

3 O Modelo de Previsão de Preço Atual

O preço de mercado (preço “*spot*”) de energia elétrica é dado pelo custo marginal de operação do sistema, como foi estabelecido pela nova regulamentação da energia elétrica do Brasil. O custo marginal de operação é o acréscimo ao custo mínimo de operação do sistema para se atender a um acréscimo unitário no consumo, sendo o custo marginal de operação medido em R\$/MWh.

A função de custo futuro de energia elétrica é calculada pelo programa Newave (CEPEL 1999b), que utiliza a técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (Maceira, 1993). Esta técnica obtém a estratégia ótima de operação dos Sistemas hidrotérmicos interligados, visando o menor custo de operação no horizonte de 5 anos, utilizando diversas combinações possíveis de níveis de reservatórios e tendências hidrológicas.

O PLD é resultado de um modelo computacional que simula o custo marginal operação da energia a partir da decisão ótima de despacho de menor custo de geração (Mayo, 2009).

O modelo matemático, representado na figura 1, responsável pelo cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO), tem por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro do seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das unidades térmicas conforme ilustrado na figura 1.

Na figura 1 pode-se verificar que na curva que mostra o “Custo Futuro” o uso do recurso de menor custo não é utilizado inicialmente para que se possa utilizá-lo no futuro, logo esta curva apresenta um custo maior no momento inicial e menor no instante final. O inverso ocorre com a curva de “custo imediato” já que como ela procura minimizar o custo, no primeiro instante os recursos mais baratos são todos utilizados neste momento, o que faz com que ele se esgotem e se tenha necessidade no momento futuro de se utilizar recursos mais caros. A Curva de “Custo Total” busca minimizar o custo total e para isso analisa os custos “Futuro” e “Imediato”.

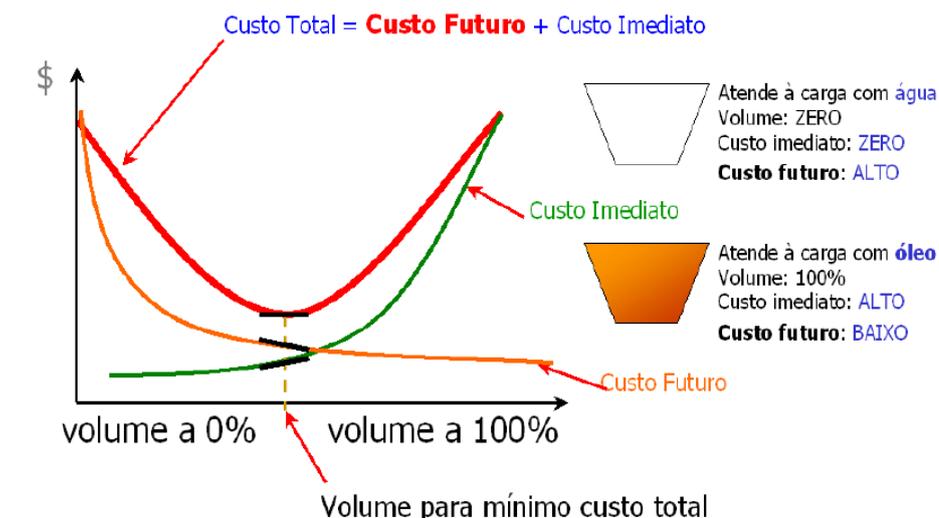


Figura 1 – Benefício Presente x Benefício Futuro

O CMO mostrado anteriormente, da origem a preço de Liquidação de Diferença (PLD) pois, basicamente, o PLD é o CMO com um preço piso (mínimo) e um preço teto (máximo). O preço *spot* (PLD) é calculado para cada submercado, estes caracterizados como regiões geoeletricas que não apresentam significativas restrições de transmissão, fazendo com que o preço seja único dentro de cada uma destas regiões. Para o cálculo do PLD em cada um dos submercados, os modelos são operados sem nenhuma restrição de transmissão, ou seja, não consideram as limitações de transmissão internas (site da CCEE).

Os principais parâmetros da modelagem são:

- Níveis iniciais de armazenamento
- Afluência dos meses anteriores
- Previsão de carga
- Curva de Aversão ao Risco – mecanismo utilizado pelo ONS que sinaliza os eventuais riscos de desabastecimento de energia provocados pela redução no armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas.
- Expansão da oferta
- Expansão da transmissão
- Limites de transmissão entre os submercados
- Custo de geração térmica

- Custo de déficit: impacto econômico na sociedade resultante da redução drástica na oferta de energia
- Taxa de desconto

Uma das maiores preocupações dos agentes do setor elétrico, em especial dos que operam no ACL, refere-se à volatilidade e a imprevisibilidade do PLD.

Segundo Roberto Mayo (Mayo, 2009) devido ao modo de operação centralizada inerente ao sistema brasileiro, o preço *spot* apresenta alta correlação com a hidrologia afluente, o que reflete esta característica estocástica dos preços no mercado de curto-prazo. Períodos de grande afluência (úmidos) levam o preço *spot* a valores baixos devido a não necessidade de despacho de usinas térmicas que operarão em modo de complementação. O contrário ocorre nos períodos secos (baixa afluência).

Considerando que as novas usinas hidráulicas no sistema brasileiro serão predominantemente a fio d'água⁶, conforme podemos verificar nos últimos grandes empreendimentos licitados pelo Governo (Belo Monte, Jirau e Santo Antônio), pode-se esperar uma volatilidade cada vez maior do PLD no curto prazo dada a redução da capacidade de regularização dos reservatórios que se reduziram proporcionalmente em relação à carga.

Tendo em vista que o despacho é baseado em custo, não existem preços “reais” de curto prazo resultantes de equilíbrio entre lances de oferta e da demanda.

Considerando que a produção de cada gerador e o preço de curto prazo são definidos por modelos computacionais, a liquidação do mercado é um procedimento contábil (liquidação de diferença entre o produzido e o consumido), diante disto verificamos que a CCEE não é propriamente um mercado *spot*.

O Newave (CEPEL, 1999b) fornece como dado de saída uma função de custo futuro que será utilizada como dado de entrada por um outro modelo do CEPEL (Decomp) (CEPEL, 1999a) para calcular semanalmente o preço *spot*. Além disso, são fornecidos 2.000 cenários de preços mensais para um horizonte de 60 meses que será utilizado neste trabalho.

⁶ As Usinas a Fio d'Água geram energia com o fluxo de água do rio, não acumulando ou acumulando pouca água em reservatórios.