

3 O Setor Elétrico Brasileiro (SEB)

O Brasil possui um sistema elétrico que pode ser considerado único em âmbito mundial devido ao seu tamanho e características. É um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidroelétricas e múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado por empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país não integram o SIN e consistem em pequenos sistemas isolados, localizados, principalmente, na região amazônica (Amazonas, Roraima e Amapá) (ONS, 2010). As interligações do sistema permitem que ele cubra praticamente todo o país e que as diferentes regiões permutem energia entre si. Contudo, ele é dividido em quatro submercados, em função de restrições de transmissão entre eles: Sul (S), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Nordeste (NE) e Norte (N). O submercado SE/CO concentra a maior parcela do consumo nacional de energia (aproximadamente 62% da carga do SIN, conforme o Boletim de Carga Anual do Ano de 2010, divulgado pelo ONS), além de apresentar o maior volume de negociações do país.

De acordo com dados do BIG – Banco de Informações de Geração, disponibilizado pela ANEEL, a capacidade instalada no país em 31/12/2010 era de 113.327 MW, sendo, aproximadamente, 71,21% dessa capacidade proveniente de geração hidrelétrica (vide Figura 1), cujas usinas estão localizadas em diferentes bacias hidrográficas, conforme ilustra a Tabela 2.

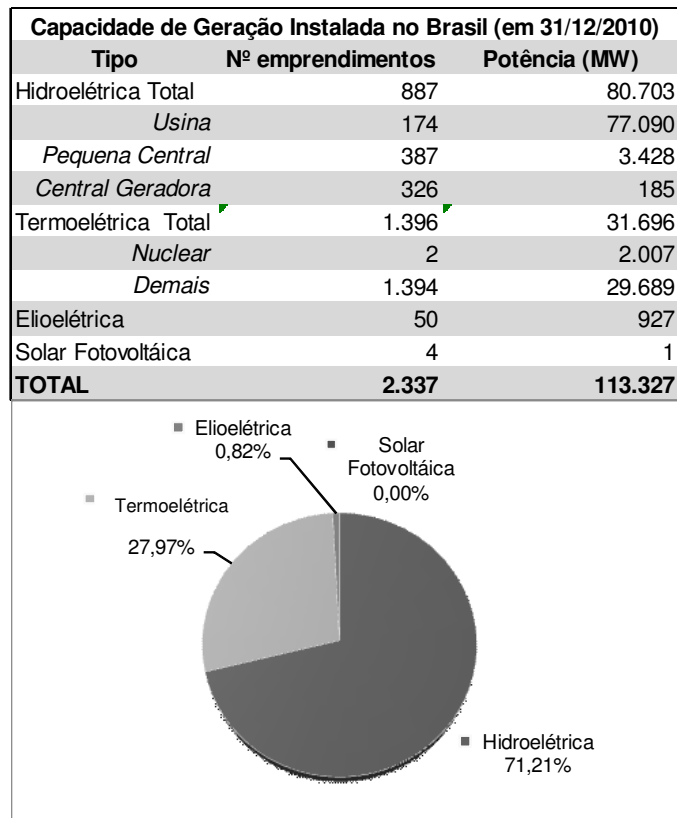


Figura 1 – Capacidade de geração de energia elétrica instalada no Brasil em 31/12/2010 por tipo de fonte geradora

Capacidade hidroelétrica instalada nos principais rios brasileiros por região					
SUDESTE/CENTRO-OESTE			SUL		
Rio	Nº Usinas	Capacidade instalada (MW)	Rio	Nº Usinas	Capacidade instalada (MW)
Grande	12	7.204	Iguaçu	5	6.674
Paranáíba	5	5.641	Uruguai	2	2.305
Tiête	1	347	Jacuí	6	984
Paranapanema	3	212	Capivari	1	260
Paraná	3	6.535	Paraná	2	7.000
Paraíba do Sul	4	494	Pelotas	2	1.838
Doce	6	822	Paranapanema	8	2.241
Itabapoana	5	118	Itajaí	1	182
São Francisco	1	396	TOTAL	27	21.484
Pardo	6	230	NORDESTE		
Piracicaba	6	231	Rio	Nº Usinas	Capacidade instalada (MW)
Araguari	6	1.398	Jequitinhonha	1	450
Corumbá	3	598	Paraguaçu	1	162
Correntes	3	204	São Francisco	9	9.973
Jauru	6	234	Parnaíba	1	237
Manso	1	211	TOTAL	12	10.822
Jequitinhonha	1	360			
TOTAL	72	25.235	NORTE		
Rio	Nº Usinas	Capacidade instalada (MW)			
Tocantins	2	9.273			
Uatumã	1	248			
Jamari	1	217			
TOTAL	4	9.520			

Fonte: Tabela elaborada a partir dos dados do BIG, 2011.

