

## 2

### Características do mercado brasileiro de energia elétrica

Nesta seção, serão descritas as características do mercado brasileiro de energia elétrica, a fim de que se possa compreender a modelagem realizada neste trabalho. Primeiramente, serão apresentadas a dinâmica da formação dos preços de energia e os modelos de geração, posteriormente, serão descritas algumas das estratégias de contratação vigentes e por fim será detalhada a modalidade de contratação utilizada na modelagem deste trabalho.

#### 2.1

##### Modelos de geração e formação do preço de energia elétrica

De acordo com Marzano (2004), existem dois modelos de despacho de geração de energia: *Loose Pool* e *Tight Pool*. O modelo *Loose Pool* é adotado, por exemplo, pela Itália, Colômbia e Inglaterra. Este modelo é indicado para países onde a matriz energética é formada basicamente por termelétricas e, dessa forma, os preços são mais previsíveis se comparado com uma matriz energética hidrotérmica. Especificamente no caso das termelétricas, o insumo que irá gerar a energia é um combustível (gás natural, óleo, carvão e etc.) cujo preço é conhecido. Dessa forma, o custo da geração é explícito. Já no caso da matriz hidrotérmica, o cálculo do custo da geração envolve diversas variáveis, o que torna o processo complexo.

No modelo *Loose Pool*, geradores e consumidores fazem propostas de volumes e preços que estão dispostos a praticar. Sendo assim, tanto do lado da oferta quanto da demanda deve haver pontos de interseção que definirão os preços de compra e venda. Uma das principais vantagens deste modelo é que, teoricamente, o próprio mercado se auto-regula, uma vez que somente haverá operações caso haja consumidores dispostos a pagar pelo preço ofertado por determinada geradora e vice-versa. Esse modelo de despacho estimularia um equilíbrio dos preços de compra e venda no mercado, visto que consumidores provavelmente optariam por pagar tarifas mais baixas, ao passo que os geradores não teriam espaço de manobra para elevar substancialmente os

preços, levando à convergência entre os preços da oferta e da demanda e, portanto, a preços estabelecidos pelo mercado.

As matrizes elétricas do Brasil e do Chile são predominantemente formadas por usinas hidroelétricas, e por isso adotam o sistema *Tight Pool*. No sistema *Tight Pool*, o preço da energia é definido por uma instituição independente (ONS, no Brasil). O preço é determinado com base no custo marginal da operação do sistema em decorrência do aumento marginal da demanda.

Neste modelo, poder-se-ia pensar que o custo da geração seria praticamente nulo, uma vez que a hidrelétrica não precisa comprar a água que já está armazenada em seu reservatório. Porém, o custo leva em conta a possibilidade de a demanda por energia ficar acima da capacidade de oferta das hidrelétricas. Neste caso, o sistema deveria solicitar o despacho das Térmicas, o que encareceria a geração. Caso as térmicas fossem recorrentemente utilizadas para manter os reservatórios das hidrelétricas cheios, mesmo em períodos de condições hidrológicas favoráveis, no futuro poderia ser necessário verter água, o que representa desperdício de energia. Além disso, gerir o sistema dessa forma encareceria o custo da tarifa da energia.

Sendo assim, a gestão eficiente do sistema elétrico brasileiro deve levar em conta o benefício imediato obtido pelo uso da água e o benefício de seu armazenamento para uso futuro. O ponto ótimo do uso da água dos reservatórios é aquele que minimiza a necessidade de geração térmica no presente e no futuro.

Dessa forma, o ONS define os custos marginais da operação (CMO) dos quatro submercados (N, NE, S e SE-CO). O custo marginal de um submercado reflete o acréscimo no valor esperado do custo de operação do sistema para atender cada submercado, durante o horizonte analisado.

O CMO é o balizador do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) de cada submercado, que por sua vez é utilizado pela CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – para fazer a liquidação financeira dos contratos de compra e venda de energia no Mercado de Curto Prazo. O CMO é determinado pelos mesmos modelos de previsão adotados pela CCEE e pelo ONS, sendo também adotadas as mesmas premissas. No entanto, as restrições de transmissão inerentes a cada submercado são desconsideradas, para que a energia comercializada seja tratada igualmente disponível em todos os pontos de consumo. Os modelos que calculam o CMO são o NEWAVE e o DECOMP,

que foram desenvolvidos pelo Cepel – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica da Eletrobrás.

O NEWAVE é um modelo matemático que tem como objetivo central determinar a melhor gestão da matriz hidrotérmica, de forma a minimizar o custo de geração. O modelo tem base mensal e suas projeções têm horizonte de até cinco anos.

