

### 3

## O Setor Elétrico Brasileiro (SEB)

Este capítulo busca contextualizar as questões abordadas neste estudo, fazendo um breve descritivo do setor elétrico brasileiro e suas características fundamentais. A primeira seção apresenta o histórico recente do setor elétrico brasileiro e as principais reformas estruturais que foram responsáveis por formar o mercado de energia elétrica da atualidade. Em seguida, são apresentadas as instituições que compõem o SEB. A terceira descreve o sistema hidrotérmico brasileiro, descrevendo como a utilização da água é otimizada. Na quarta seção é feita a distinção dos dois ambientes de contratação existentes no Brasil e suas características. O capítulo se encerra com uma seção sobre o Preço de Liquidação das Diferenças – o PLD – que é o preço utilizado para valorar a energia elétrica no curto prazo.

### 3.1.

#### Histórico recente

Até os anos 90, o setor elétrico brasileiro (SEB) caracterizou-se como um monopólio estatal. Tolmasquim (2011) ressalta que, apesar do fato de que esse modelo foi responsável pela expansão e a consolidação da indústria elétrica brasileira, a situação financeira das esferas governamentais em geral inviabilizaram sua manutenção, exigindo reformas que compatibilizassem o setor elétrico com as novas demandas socioeconômicas.

Magalhães e Parente (2009) apontam que o período de estagflação pelo qual o país passou retirou do governo a capacidade de suprir as necessidades de investimento exigidas pelo setor elétrico. Concomitantemente, o Brasil cedia aos poucos ao pensamento internacional vigente daquela época de que o regresso ao Estado mínimo era o caminho a ser seguido. Assim, entendeu-se que as estatais deveriam ter atuação reduzida, a fim de criar um ambiente competitivo no setor elétrico. Segundo Tolmasquim (2011), o processo de reestruturação resultante tinha por objetivo sanar o déficit fiscal através da venda de ativos, direcionar os investimentos para um programa de investimentos e aumentar a eficiência das empresas de energia. Para maximizar as receitas

obtidas com a privatização, ao invés de precificar baseado no valor dos ativos, decidiu-se fazê-lo com base na expectativa de fluxos de caixa futuros.

Gomes e Luiz (2009) destacam que as principais características das reformas introduzidas foram:

- A criação do MAE – Mercado Atacadista de Energia, hoje chamado de CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
- A desverticalização da produção, transmissão, distribuição e comercialização.
- O livre acesso dos geradores e comercializadores às redes de transmissão e distribuição.
- A competitividade dos segmentos de produção e comercialização.

Mayo (2009) acrescenta que a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS foram também marcos fundamentais para a caracterização do setor elétrico atual.

Entretanto, segundo Magalhães e Parente (2009), a reestruturação deixou as seguintes falhas:

- Os modelos inicialmente projetados foram executados de maneira imprecisa.
- Ausência de instituições sólidas para regular os segmentos monopolistas de distribuição e transmissão.
- A ausência de um mercado *spot* transparente.
- A permissividade em relação ao exercício de poder de mercado dos geradores, que se mantiveram verticalizados.

Giambiagi (2005) argumenta que a ideia de que com a desestatização o governo teria mais recursos para gastar nas áreas sociais era equivocada, pois o fato de que as empresas privatizadas voltariam a investir não significava que o governo teria mais recursos para aplicar em outras áreas. Além do mais, a privatização criou sérios problemas regulatórios no setor elétrico, devido à falta de uma legislação clara que estimulasse o setor privado combinada com a restrição de investimentos estatais. O resultado foi a paralisia dos investimentos, ocasionando a crise energética de 2001. Tolmasquim (2011) corrobora esses dois motivos apontados por Giambiagi (2005), e acrescenta que o lastro dos

contratos iniciais foi superestimado, não havia coordenação institucional entre os órgãos setoriais e que houve ausência de planejamento estrutural. O autor argumenta que a ausência de investimentos terminou por minar os fundamentos do modelo vigente à época, uma vez que a escassez de oferta inviabilizou a competição nas atividades de geração e comercialização.