Tabela 2 – Capacidade de geração hidroelétrica instalada nos principais rios brasileiros por região

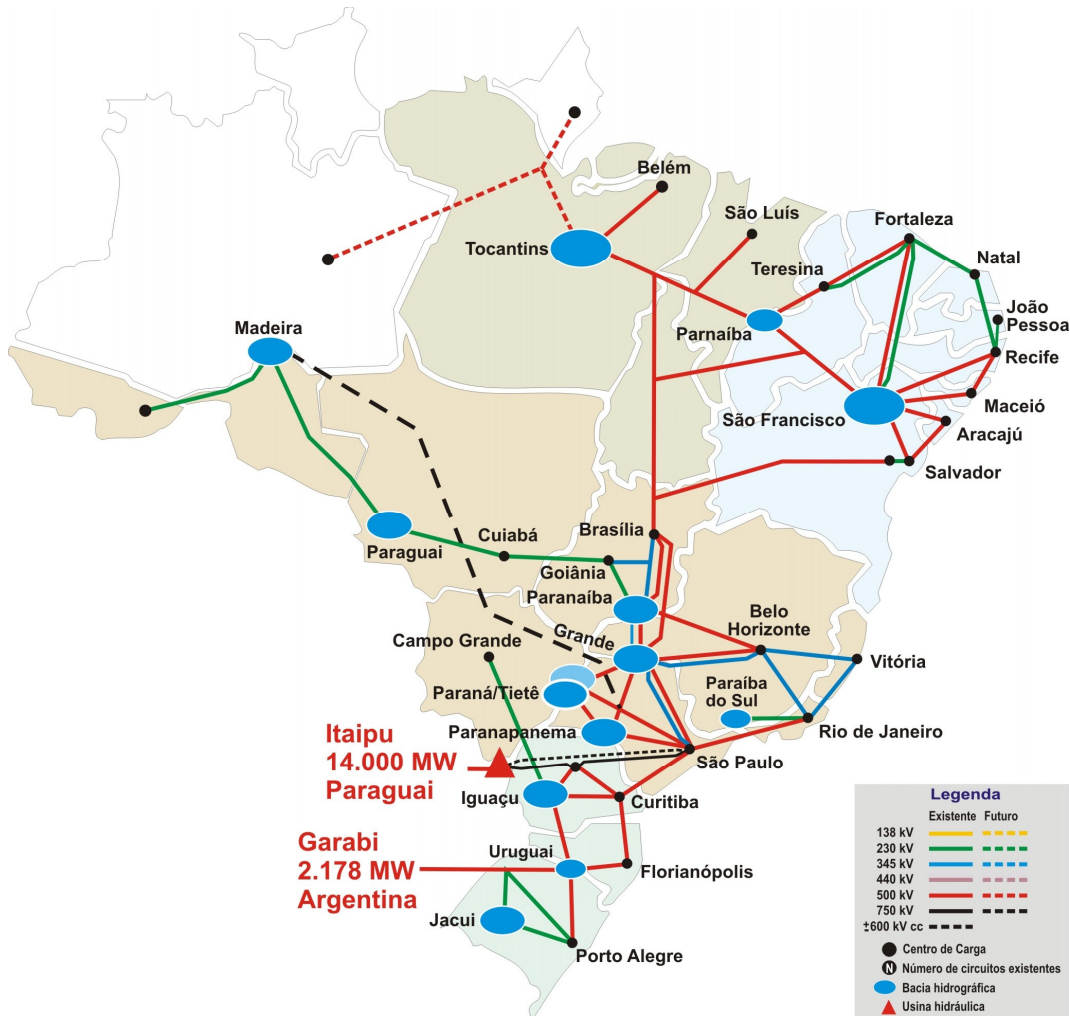
Como os fluxos de água nas bacias são variáveis, é de extrema importância a interligação elétrica delas, a fim de se aproveitar as sazonalidades de cada região e, conseqüentemente, garantir o aproveitamento da complementaridade dos diferentes regimes hidrológicos regionais para obtenção de ganho energético (Costa, 2007). Nesse sentido, ressalta-se que nas regiões SE/CO, NE e N, o comportamento das vazões é marcadamente sazonal, ou seja, a cada ano existe um período de vazões favoráveis de dezembro a abril, conhecido como período úmido, e um período de vazões desfavoráveis de maio a novembro (período seco), enquanto para a região Sul não se verifica essa sazonalidade (Costa, 2007).

Assim, o sistema é operado centralizadamente de forma a exportar energia das regiões mais “úmidas” para as regiões mais “secas”, através da infraestrutura do sistema de transmissão, possibilitando o aproveitamento ótimo dos recursos disponíveis, para garantir o atendimento confiável à carga (demanda de energia acrescida das perdas de transmissão) de cada subsistema. Essa característica confere ao SIN uma complexidade operacional própria quando comparado ao sistema de outros países (Loureiro, 2009; Pereira Jr., 2005). A rede de transmissão brasileira é extensa em função do tamanho do país e às distâncias entre as unidades geradoras de energia e os centros de cargas. Ao final de 2010, ela era formada por 95.819,3 km de linhas de transmissão, conforme Tabela 3, distribuídos segundo Figura 2.

Expansão Anual da Rede Básica de Transmissão (km)							
LT - km	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Extensão Inicial	77.642	79.955	82.991	86.189	87.184,4	90.282,8	93.295,3
Acréscimo Anual	2.313	3.036	3.198	995,4	3.098,4	3.012,5	2.524,0
Extensão Final	79.955	82.991	86.189	87.184,4	90.282,8	93.295,3	95.819,3

Fonte: ANEEL – Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE).

Tabela 3 – Expansão anual da rede de transmissão brasileira em km



Fonte: ONS.