O DECOMP é também um modelo matemático, cujo objetivo principal é determinar o despacho da geração da matriz hidrotérmica, de forma a minimizar o valor esperado do custo da operação ao longo do período de planejamento de um ano (12 meses), em base semanal para o primeiro mês e mensal para os demais meses.

Sendo assim, o PLD é determinado com base no CMO e limitado por um intervalo de preços (mínimo e máximo), vigente para cada período de apuração e para cada submercado, e pelo qual é valorada a energia comercializada de curto prazo.

No Brasil, a matriz energética é predominantemente hidráulica e os sistemas de geração são projetados para assegurar fornecimento de energia em condições hidrológicas adversas. Como o cenário adverso não ocorre com frequência, os reservatórios ficam cheios a maior parte do tempo resultando em PLDs baixos. Entretanto, quando as condições hidrológicas são desfavoráveis, os PLDs tendem a subir.

Um dos maiores riscos ao qual um agente comercializador está exposto é a volatilidade de preços da energia (PLD) na CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, e ainda não há no Brasil mecanismos financeiros para mitigá-lo.

Os PLDs são definidos por submercado, devido às restrições da malha de transmissão. Este pode ser apontado como outro risco a que um agente comercializador está exposto, haja vista que o mesmo pode assumir posições de venda em submercados diferentes daqueles onde possui o lastro, conforme será demonstrado no capítulo 4.

## 2.2 Operação de um sistema hidrotérmico

O sistema hidrotérmico é assim denominado devido à predominância de geradoras hidroelétricas e térmicas na matriz energética. Dessa forma, por meio de uma gestão eficiente dos recursos energéticos, pode-se utilizar a água (energia “grátis”) que está armazenada nos reservatórios das hidroelétricas ao invés de despachar uma térmica que consome grande quantidade de combustível a um custo muito mais elevado. Entretanto, a disponibilidade da energia hidráulica está estritamente relacionada às aflúências futuras que, por sua vez, implicam no nível de armazenamento dos reservatórios.

Conforme exposto por Torres (2006), se hoje forem utilizadas as reservas de energia hidráulica com o objetivo de minimizar a participação das térmicas na geração, a fim de reduzir custos, e se ocorrer um período de baixa aflúência no futuro que comprometa os reservatórios, pode haver um aumento de custo da energia no futuro que será repassado para toda a sociedade. Estes cenários estão ilustrados na Figura 2.

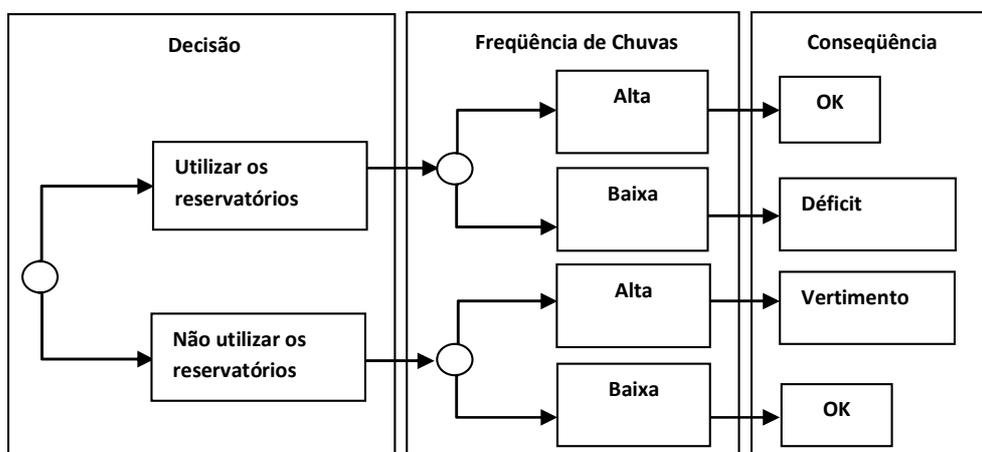


Figura 2: Cenário de utilização das reservas de energia hidráulica e suas conseqüências. Fonte: Gomes, L.L.; Luiz, I.G.; 2009)

É dever do ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico comparar o benefício imediato da utilização dos recursos hídricos e o benefício futuro de seu armazenamento.

A comparação entre o benefício imediato e o benefício futuro pode ser mais bem representada quando analisados os custos imediatos e futuros por meio das funções de custo imediato e custo futuro. A função de custo imediato - FCI - representa os custos de geração térmica no presente. Pode-se observar

que o custo imediato irá aumentar à medida que for decrescendo o volume de energia hidráulica disponível. Dessa forma, quanto menos se solicitar a fonte hidroelétrica, maior será a necessidade de ligar as geradoras térmicas. Por sua vez, a função de custo futuro – FCF irá diminuir à medida que aumenta o volume armazenado final, pois haverá mais energia hidráulica disponível no futuro.