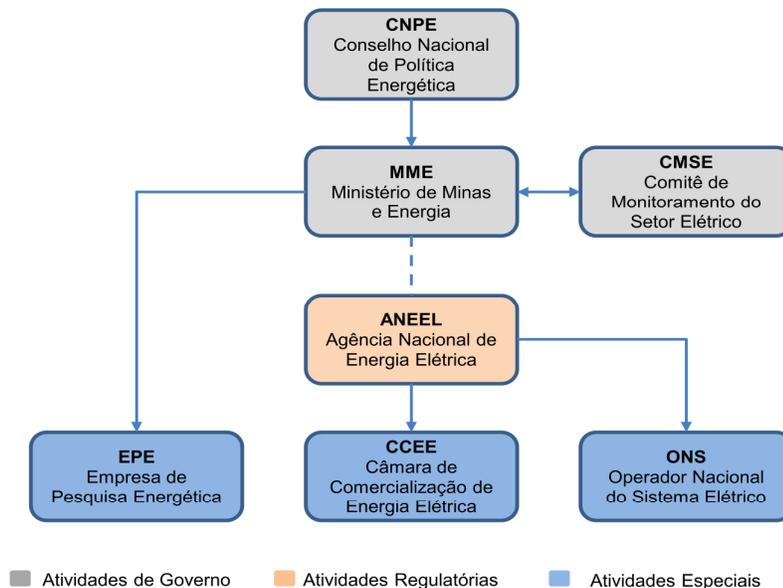
O fiasco do modelo incorporado na década de 1990 exigiu reformas urgentes. Após intensos estudos e debates que aconteceram durante os anos de 2003 e 2004, foi divulgado o Novo Modelo do Setor Elétrico. Segundo Tolmasquim (2011), o novo modelo aperfeiçoou o marco regulatório nos seguintes aspectos:

- Criação do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL).
- Criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).
- Planejamento setorial que seria garantido através da contratação por meio de leilões no ACR e através da criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).
- Retomada dos programas de universalização.
- Fornecimento da segurança jurídica e estabilidade regulatória necessária para atrair investimentos.

As reformas introduzidas no setor elétrico brasileiro foram fundamentais para dar uma maior dinâmica ao setor, introduzindo a competitividade e criando instituições que ajudam a aprimorar o controle e a segurança do suprimento. Estas instituições serão discutidas na seção a seguir.

### **3.2. Os agentes institucionais do setor elétrico brasileiro**

O setor elétrico brasileiro é composto de sete agentes institucionais que o dirigem. Tolmasquim (2011) tipifica as instituições do setor elétrico em função de sua natureza jurídica. Segundo esta taxonomia, há os agentes que exercem atividades regulatórias e de governo, assim como as entidades privadas, executoras de atividades especiais, de natureza técnica.



Fonte: Tolmasquim, 2011

**Figura 4 – Agentes institucionais do setor elétrico**

Com a criação das agências reguladoras durante a década de 1990, tornou-se relevante distinguir as atividades políticas das de natureza regulatória. No caso específico do setor elétrico, há a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Criada pela Lei nº 9.427/1996, é a responsável pela regulação e fiscalização da produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A ANEEL é independente no exercício de suas funções de natureza técnica, mas ainda assim é obrigada a seguir as diretrizes e comandos oriundos do Ministério de Minas e Energia e do Conselho Nacional de Política Energética.

O Ministério de Minas e Energia (MME) é o órgão de governo responsável por formular e implantar as políticas do setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é um órgão de governo cuja função é propor políticas e diretrizes relacionadas ao setor energético brasileiro. O CNPE é presidido pelo ministro de Minas e Energia e composto por outros oito ministros, e mais:

- Um representante da sociedade civil e um representante de uma universidade brasileira, ambos especialistas em energia;
- Um representante dos Estados e do Distrito Federal;
- O presidente da EPE;

- O Secretário-Executivo do MME.