Figura 2 – Integração eletroenergética brasileira em 2010

3.1. Breve histórico

Como a maioria dos setores elétricos no mundo, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) constituía-se como monopólio estatal até a década de 1990, sendo o controle a nível federal realizado pela *holding* Centrais Elétricas Brasileiras S.A.–Eletrobrás (Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Furnas), e, a nível estadual, por empresas como: Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais), CESP (Companhia Energética de São Paulo), Copel (Companhia Paranaense de Energia) e CEEE (Companhia Estadual de Energia Elétrica – Rio Grande do Sul) (Landi, 2006). As empresas eram verticalizadas, detendo as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, enquanto os consumidores eram cativos (só podiam comprar energia elétrica da empresa detentora da concessão para distribuição em sua localidade) e o mercado era completamente regulado,

incluindo tarifas para todos os segmentos (CCEE, 2010). Não havia, portanto, qualquer tipo de competição.

Na década de 1960, o setor recebeu muito investimento, com financiamento através de empréstimos externos, autofinanciamento, financiamento fiscal e, em menor escala, de aportes estatais. Segundo Gomes *et al.* (2002), o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico – BNDE (depois BNDES) financiou 46% do crescimento da capacidade instalada naquela época. Na década seguinte, o setor teve, também, grande impulso a partir da publicação da Lei nº 5.655/1971, que implantou o regime tarifário denominado “custo do serviço”, cujas premissas consistiam em estabelecer tarifas de energia elétrica que cobrissem os respectivos custos de geração, transmissão e distribuição, bem como uma remuneração garantida, específica ao ano, para os empreendedores. Entretanto, em função da disparidade entre os custos de geração e distribuição, muitas empresas do setor apresentavam balanços deficitários, o que obrigou o governo a adotar um mecanismo de equalização tarifária. Através da publicação do Decreto-Lei nº 1.383/1974, determinou-se a transferência de recursos das empresas com lucro para aquelas que apresentavam prejuízos (CCEE, 2010).

Em fins da década de 1970 e início da de 1980, em meio a um período de forte recessão e inflação internas, bem como de crises em economias internacionais, o modelo estatal de financiamento setorial começou a apresentar sinais de esgotamento (Pires & Piccinini, 1998). Assim, os investimentos no setor declinaram a partir de 1982, como reflexos da escassez de crédito no mercado internacional, de atrasos nos reajustes das tarifas de serviços públicos (uma tentativa de conter o processo inflacionário) e da redução de aportes orçamentários pela União e pelos Estados no setor. Com a queda da captação dos recursos externos e a diminuição do autofinanciamento, os investimentos setoriais passaram a contar com recursos do Tesouro Nacional (também em difícil situação no período), em complemento ao financiamento interno. Seguiu-se uma grave crise de investimento derivada da problemática de financiamento e da dificuldade de adaptação das empresas do setor elétrico a essa nova conjuntura (Oliveira *et al.*, 1997). Os custos de financiamento dispararam e o endividamento do setor elétrico cresceu violentamente, passando de 12 para 376 bilhões de cruzeiros no período de 1973 a 1986 (Leite, 1997). De acordo com Pires & Piccinini (1998), a rolagem dos compromissos financeiros e o conseqüente aumento da parcela de

serviços de dívida no balanço setorial obrigaram à busca por novos mecanismos para o equacionamento financeiro de empreendimentos do setor, no final da década de 1980.

A primeira metade da década de 1990 foi marcada pelo início da privatização de ativos e serviços públicos no Brasil, com a redefinição das funções do Estado e sua forma de administração e gestão. Em relação ao setor elétrico, argumentava-se que a entrada de capitais privados poderia equacionar o problema do déficit fiscal, atrair investimentos e tornar as empresas energéticas mais eficientes, permitindo, então, a expansão do sistema elétrico nacional. Assim, a reestruturação do setor pautou-se na mudança do modo de organização industrial, com a introdução de pressões competitivas, através da presença de diversos agentes operando no mercado, da desverticalização das atividades e da privatização dos ativos. A possibilidade de atrair capitais privados foi, então, o motor das reformas setoriais.

O plano de privatização do setor elétrico priorizou a venda das concessionárias de distribuição e foi iniciado pelas pertencentes ao grupo Eletrobrás. Justifica-se essa decisão pela imagem de inadimplência das distribuidoras no mercado, em especial, junto aos agentes de geração. De fato, sem a privatização do setor de distribuição, o governo teria dificuldades para encontrar interessados na aquisição de ativos de geração (Mendonça & Dahl, 1999). Uma vez desverticalizada a cadeia produtiva, contratos de compra e venda de energia deveriam ser firmados entre empresas geradoras e de distribuição, tendo-se estabelecido, contudo, um preço máximo de repasse do custo da energia comprada para as tarifas de fornecimento dos consumidores cativos, conhecido como valor normativo. Segundo Castro (2004), entre 1990 e 2002, uma parte significativa das empresas de distribuição (cerca de 84% de toda a energia distribuída) e uma parcela das empresas geradoras (em torno de 32% da potência instalada no país) foram vendidos à iniciativa privada. A fim de permitir a competição entre os agentes de geração, foi possibilitado seu livre acesso ao sistema de transmissão e distribuição, assim como aos consumidores livres, e feita a homologação das regras de funcionamento do Mercado Atacadista Energia Elétrica (MAE), instituído pela Lei nº 9.648/1998 e pelo Decreto nº 2.655/1998 (Gomes *et al.*, 2002).