O uso ótimo da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos imediatos e futuros. Como é mostrado na Figura 3, o ponto de mínimo custo global também corresponde ao ponto onde as derivadas da FCI e da FCF com relação ao armazenamento de água se igualam, porém com sinais opostos.

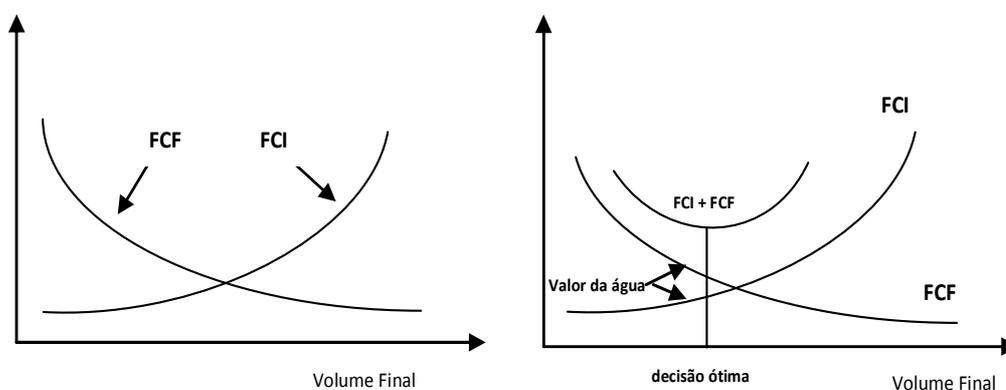


Figura 3: Evolução dos custos imediato e futuro, e decisão ótima.  
Fonte: Gomes, Brandão, Figueiredo-Pinto (2010)

O mecanismo de otimização detalhado na Figura acima está em linha com o Novo Modelo brasileiro para o setor de energia, o qual segue o princípio da modicidade tarifária e, dessa forma, busca otimizar os recursos do sistema de modo a fazer com que a geração ocorra ao menor custo possível.

## 2.3

### Modicidade tarifária, revisão tarifária e leilões de energia

O princípio da modicidade tarifária pressupõe eficiência operacional de todos os agentes do setor. Sendo assim, objetivando tarifas menores ao consumidor, a ANEEL determinou que todos os leilões do setor passariam a ser realizados na modalidade reversa, ou seja, o vencedor é aquele que oferece maior deságio sobre a tarifa máxima estipulada no Edital de Licitação.

Deságios expressivos tanto nos leilões de transmissão como nos de geração têm sido comuns, especialmente a partir de 2003, conforme já identificado por Luzio & Mellis (2008, p.79) e Dalbem & Gomes (2010). Tendo observado a ocorrência de grandes deságios desde a implantação do sistema reverso de leilões, a ANEEL vem reduzindo as tarifas máximas (ou a RAP – Receita Anual Permitida no caso das transmissoras), de forma a buscar reduzir o custo da energia para os demais agentes do setor e para o consumidor final.

O atual modelo tarifário ainda prevê reajustes periódicos pela inflação e revisões tarifárias. Caso ocorra redução dos custos em função de eficiência operacional por parte dos empreendimentos, parte do “ganho” é repassada ao consumidor através da redução da tarifa. Em contrapartida, caso seja verificado aumento dos custos não administráveis, assim entendidos aqueles sobre os quais a empresa não tem como atuar para reduzir, pode ocorrer elevação da tarifa.

Para controlar as tarifas das distribuidoras, a ANEEL criou um modelo financeiro chamado de Empresa de Referência, que simula o resultado de cada distribuidora, estimando as despesas e receitas da empresa de forma a obter a tarifa justa a ser praticada periodicamente pelo empreendimento. Dessa forma, quando ocorre um aumento dos custos de geração, a distribuidora pode repassar esse aumento para a tarifa, de acordo com os limites estabelecidos pela regulação da ANEEL.