A Lei 10.848/2004 determinou que o CNPE deve propor critérios de garantia de suprimento, de forma a assegurar o equilíbrio entre a confiabilidade de fornecimento e a modicidade tarifária. A partir destes critérios, o MME estabelece as diretrizes para que a EPE calcule a garantia física dos empreendimentos de geração de energia elétrica que atuam no SIN (Tolmasquim, 2011).

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) é também presidido pelo ministro de Minas e Energia. Os demais membros são os titulares da ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS. Seu foco é o suprimento eletroenergético do país. O Comitê monitora sua segurança e continuidade, avaliando possíveis riscos no abastecimento. Quando identificados, o CMSE recomenda ações de prevenção e saneamento, propõe ajustes e elabora soluções (Tolmasquim, 2011).

Criada pela Lei 10.848/04, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é responsável por elaborar estudos e projeções do setor elétrico e fornecê-los ao MME como apoio à tomada de decisão. Dentre os estudos desenvolvidos pela EPE, Tolmasquim (2011) destaca:

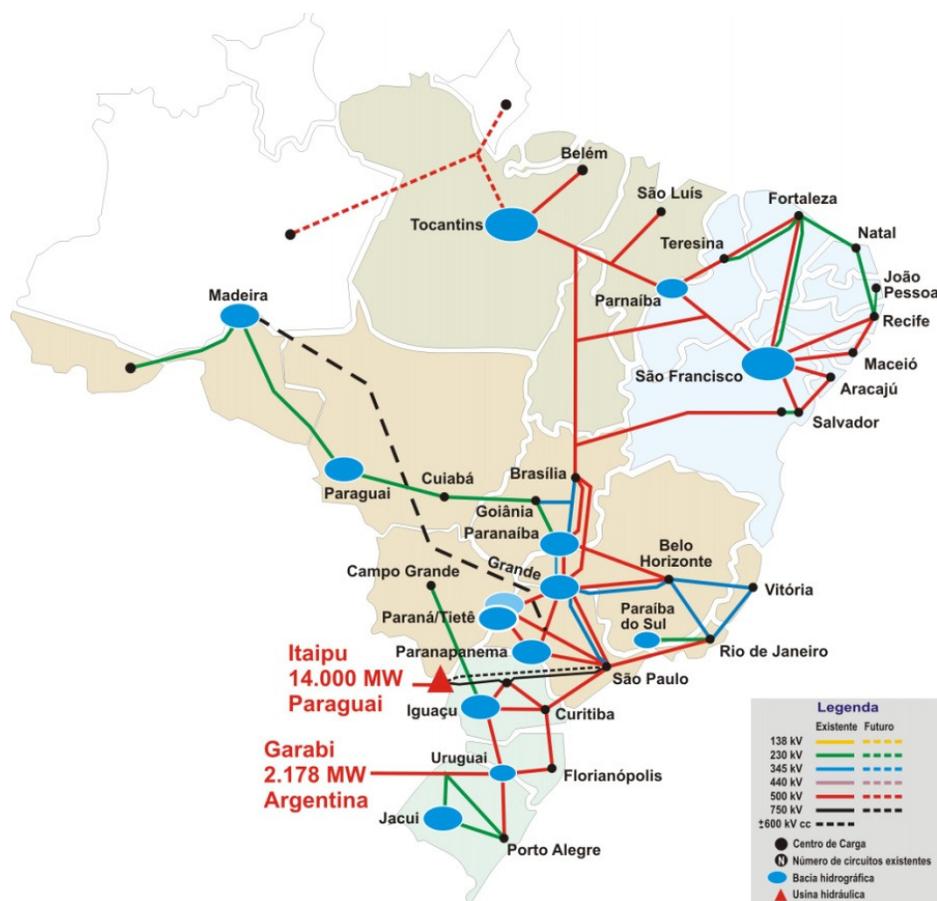
- Plano Decenal de Energia (PDE);
- Plano Nacional de Energia (PNE);
- Balanço Energético Nacional (BEN);
- Resenhas e boletins mensais de mercado;
- Programa de Expansão da Transmissão (PET)

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) veio substituir o defunto Mercado Atacadista de Energia (MAE). Ela apura semanalmente o Preço de Liquidação de Diferenças, contabiliza o total de energia comercializado e liquida as operações de comercialização de curto prazo (CCEE, 2011).