Através da promulgação da Lei nº 9.074/1995 inseriu-se a iniciativa privada no setor de geração de energia elétrica e estabeleceram-se os primeiros passos rumo à competição na sua comercialização. Em 1996 foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), que definiu o arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no setor. Concluído em agosto de 1998, teve como principais características:

- desverticalização da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia;
- transformação dos segmentos de geração e comercialização em atividades competitivas com preços contratados definidos pelo mercado;
- livre acesso dos geradores e comercializadores às redes de transmissão e distribuição, mantidas como monopólios naturais;
- criação, de acordo com as Leis nºs 9.427/1996 e 9.648/1998, os Decretos nºs 2.335/1997 e 2.655/1998 e a Resolução ANEEL nº 351/1998, de um órgão regulador (a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL), de um operador para o sistema elétrico nacional (Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS) e de um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica (o MAE), hoje denominado Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (CCEE, 2010).

O racionamento vivenciado nos anos de 2001 e 2002 levou a um processo de reflexão sobre o modelo do setor elétrico instituído a partir do Projeto RE-SEB, que resultou na proposta, em 2003, de um novo desenho institucional para o setor. A nova reforma foi encaminhada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e ocorreu por meio da sanção das Leis nºs 10.847/2004 e 10.848/2004, que estabeleceram as diretrizes para o funcionamento do modelo atual do setor elétrico brasileiro. Segundo o MME (2003), os principais objetivos da criação do modelo atual são:

- garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, condição básica para o desenvolvimento econômico sustentável;

- promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados;
- assegurar a estabilidade do marco regulatório, com vistas à atratividade dos investimentos na expansão do sistema;
- promover a inserção social por meio do setor elétrico, em particular dos programas de universalização de atendimento.

Souza (2008) afirma que o modelo proposto focava diretamente essas questões e destaca, como seus elementos fundamentais:

- a reestruturação do planejamento de médio e de longo prazo;
- o redirecionamento da contratação de energia para longo prazo, compatível com a amortização dos investimentos realizados e o favorecimento da tomada de financiamentos em condições mais favoráveis;
- a competição na geração, com a licitação da energia pelo critério da menor tarifa;
- a coexistência de dois ambientes de contratação de energia, um regulado (Ambiente de Contratação Regulada – ACR), protegendo o consumidor cativo, e outro livre (Ambiente de Contratação Livre – ACL), assegurando a presença dos consumidores livres;
- a instituição de um mercado de contratação regulada da energia a ser adquirida pelos concessionários de distribuição;
- a desvinculação do serviço de distribuição de qualquer outra atividade;
- a previsão de uma reserva conjuntural para o restabelecimento das condições de equilíbrio entre oferta e demanda;
- a restauração do papel do Executivo como Poder Concedente.

O novo modelo institucional do setor exigiu, também, a criação de novos órgãos institucionais e a redefinição de funções. A estrutura atual está orientada para as funções de planejamento setorial, segurança de suprimento, regulação e fiscalização, contando com as instituições a seguir (Figura 3) (MME, 2003).

- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE): órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República. Responsável por: formular políticas e diretrizes de energia e

assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas remotas ou de difícil acesso do país; revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões brasileiras e estabelecer diretrizes para programas específicos.

- Ministério das Minas e Energia (MME): órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações são: a formulação e implantação de políticas para o setor energético, conforme as diretrizes do CNPE; o estabelecimento do planejamento do setor energético nacional; o monitoramento da segurança do suprimento do SEB e a definição de ações preventivas em prol dela.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE): instituída pela Lei nº 10.847/2004 e criada pelo Decreto nº 5.184/2004, é uma empresa vinculada ao MME, cuja finalidade é prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. É responsável, também, pela obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidroelétricos e de transmissão de energia elétrica.
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): órgão criado no âmbito do MME, sob sua coordenação direta, com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional.
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): instituída pela Lei nº 9.427/1996 e constituída pelo Decreto nº 2.335/1997, com as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria. É responsável, ainda, pela promoção de leilões para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do SIN.
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): instituída pela Lei nº 10.848/2004 e criada pelo Decreto nº 5.177/2004,

absorveu as funções do MAE e suas estruturas organizacionais e operacionais. Suas principais obrigações são: a apuração do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), a realização da contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados, a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo e a realização de leilões de compra e venda de energia no ACR, por delegação da ANEEL.

- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): criado pela Lei nº 9.648/1998 e regulamentado pelo Decreto nº 2.655/1998, com as alterações do Decreto nº 5.081/2004, para operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN, e administrar a rede básica de transmissão. Seu principal objetivo é atender os requisitos de carga, otimizando custos e garantindo a confiabilidade do sistema. Define, também, as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país.



Fonte: CCEE, 2010.

