

4

Características do Mercado Brasileiro de Energia Elétrica

Para que a modelagem matemática utilizada neste trabalho seja bem compreendida, nesta seção serão abordadas algumas características importantes do mercado brasileiro de energia elétrica.

4.1

Formato dos Contratos Bilaterais de Geração de Energia

No Brasil, os contratos de energia elétrica são negociados em *megawatt-hora* (MWh) e os mesmos devem estabelecer a quantidade de energia contratada a cada mês. Como exemplo, para um contrato de dois meses, onde fica determinado que o fornecedor deve entregar 74.400 MWh no primeiro mês e 72.000 MWh no segundo mês, sendo o preço contratado de R\$ 50 / MWh, a despesa do contratante será de R\$ 50 x 74.400 no primeiro mês e de R\$ 50 x 72.000 no segundo mês.

No mesmo exemplo, se a quantidade de energia em MWh for dividida pelo número de horas utilizadas em cada mês, encontra-se o valor de 100 *megawatt* (MW) para os dois meses. Também é comum que os contratos de energia sejam negociados em MW ou MW médio. Nesse caso, a quantidade de 100 MW para os dois meses corresponde a 100 MW x 744 h¹ e 100 MW x 720 h², respectivamente.

Além da quantidade de energia a ser fornecida e os preços, o contrato deve especificar também o local onde a energia será entregue. O mercado brasileiro de energia elétrica é dividido em quatro sub-mercados de acordo com restrições de transmissão: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. É importante a especificação do local de entrega porque, dependendo da situação do armazenamento de água e da relação entre oferta e demanda de cada sub-mercado,

¹ 744 = 31 dias x 24 horas (mês de 31 dias).

² 720 = 30 dias x 24 horas (mês de 30 dias).

eles podem apresentar preços de energia no mercado de curto prazo significativamente diferentes.

4.2 Evolução do Arcabouço Regulatório e Institucional do Sistema Elétrico Brasileiro

O Ministério de Minas e Energia (MME), em 1996, implantou no Brasil o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, conhecido como Projeto RE-SEB. Com o objetivo de estimular a concorrência nos segmentos de geração e comercialização de energia, e de manter regulados os setores de distribuição e transmissão, o projeto estipulou a desverticalização das empresas de energia elétrica. Ou seja, as empresas foram divididas entre os segmentos de geração, transmissão e distribuição.

No projeto, ficou também definida a necessidade de criação de um ambiente para a negociação de compra e venda de energia elétrica (Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE), a necessidade de criação de um órgão regulador do sistema elétrico nacional (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL) e por último, a necessidade de criação de um operador para o sistema (Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)).

Mais tarde, com a grave crise de abastecimento sofrida pelo sistema em 2001, que causou medidas drásticas como o plano de racionamento de energia elétrica no país, uma série de dúvidas e questionamentos sobre o futuro do setor elétrico brasileiro surgiram. Com isso, em 2002 foi instituído o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, que realizou um trabalho com o objetivo de propor diversas propostas de mudança no setor elétrico brasileiro.

Ao longo dos anos de 2003 e 2004, o Governo Federal então lançou bases de aprimoramento do modelo para o Setor Elétrico Brasileiro. O aprimoramento do modelo definiu a criação de uma organização responsável pelo planejamento de longo prazo do setor elétrico brasileiro (Empresa de Pesquisa Energética – EPE), a criação de uma organização para avaliar a segurança do suprimento de energia elétrica (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE) e a criação de uma organização para dar prosseguimento as atividades do MAE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE).

Para o ambiente de comercialização de energia, foram criados dois ambientes distintos. O Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde participam os agentes de Geração e de Distribuição de energia, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde participam agentes de geração, comercialização, importadores e exportadores de energia e consumidores livres (Gomes e Luiz, 2009).

4.3 Operação de um Sistema Hidrotérmico

O Brasil opera um sistema de geração de energia com predominância hidrelétrica.