O Operador Nacional do Sistema (ONS) é o principal responsável por comandar o fluxo do suprimento de energia elétrica do país. Cabe a ele, dentre outros atributos, efetuar o planejamento e a programação da operação e do despacho centralizado da geração, assim como supervisionar e coordenar os centros de operação de sistemas elétricos.

### 3.3. O sistema hidrotérmico brasileiro

Aproximadamente 97% da eletricidade produzida no Brasil encontra-se no Sistema Interligado Nacional, o SIN, sendo o restante produzido nos chamados sistemas isolados, localizados principalmente na região amazônica (ONS,2011). O mapa a seguir mostra a integração eletroenergética no Brasil.



Fonte: ONS

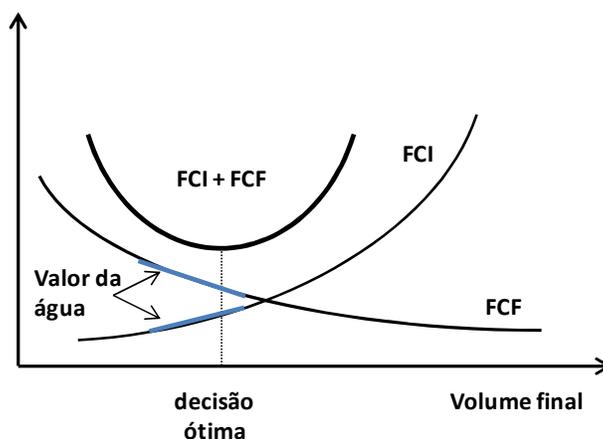
**Figura 5 – Integração eletroenergética brasileira em 2012**

O Brasil adota o modelo de despacho centralizado, chamado também de *tight pool*. Neste modelo o Operador Nacional do Sistema – ONS decide o quanto cada usina do SIN deverá produzir. O mercado brasileiro de energia elétrica é dividido em quatro Submercados: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte (MAYO,2011).

Atualmente o Brasil é um sistema hidrotérmico, ou seja, cujas fontes de energia principais são a hidráulica e a térmica. A energia hidráulica corresponde

a 81,9% da oferta, incluindo importações (EPE, 2012). A energia térmica utiliza principalmente a queima de carvão e óleo diesel a fim de produzir energia. A princípio, ao confrontar o custo da energia provenientes das hidrelétricas com a das térmicas, temos que a primeira utiliza a água das chuvas, isenta de custo, enquanto que as térmicas queimam combustíveis caros. Assim, procura-se minimizar a utilização deste último tipo de energia, pois ela encarece o preço final da eletricidade. Porém, há que se considerar que a água represada constitui um estoque finito. Tal estoque deverá garantir o suprimento presente e futuro de energia hidráulica.

Existe, portanto, um *tradeoff* a ser considerado: se todo o volume turbinável das hidrelétricas for consumido, o custo de geração térmica no estágio presente, denominado estágio t, fará com que a função de custo imediato (FCI) seja minimizada. Entretanto, o custo de geração térmica no estágio futuro, denominado estágio t+1 fará com que a função de custo futuro (FCF) seja maximizada. A recíproca é verdadeira: ao minimizar a FCF maximiza-se a FCI. Logo, a utilização ótima da água se dá no ponto mínimo das soma dos dois custos. Neste ponto ótimo, o custo marginal da termelétrica mais cara em operação é igualado ao custo marginal do fornecimento de uma unidade incremental de água, ou seja, o valor da água (Martins, 2008).



Fonte: ONS

**Figura 6 – Função Custo Imediato e Custo Futuro**

### 3.4. Ambientes de Contratação

No Brasil existem dois tipos de ambiente de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), destinado aos consumidores cativos, e o

Ambiente de Contratação Livre (ACL), cujo propósito é atender aos consumidores livres (MAYO, 2009). A seguir serão apresentadas as características principais de cada tipo de ambiente.