Figura 3 – Diagrama das instituições do Setor Elétrico Brasileiro (SEB)

No setor elétrico existem quatro segmentos de negócios com características específicas e distintos graus de regulação, sendo eles: geração, transmissão, distribuição e comercialização. A partir da nova estrutura do setor, pode-se classificar o segmento de geração como um ambiente de competição controlada,

uma vez que um agente gerador precisa obter a autorização ou concessão do Poder Público para entrar no sistema elétrico com um novo empreendimento. A concessão é obtida, em geral, através de processos de licitação pública (leilões) e o agente gerador pode comercializar sua energia em dois ambientes de mercado: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Os segmentos de transmissão e distribuição são classificados como monopólios naturais, em função de suas características técnicas e econômicas desfavoráveis à competição de mercado. Contudo, em ambos pode-se afirmar que a concorrência ocorre *ex-ante*, no evento de licitação de nova concessão. O monopólio natural ocorre quando o tamanho ótimo de instalação e produção de uma empresa é suficientemente grande para atender toda a demanda de mercado, podendo ser imposto por lei (como é o presente caso) ou desenvolver-se naturalmente. Ressalta-se que a Lei nº 10.848/2004 estabelece a obrigação de separação estrutural das empresas cuja atuação se dá no âmbito do SIN, isto é, concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica não podem desenvolver atividades de geração nem de transmissão. De forma análoga, vale a proibição para as geradoras; as concessionárias e autorizadas de geração de energia elétrica, que atuem no SIN, não podem ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica.

Por fim, o segmento de comercialização é um ambiente competitivo, caracterizado por reduzidas barreiras de entrada sob o ponto de vista de capacidade de investimento. O comercializador atua, basicamente, como intermediador nas transações de compra e venda entre agentes geradores e consumidores livres (empresas que, de acordo com a legislação, são consideradas grandes consumidores de energia e têm direito a escolher livremente seu fornecedor).

Com efeito, a reestruturação propiciou o surgimento de um mercado livre de energia, do qual participam, essencialmente, agentes geradores, comercializadores e consumidores livres, sendo o Ambiente de Contratação Livre (ACL), instituído pelo Decreto nº 5.163/2004, o ambiente onde é negociada livremente grande diversidade de contratos bilaterais de compra e venda de energia, de acordo com as regras e normas vigentes.

3.2. Comercialização de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN)

Com a reestruturação do SEB foram instituídos dois ambientes de mercado para celebração de contratos de compra e venda de energia:

- Ambiente de Contratação Regulada (ACR): contratação formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre agentes vendedores (geradores, comercializadores) e distribuidores que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica (CCEE, 2010);
- Ambiente de Contratação Livre (ACL): há a livre negociação entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres e especiais.

Todos os contratos celebrados entre os agentes no âmbito do SIN, sejam contratos do ACR ou do ACL, devem ser registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo. Esse registro inclui, apenas, as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência. Os preços de energia firmados nos contratos não são registrados na CCEE, mas, utilizados especificamente pelas contrapartes em suas liquidações bilaterais, fora do ambiente de operações da CCEE e de acordo com as condições contratuais específicas (CCEE, 2010).

Da mesma forma, os valores de medições verificados de geração e consumo de energia são registrados na CCEE pelos agentes ou coletados diretamente através do Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE), administrado pela CCEE e responsável pela coleta e tratamento dos dados de geração e consumo de energia do SIN (CCEE, 2010).

Com base nos contratos e dados de medição registrados, contabilizam-se as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado, sendo as diferenças positivas ou negativas liquidadas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) correspondente (CCEE, 2010), cuja determinação será detalhada na seção 3.3. A contabilização é realizada mensalmente, sendo

calculados os montantes negociados no Mercado de Curto Prazo (à vista), que poder ser visto como o mercado das diferenças, conforme ilustrado na Figura 4.

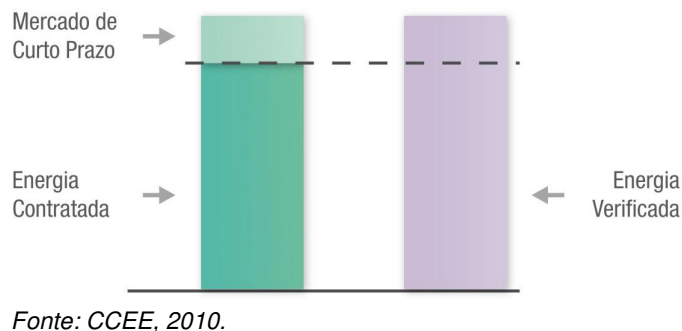


Figura 4 – Energia Comercializada no Mercado de Curto Prazo

Cabe ainda ressaltar que, em acordo com o Decreto nº 5.163/2004, os agentes vendedores devem apresentar cem por cento de lastro para venda de energia e potência (CCEE, 2010). Isto é, precisam ter a energia que vendem, seja através de geração própria ou cobertura contratual de compra de energia. Da mesma forma, os agentes de distribuição e os consumidores livres/especiais devem apresentar cem por cento de cobertura contratual para o atendimento de seu mercado e consumo, estando ambos sujeitos a penalidades caso não comprovem a existência de lastro ou cobertura junto à CCEE (CCEE, 2010).

A fim de garantir a capacidade dos agentes honrarem os contratos registrados e o disposto no decreto supracitado, a CCEE exige um aporte de garantias mensal. Conforme as regras de comercialização vigentes em 2011, o cálculo de garantias é feito a partir das exposições mensais de lastro e cobertura contratual de cada agente em um horizonte de até seis meses: mês passado (ainda não liquidado), mês atual e quatro meses à frente. De modo simplificado, o cálculo consiste em somar o produto das exposições negativas de lastro/cobertura contratual de cada mês pelo preço de referência correspondente (PLD médio do mês realizado ou média das 2.000 séries de PLD geradas pelo programa *Newave* para os meses à frente). Eventuais exposições positivas não são abatidas.

3.2.1.

Contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica negociados no ACL

Os contratos negociados no ACL consistem em contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica, resultantes da livre negociação entre agentes

da CCEE, de acordo com as legislações e regulamentações vigentes. A unidade básica negociada é o megawatt-hora (MWh), sendo os preços negociados em reais por megawatt-hora (R\$/MWh). Os contratos devem especificar a quantidade de energia a ser entregue, o local de entrega, o submercado e o período de fornecimento (o período mínimo habitualmente praticado é de um mês). A especificação de submercado é fundamental, já que eles podem apresentar preços bastante diferenciados, a depender da situação do armazenamento de água, da oferta e da demanda.

Também é comum a especificação da quantidade negociada em MW, mais especificamente em MWmédio para indicar que é uma média para o período. A quantidade em MW para um período é equivalente a quantidade em MWh dividida pelo número de horas do período. Por exemplo, um contrato de 7.440MWh para o mês de maio é equivalente a um contrato de 10MWmédios para o mesmo mês.

Para exemplificar, considere um contrato com as características abaixo.

- Ponto de Entrega: centro de gravidade do submercado SE/CO
- Duração: de zero horas do dia 01/07/2011 às 24 horas do dia 31/12/2011.
- Quantidade: 10MWmédios
- Preço: R\$ 100,00/MWh

Nesse caso, a energia é entregue no submercado SE/CO sem perdas de distribuição de julho a dezembro de 2011 ao preço fixo de R\$ 100,00/MWh. As quantidades em MWh são calculadas mensalmente pelo produto: 10MWmédio x número de horas do mês.

Os contratos podem, ainda, apresentar sazonalização (divisão de volumes de energia contratados em montantes mensais) e modulação (divisão de volume de energia em montantes horários). Porém, a menos que explícito de modo diferente, a sazonalização é considerada nula e a modulação, *flat* (volume diário contratado alocado igualmente por horário). Além dessas particularidades, podem existir cláusulas de flexibilidades de mais ou menos um percentual da quantidade média contratada (+/- X% do volume contrato em MWmed), bem como de *take-or-pay* (isto é, o estabelecimento de quantidades mínimas de energia a serem consumidas em determinado período, sendo obrigatório o pagamento da quantidade estipulada,

independentemente do consumo). Normalmente, inclui-se cláusula de *take-or-pay* junto a cláusulas de flexibilidade de quantidade, havendo, por exemplo, a possibilidade de flexibilidade mensal, mas a obrigatoriedade de consumo de determinado volume mínimo anual.

Finalmente, a especificação dos preços firmados também é variável, sendo mais comum a adoção de uma das seguintes modalidades: preços fixos (R\$ X,XX/MWh), PLD médio do mês acrescido de ágio (PLD médio do submercado X + R\$ X,XX/MWh) ou percentual do PLD médio do mês ($(100\% + X\%) \times \text{PLD médio do submercado X}$).

Outra cláusula habitual dos contratos, particularmente os de longo prazo (período de suprimento igual ou superior a seis meses), diz respeito a garantias e registro na CCEE. Geralmente, o vendedor exige algum tipo de garantia do comprador (fiança bancária, fiança corporativa, seguro garantia, entre outros), referente ao faturamento de um a três meses, para efetuar o registro integral do contrato na CCEE. Caso esta não seja apresentada, normalmente, o registro é efetuado mês a mês, mediante o pagamento da fatura de energia correspondente.

3.3.

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e o preço à vista da energia elétrica

Na seção 3.2, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) foi apresentado como sendo o valor utilizado, no âmbito da CCEE, para liquidar as diferenças entre a energia produzida ou consumida e a contratada (CCEE, 2010). Com efeito, ele é o preço de liquidação das diferenças apuradas pela CCEE entre compra (consumo e contratos de compra) e venda (geração e contratos de venda) de energia no mercado de curto prazo (mês findo) por submercado.

O PLD é, também, o balizador dos preços à vista negociados pelo mercado, que, em geral, são formados pelo PLD médio do mês do submercado de entrega da energia acrescido de um ágio. Esse ágio surge da necessidade dos agentes fecharem seus balanços de lastro de energia mês a mês, sob pena do pagamento de penalidades (em 2011, de acordo com as normas da CCEE, o valor de penalidade era o máximo entre o PLD médio mês/MWh e R\$ 151,20/MWh). O cálculo e divulgação do PLD são realizados semanalmente pela CCEE, a partir dos dados considerados pelo ONS para a otimização da operação do Sistema Interligado

Nacional (SIN). Na seção 3.3.2 será explicado o significado do PLD nesse contexto de otimização. Ressalta-se, contudo, que ele não é um valor de mercado obtido pela livre comercialização de energia entre os agentes e, tampouco, o preço à vista negociado no mercado, conforme explicado. Além disso, apesar de seu cálculo semanal, normalmente, o preço dos contratos de curto prazo de energia são fixados para o período de entrega de um mês. Desse modo, o preço à vista seria o preço para entrega de energia no mês corrente.

Quando da reforma do Setor Elétrico Brasileiro, adotou-se um esquema de decisão de operação (geração de energia elétrica) centralizado, baseado em modelos de otimização (um modelo de curto prazo acoplado a um de longo prazo, chamado *Newave*), cujo objetivo é minimizar o custo total de operação do sistema hidrotérmico ao longo de um horizonte de planejamento. Esses modelos utilizam o método de programação dinâmica estocástica dual (Pereira & Pinto, 1991). A próxima seção apresenta uma ótica econômica da operação do sistema hidrotérmico brasileiro, tendo por objetivo melhor conceituar a formação de preços nele.

