a modelagem do comportamento de ofertas dos agentes competidores. O tratamento adotado foi baseado em uma modelagem probabilística, mas utilizando distribuições de probabilidade equivalentes a funções de pertinência típicas de uma representação *fuzzy*. Isto foi feito em função da inexistência de dados que permitissem o ajuste de distribuições de probabilidade clássicas.