### **3.4.1. Ambiente de Contratação Regulada (ACR)**

Os participantes dos leilões no ACR são classificados em dois tipos: energia existente e energia nova. Essa classificação é baseada no grau de amortização das usinas. Entende-se que usinas antigas já estão, ao menos, parcialmente amortizadas. Por outro lado, há as usinas novas, que dependem da receita obtida no leilão para amortizar os investimentos e, ao mesmo tempo, pagar pelos seus custos operacionais. Não obstante, se as novas tivessem que competir com as antigas nos mesmos leilões, sua participação seria inibida e seus projetos tornar-se-iam inviáveis. Isso desestimularia a construção de novas usinas, que, por sua vez, prejudicaria a expansão da oferta energética.

Os leilões de compra mais comuns são: os leilões A-3 e A-5, proveniente de novos empreendimentos e os leilões A-1 e de ajuste, cuja energia é proveniente de empreendimentos existentes. Há, também, leilões mais específicos, como o LER (Leilão de Energia de Reserva), em que participam apenas novos empreendimentos e cujo objetivo é aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN. A EPE conduz estudos que fomentam a decisão do MME acerca do montante total de energia a ser contratada neste tipo específico de leilão. O LPE (Leilão de Projetos Estruturantes) deve ter por objeto projetos de caráter estratégico. É o caso das usinas de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte. Por último, o LFA (Leilão de Fontes Alternativas), busca ampliar a participação de fontes renováveis na matriz energética nacional e, ao mesmo tempo, atender ao crescimento de mercado no ACR (Tolmasquim, 2011).

### **3.4.2. Ambiente de Contratação Livre (ACL)**

O conceito de consumidor livre foi introduzido no país através da Lei nº 9.074 de 1995 e regulamentado pelo Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, que definiu que o consumidor livre é aquele que consome mais de 3 MW. O decreto também considera livre o consumidor que demandar mais que 500 kW, desde que compre energia produzida a partir de fontes alternativas, como biomassa, eólicas e pequenas centrais hidrelétricas.

As características dos contratos diferem entre si, sendo os do ambiente regulado tipicamente de longa duração, originados em leilões de compra e venda de energia realizados pelo governo, enquanto que os do ambiente livre são livremente negociados entre os agentes do setor elétrico (MAYO, 2009). Desta forma, é permitida ao consumidor livre a escolha de seu fornecedor de energia, o que viabiliza a busca por melhores preços. Esta possibilidade torna a indústria mais competitiva, pois a auxilia no gerenciamento dos custos de produção. Não obstante, o SEB como um todo se beneficia, pois os geradores de energia são forçados a serem mais competitivos, a fim de proporcionar um preço melhor que o dos concorrentes. É interessante observar que desde julho de 2007 todos os consumidores de energia elétrica situados na União Europeia tem a liberdade de escolher seu fornecedor (EUROSTAT, 2011), o que sugere que o processo de liberação da comercialização de energia no Brasil está apenas no começo, e que a tendência será permitir que os consumidores de menor porte escolham de quem comprar sua energia.

### **3.5. Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)**

Deng e Oren (2004) e Hull (2010) argumentam que os preços spot de eletricidade são voláteis devido aos seus atributos físicos singulares, como a não-estocabilidade e a característica de sua demanda, que é incerta e inelástica. O mais próximo que se pode chegar de se estocar eletricidade é numa hidrelétrica, onde é possível utilizar o excedente de energia para bombear água de volta ao reservatório, para uso posterior (HULL, 2010).

Mayo (2009) acrescenta a esta lista, apresentando fatores como a hidrologia e a impossibilidade de se expandir a oferta de imediato a fim de atender a um surto na demanda. A expansão da oferta de eletricidade exige obras de longa duração. É uma tarefa cara que requer um planejamento cuidadoso, o que torna a expansão da oferta uma opção inviável no curto prazo.