No caso das geradoras, a tarifa também é determinada no momento do leilão. Porém, diferentemente das distribuidoras e das transmissoras, a ANEEL estipula que, do total a ser gerado pela usina, um montante deverá ser destinado a atender à demanda de longo prazo a uma determinada tarifa e o restante do volume poderá ser livremente negociado por meio do ACL ou no Mercado de Curto Prazo, fazendo com que ela possa aumentar seus ganhos, comprando e vendendo entre os submercados. Uma das principais vantagens desse modelo é que ao se comprometer um determinado nível de energia no longo prazo, o projeto consegue certa estabilidade dos fluxos de caixa e, dado que é permitido vender parte do volume no curto prazo, gera-se a possibilidade de aumento nos lucros via operações de Swap de Energia, como as analisadas neste trabalho. Sendo assim, tanto geradoras, distribuidoras e comercializadoras podem buscar a otimização de seu portfólio de contratos de curto prazo a fim de obter retornos maiores.

Em resumo, a ANEEL estipula as regras tarifárias, atualmente baseadas no princípio de modicidade, ficando a cargo do ONS gerir o modelo de operação

de forma eficiente, a fim de reduzir os custos de geração para o sistema como um todo.

## 2.4 Estratégias de comercialização de energia elétrica

As comercializadoras podem adotar diversas estratégias de comercialização com a finalidade de reduzir riscos e aumentar a rentabilidade de suas carteiras de contratos de energia elétrica. Inicialmente serão apresentadas algumas das estratégias de comercialização com destaque para o Swap entre submercados (estratégia adotada neste estudo).

### 2.4.1 Liquidação de 100% dos contratos de venda no mercado de curto prazo

As comercializadoras não possuem geração própria, dessa forma devem comprar energia para revendê-la. Assim, caso adotem a estratégia de deixar que ocorra liquidação dos contratos no Mercado de Curto Prazo, as comercializadoras deverão ter ao menos a contratação bilateral do lastro para que não sofra penalidades por parte da ANEEL. Dessa forma, a margem da operação pode ser representada pela fórmula abaixo (Equação 1):

$$R_t = (p_{vt} - p_{ct}) V_t \quad (1)$$

onde:

**R<sub>t</sub>** = Margem no período t

**p<sub>vt</sub>** = PLD no período t

**p<sub>ct</sub>** = preço de compra da energia no ACL no período t

**V<sub>t</sub>** = Volume de energia no período t

Os preços (PLDs) da energia no Mercado de Curto Prazo são incertos, uma vez que são formados em função do CMO, conforme já detalhado na Seção 2.2.

### **2.4.2**

#### **Liquidação parcial dos contratos de venda no mercado de curto prazo**

Uma comercializadora pode alavancar seus ganhos por meio de estratégias de comercialização que equilibrem a relação entre risco e retorno. Sendo assim, vender toda a energia disponível no ACL por meio de um único contrato bilateral pode não ser eficiente do ponto de vista da relação entre risco e retorno, pois basicamente expõe a empresa aos seguintes riscos: 1) risco de crédito do comprador; 2) risco de não se beneficiar de momentos de alta dos preços no Mercado de Curto Prazo.

Uma estratégia que pode melhorar a relação entre risco e retorno seria aquela onde parte dos contratos é vendida por meio dos contratos bilaterais para mais de um comprador, tendo distintas características negociais (prazo de entrega, volume, preços e etc.). Além disso, parte da energia poderia ser destinada ao Mercado de Curto Prazo de forma a se beneficiar de momentos de alta do PLD. Mediante a implantação das estratégias expostas acima, é possível obter redução do risco envolvido.

### **2.4.3**

#### **Swap de energia elétrica – compra e venda entre diferentes submercados**

Caso a comercializadora opte por comprar e vender energia entre diferentes submercados, realizando um swap de energia, a decisão ótima será em função da escolha dos submercados que maximizam a margem entre compra e venda.

São quatro os submercados de energia elétrica no Brasil: Norte, Sul, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. O submercado Sudeste/Centro-Oeste é atualmente o mais importante do sistema elétrico em função do seu tamanho, mas não necessariamente terá os preços mais elevados, ou os mais baixos, já que os fatores determinantes dos preços são: infraestrutura de transmissão, nível dos reservatórios das hidroelétricas e descasamento entre oferta e demanda.

Para se otimizar os Swaps de energia, as empresas podem adotar distintos modelos financeiros porém, o Swap ótimo basicamente será sempre aquele que maximiza a margem entre o preço de compra e o de venda da energia. Sendo assim, pode-se comprar energia em um submercado onde o

preço está mais baixo para vendê-la em um submercado em que o preço está mais alto, ganhando com a diferença entre preços.

Modelos financeiros ainda podem considerar um objetivo de lucro a ser alcançado, que pode ser um *benchmark* ou um valor alvo definido pela empresa.

Cabe destacar que o presente estudo assumiu, por simplificação, os PLDs como balizador dos preços dos contratos de energia elétrica entre diferentes submercados decorrente da estratégia de Swap, desconsiderando ágios ou outros acréscimos ao preço da energia negociada.