Com o objetivo de minimizar o custo total da operação ao longo do tempo, o Brasil opera um sistema hidrotérmico centralizado de geração de energia elétrica. Essa centralização se dá pela existência de um operador central que toma as decisões de operação utilizando como base um modelo de médio prazo acoplado a um modelo de longo prazo, chamado Newave – que usa o método de programação dinâmica dual estocástica (Pereira e Pinto, 1991).

Uma vantagem de operar um sistema de forma centralizada com geração de energia hidrotérmica é a possibilidade de utilização da energia “grátis” armazenada nos reservatórios de água para atender a demanda, barateando assim a geração de energia como um todo e reduzindo a necessidade de gastos de combustível nas unidades térmicas. Entretanto, a disponibilidade de energia hidrelétrica é limitada pela capacidade de armazenagem dos reservatórios de água. Sendo assim, existe uma dependência entre a decisão tomada no presente e os custos da operação no futuro.

Pensando de forma prática, se o ONS decidir por utilizar as reservas de energia hidrelétrica para minimizar os custos de geração de energia, e no futuro acontecer uma seca, pode haver um bom racionamento de custo para a sociedade que consome essa energia. Em contrapartida, se o ONS decidir preservar as reservas de energia hidrelétrica através da utilização de energia térmica, e as chuvas futuras serem elevadas, pode acontecer um vertimento nos reservatórios do sistema, o que causaria um desperdício de energia e um aumento no custo

operativo. A Figura 33 ilustra as decisões a serem tomadas pelo ONS e as possíveis consequências de cada uma delas.

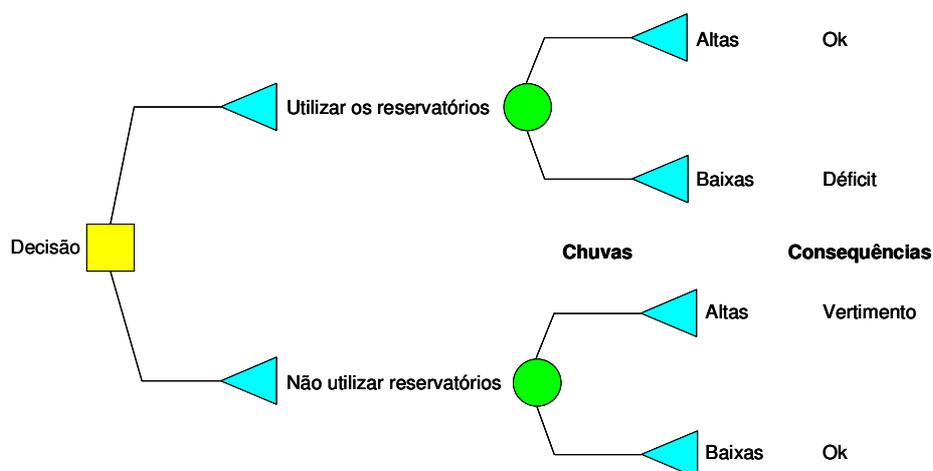


Figura 3 - Processo de Decisão para um Sistema Hidrotérmico

O ONS, como operador de um sistema hidrotérmico centralizado, compara o benefício imediato da utilização da energia hidrelétrica e o benefício futuro do armazenamento de água, conforme demonstrado na Figura 44.

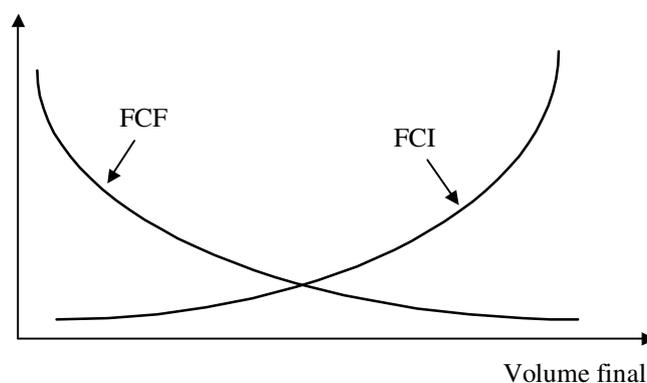


Figura 4 - Custo imediato e Futuro da Utilização da Água

A *função de custo imediato* (FCI) ilustra os custos da geração térmica no momento t , ou seja, no instante t observa-se que o custo imediato aumenta na proporção que diminui a energia hidrelétrica disponível, ou seja, quanto menor for a decisão de geração hídrica, maior será a de geração térmica.