3.3.1. Enfoque econômico da operação de um sistema hidrotérmico

O planejamento da operação de um sistema hidrotérmico consiste em determinar, para cada etapa do período de planejamento, as metas de geração para cada usina que atendam a demanda e minimizem o custo esperado de operação ao longo do período (Duarte *et al.*, 2010). Esse valor é composto pelo custo variável de combustível das usinas termoeletricas e pelo custo atribuído às interrupções de fornecimento de energia (Duarte *et al.*, 2010). Sob a ótica econômica, a característica mais marcante desses sistemas é a possibilidade do uso da água armazenada nos reservatórios para geração de energia, minimizando os custos com combustíveis. Contudo, a geração hidroelétrica é limitada pela capacidade e o nível de armazenamento dos reservatórios, o que gera uma dependência entre a decisão operativa do presente e os custos operativos no futuro.

A máxima utilização da energia hidroelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica do ponto de vista imediato, por minimizar os custos de combustível. Porém, ela acarreta maiores riscos de déficits futuros e, no caso

de uma seca severa, por exemplo, pode levar ao racionamento, com um alto custo para sociedade. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, o que significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumentar os custos de operação. Ademais, caso as afluências futuras sejam elevadas, pode ocorrer um vertimento (escoamento de água acumulada em excesso) nos reservatórios do sistema, o que representa um desperdício de energia. A Figura 5 ilustra ambas situações.

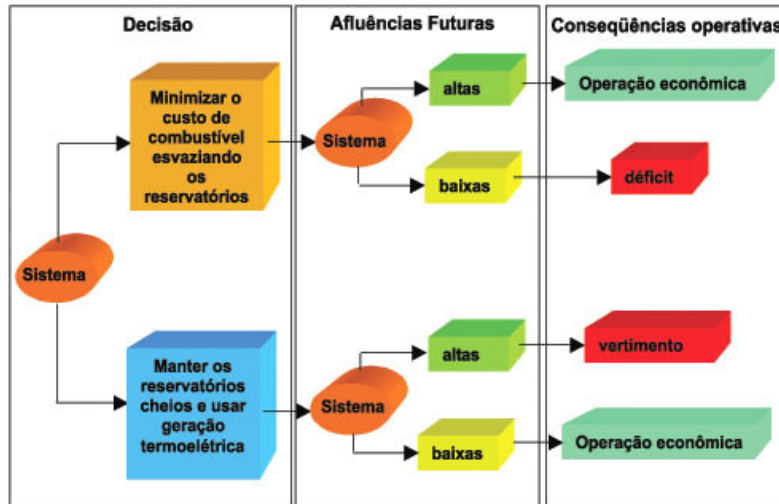


Figura 5 – Processo de decisão em um sistema hidrotérmico

Portanto, na operação de um sistema hidrotérmico, deve-se comparar o benefício presente (imediato) do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, conforme ilustrado na Figura 6.

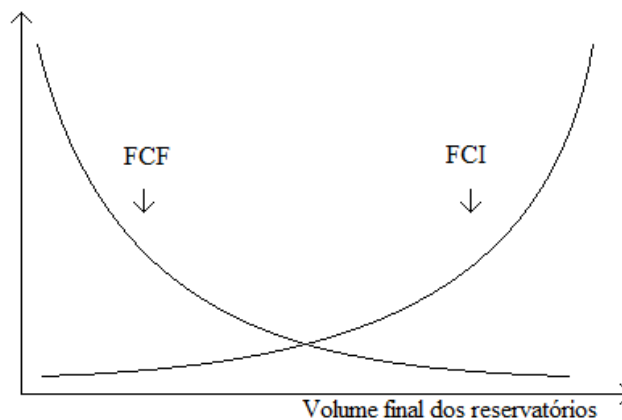


Figura 6 – Custos da operação: imediato e futuro

A função de custo imediato (FCI) representa os custos de geração térmica no estágio t imediato, ou seja, no estágio presente. Observa-se que o custo

imediate aumenta à medida que diminui a energia hídrica disponível, pois, quanto menor for a decisão de geração hídrica, maior será a de geração térmica. Já a função de custo futuro (FCF) está associada ao custo esperado de geração térmica e ao racionamento desde o final do estágio t (início do próximo estágio, $t+1$) até o final do período de estudo e diminui à medida que aumenta o volume final armazenado, em função da maior disponibilidade de energia hidroelétrica no futuro. Nesse contexto, o uso ótimo da água armazenada é aquele que minimiza a soma dos custos: imediato e futuro. Observa-se na Figura 7 que o ponto de mínimo custo global (imediato + futuro) é, também, aquele em que as derivadas da FCI e FCF em relação ao volume final dos reservatórios se igualam.