Todas estas características específicas da eletricidade passam a exigir a adoção de uma metodologia específica para a precificação desta commodity. No Brasil, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é o preço utilizado para saldar atividades de comercialização de curto prazo. Utilizando como base o Custo Marginal de Operação (CMO)<sup>5</sup> e valores máximo e mínimo previamente

---

<sup>5</sup> O Custo Marginal de Operação é o custo para se produzir um MWh adicional necessário ao sistema elétrico.

definidos, o PLD é calculado semanalmente pela CCEE, para cada nível de carga e para cada Submercado. Quando o consumo de determinado agente é superior ao montante contratado, a CCEE liquida a diferença, valorando-a ao PLD (Tolmasquim, 2011).

Gomes, Brandão e Pinto (2011) ensinam que o PLD é basicamente o multiplicador simplex resultante de um problema de decisão da operação hidrotérmica para um dado estágio  $t$ , que é expresso da seguinte maneira:

$$z_t = \text{Min}[c_j \times g_{tj} + FCF(v_t + 1)] \quad (15)$$

onde:

$c_j$  é o custo variável da térmica  $j$

$g_{tj}$  é a geração da térmica  $j$  no estágio  $t$ .

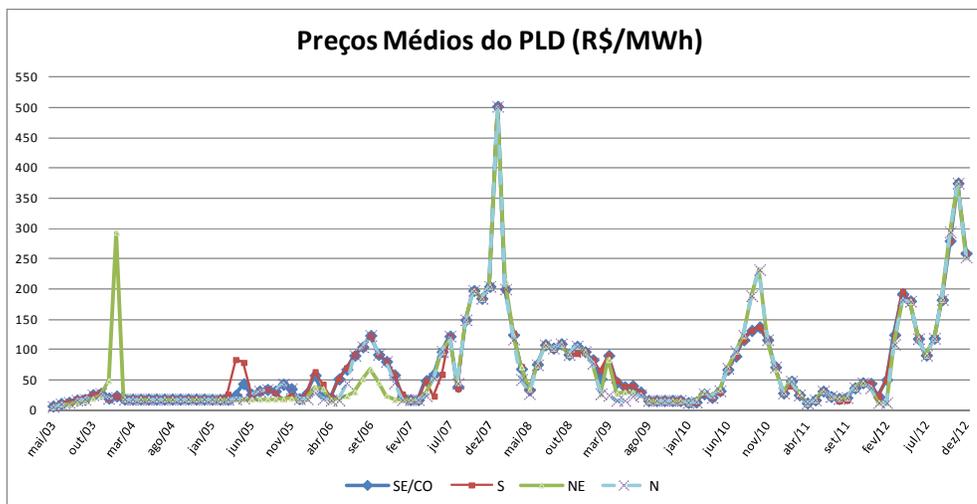
As restrições aplicáveis a este problema são:

- Balanço hídrico
- Armazenamento e turbinamento
- Geração térmica
- Atendimento à demanda.

Os dados inseridos neste problema são informações previstas, antes da operação acontecer. São utilizados dois modelos de otimização de planejamento, um de médio prazo, o NEWAVE, e outro de curto prazo, o DECOMP, para gerar o Custo Marginal de Operação – CMO de cada Submercado, que então forma a base para a composição do PLD (CCEE, 2011).

A liquidação dos contratos de compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo é muito arriscada para o gerador, pois este fica exposto ao preço de liquidação das diferenças (TOLMASQUIM, 2011).

Apesar do PLD ter piso e teto regulado, ainda assim é muito volátil, pois a grande participação das hidrelétricas na matriz energética brasileira o torna muito suscetível à variabilidade pluviométrica. O gráfico a seguir explicita a incerteza a que os agentes do setor elétrico estão expostos, demonstrando o comportamento do PLD desde 2003.



Fonte: CCEE

**Figura 7 - Preços Médios do PLD (R\$/MWh)**

Os preços médios do PLD são calculados considerando cada patamar de carga (médio, leve e pesado), ponderado pelo número de horas correspondente em cada semana de cada mês.

É interessante observar que na medida em que o nível dos reservatórios vai caindo, aumenta o risco, ou seja, a probabilidade de déficit. Para o sistema elétrico brasileiro, os meses de dezembro e janeiro são críticos, pois esses são meses de chuva. Se a pluviosidade ficar muito abaixo do esperado justamente nesses meses, é natural esperar que o PLD suba bastante.