Da mesma forma, a *função de custo futuro* (FCF) está atrelada ao custo esperado de geração térmica e ao racionamento no final do estágio t (início de $t+1$)

até o final do período. Esta função diminui à medida que aumenta o volume armazenado final, já que haverá mais energia hidrelétrica disponível no futuro.

O uso otimizado da energia hidrelétrica (ou da água armazenada) corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos imediato e futuro. Como a Figura 55 demonstra, o ponto de mínimo custo global corresponde ao ponto onde as derivadas da FCI e da FCF com relação ao armazenamento de água se igualam. A derivada da FCI e da FCF no ponto ótimo é chamada de valor da água, pois representa a taxa custo R\$ (ou valor) por volume de água deixado no reservatório para formar o volume final.

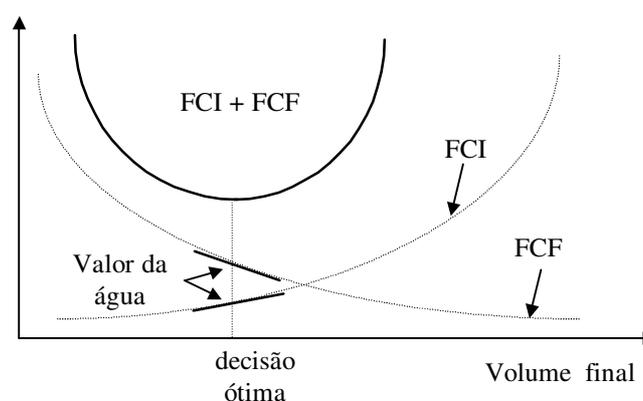


Figura 5 - Uso Otimizado da Energia Hidrelétrica

4.4 Modelo de Operação e de Função do PLD

O PLD é utilizado para liquidar as compras e vendas de energia no mercado de curto prazo e a formação de seu preço se dá pela utilização de dados considerados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para a otimização da operação.

Nesta seção do trabalho, a decisão de operação do ONS e o cálculo do PLD serão apresentados sob a ótica econômica e de forma mais detalhada. Partindo da premissa que a função de custo futuro para cada estágio foi calculada, o problema de decisão da operação hidrotérmica no estágio t é formulado da seguinte maneira:

$$z_t = \text{Min} [c_j \times g_{ij} + \text{FCF}(v_{t+1})]$$

A fórmula acima está sujeita às seguintes restrições operativas:

- Balanço hídrico;

- Limites de armazenamento de água e turbinamento;
- Limites na geração térmica;
- Atendimento à demanda.

A função objetivo é minimizar a soma das duas classes de custos existentes:

- *Custo operativo imediato* – são os custos térmicos $\{c_j \times g_{tj}\}$ no estágio t . Onde c_j é o custo variável da térmica j e g_{tj} é a geração da térmica j no estágio t . O racionamento é representado por uma térmica fictícia de capacidade infinita e custo operativo igual ao custo de interrupção.
 - *Valor esperado do custo operativo futuro* - dado pela função de custo futuro $FCF(v_{t+1})$. Como discutido anteriormente, esta função depende dos volumes armazenados ao final do estágio, representados pelo vetor v_{t+1} .

O problema de otimização pode ser resolvido por um algoritmo de PDDE. Além da decisão operativa ótima, o esquema de programação calcula os multiplicadores simplex, ou preços sombra, associados a cada restrição. Em particular, o PLD do sistema é o multiplicador simplex associado à restrição de atendimento à demanda, significando o custo de produção de 1 MWh adicional no ponto ótimo de minimização de custos (em R\$/MWh).

Pela ótica de um consumidor, o PLD é utilizado no âmbito da CCEE para liquidar as diferenças entre os montantes de energia contratada e consumida. Já na ótica do gerador de energia, o PLD é a diferença entre o montante gerado e os montantes contratados.