Assim, caso os preços (PLDs) dos submercados sejam iguais, não haverá prejuízo. Se os preços forem distintos, haverá um ganho ou perda. A carteira de contratos ficará exposta somente ao montante contratado, multiplicado pela diferença de preços entre os submercados. Para exemplificar, suponha que uma carteira de contratos tenha 20 MWmed registrado no submercado Sudeste/Centro-Oeste e seu lastro (contrato de compra) está no submercado Sul. Dessa forma, o comercializador adquire este contrato de 20 MWmed no submercado Sul e liquida este contrato ao PLD do Sul, ao passo que no submercado Sudeste/Centro-Oeste o agente comercializador terá que liquidar esta energia ao PLD do Sudeste para atender seu contrato de venda. A Figura 4 ilustra a transação entre os submercados:

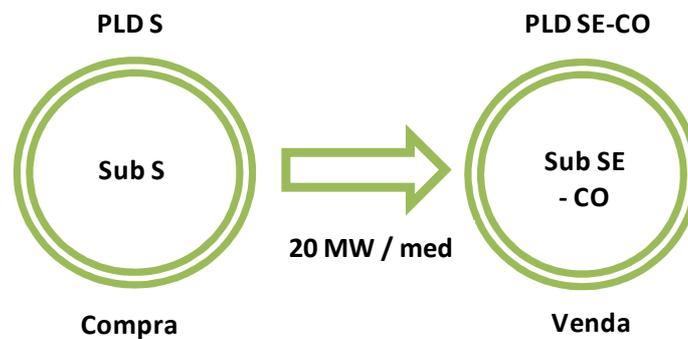


Figura 4: Transação entre submercados

## 2.5 Dinâmica da decisão da comercialização de energia elétrica

A decisão ótima referente à estratégia de comercialização de energia deve levar em conta, entre outros fatores, o comportamento do PLD no Mercado de Curto Prazo frente aos preços que podem ser obtidos mediante negociação bilateral.

As comercializadoras devem avaliar o benefício entre vender energia nos leilões do ACR ou bilateralmente no ACL, garantindo-se um preço pré-estabelecido para determinado período de tempo, e o risco da exposição da volatilidade do PLD no mesmo período de tempo.

Como abordado anteriormente, pode fazer parte da estratégia das comercializadoras vender parte de seus contratos de energia via ACR ou ACL e ainda deixar a diferença ser liquidada no Mercado de Curto Prazo onde são apreçados pelo PLD, de forma a buscar obter maior retorno na venda quando da alta dos preços.

A Figura 5 abaixo ajuda a ilustrar a dinâmica e a consequência de cada estratégia de venda de energia via contrato bilateral e via CCEE:

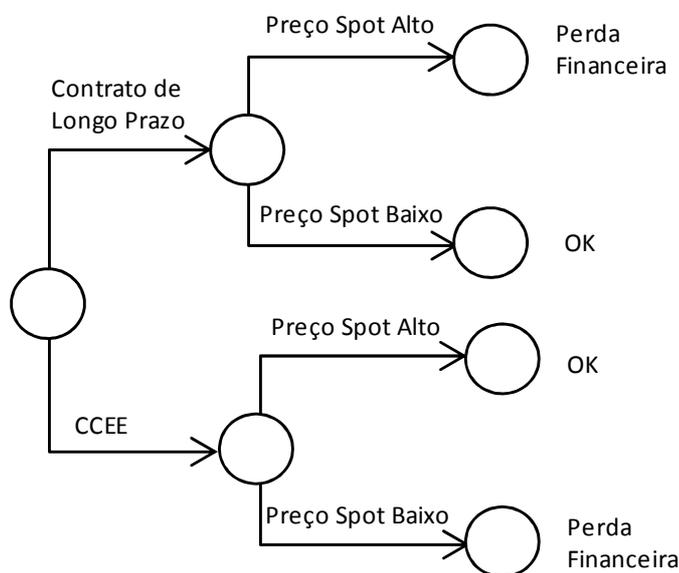


Figura 5: Árvore de Decisão para Comercialização de Energia Elétrica.  
Fonte: Marzano (2004)

Assim, conforme exposto na Figura 5, caso uma comercializadora possua um contrato de longo prazo, haverá ganho financeiro caso o Preço Spot (PLD) esteja abaixo do preço em contrato, caso contrário haverá perda. Da mesma

forma, ocorre com os contratos a serem liquidados na CCEE (Mercado de Curto Prazo), caso os preços da energia estejam elevados haverá ganho, caso contrário haverá perda.