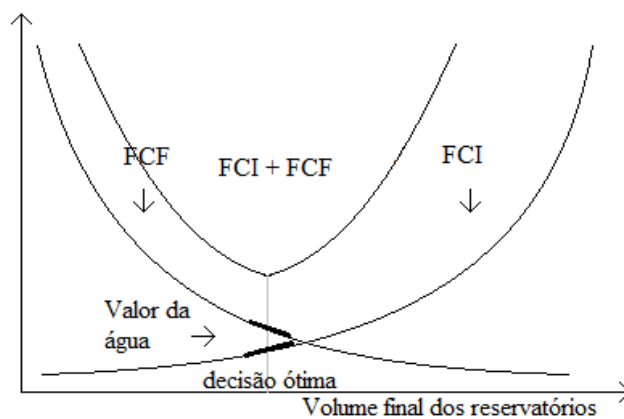


Figura 7 – Decisão ótima da operação sob ponto de vista econômico

As funções de custo imediato e futuro são compostas por inúmeras variáveis, o que torna necessária a adoção de um modelo matemático para obtenção da decisão ótima da operação. Dentre essas variáveis destacam-se: as condições hidrológicas presente e futura, a demanda de energia, os preços de combustível, o custo de déficit, a entrada de novos projetos e a disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão.

3.3.2. Cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

Conforme já mencionado, o planejamento da operação de um sistema hidrotérmico visa determinar, para cada etapa do período de estudo, as metas de geração para cada usina, de modo a atender a demanda e minimizar o custo

esperado de operação ao longo do período. Portanto, o problema de decisão da operação hidrotérmica para o estágio t pode ser formulado como na eq.(6), onde p_t é o preço da energia quando da decisão operativa ótima, estando o sistema sujeito às seguintes restrições: balanço hídrico, armazenamento e turbinamento, geração térmica e atendimento à demanda.

$$p_t = \min (c_j \times g_{jt} + FCF(v_{t+1})). \quad (6)$$

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

- custo operativo imediato – dado pelos custos térmicos ($c_j \times g_{jt}$) no estágio t , onde c_j é o custo variável da térmica j e g_{jt} é a geração da térmica j no estágio t , e de racionamento, 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 $FCF(v_{t+1})$, que, como discutido anteriormente, depende dos volumes armazenados ao final do estágio, representados pelo vetor v_{t+1} .

Assim, o problema de otimização pode ser resolvido por um algoritmo de programação linear. O esquema de programação obtém, além do despacho (gerações hidráulica e térmica) ótimo para o período de estudo, os multiplicadores simplex, ou preços sombra, associados a cada restrição. Em particular, o custo marginal de operação (CMO) 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).

O cálculo do CMO é realizado por submercado e baseia-se no despacho *ex-ante*, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores declarados e previstos de disponibilidade de geração e consumo de cada submercado. O processo completo de cálculo consiste na utilização dos modelos computacionais *Newave* e *Decomp*, que produzem como resultado o CMO de cada submercado, respectivamente, em base mensal e semanal.

O PLD é, então, determinado e divulgado semanalmente pela CCEE para cada submercado e patamar de carga (leve, médio e pesado) com base no CMO,

limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada ano de apuração (R\$ 689,18/MWh e R\$ 12,08/MWh, respectivamente, em 2011, de acordo com a Resolução Homologatória ANEEL nº 1.099/2010). Os intervalos de duração de cada patamar são determinados para cada mês de apuração pelo ONS e informados à CCEE, para que sejam considerados no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL). Na determinação do PLD, a CCEE utiliza os mesmos modelos adotados pelo ONS para determinação da programação e despacho de geração do sistema, porém, com as adaptações necessárias para refletir as condições de formação de preços na CCEE, quais sejam: não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado nem as usinas em testes. Adotam-se essas modificações para que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo e, conseqüentemente, o preço seja único dentro de cada uma das regiões.

A Tabela 4 sumariza o histórico de alterações no processo de cálculo do preço da energia no Mercado de Curto Prazo (mercado da diferenças) e a legislação pertinente.

Abrangência	Caracterização
Setembro de 2000 a Maio de 2001	Preço "ex-ante" por submercado, em base mensal, por patamar de carga. Calculado pelo Modelo Newave (Resolução ANEEL nº334/2000) e Ofício SRG/ANEEL nº 96/2000.
Junho de 2001	Preço "ex-ante" por submercado, em base mensal, por patamar de carga. Calculado pelo Modelo Newave/Newdesp para os submercados Norte e Sul, fora do racionamento (Resoluções ANEEL nº 202/2001, GCE nº12/2001) e Ofício ANEEL nº 116/2002. Para os submercados Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste em racionamento, adotado custo de déficit R\$684,00 R\$/MWh - (Resolução GCE nº12/2001)
Julho de 2001 a Janeiro de 2002	Preço "ex-ante" por submercado, em base semanal. Determinado de acordo com procedimentos estabelecidos pela GCE (Resoluções GCE nºs 12/2001, 49/2001, 54/2001, 77/2001, 92/2001, 102/2002 e 109/2002)
Fevereiro a Abril de 2002	Preço "ex-ante" por submercado, em base semanal. Calculado pelos Modelos Newave/Newdesp com revisões semanais (Resoluções GCE nº 109/02 e ANEEL nº70/2002)
Maio de 2002 em diante	Preço "ex-ante" por submercado, em base semanal. Calculado pelos Modelos Newave/Decomp (Resoluções ANEEL nºs 42/2002, 228/2002, 395/2002, 433/2002, 794/2002, 27/2003, 29/2003, 377/2003, 680/2003, 682/2003, 686/2003, Resoluções Homologatórias ANEEL nºs 002/2004 e 286/2004, Despachos ANEEL nºs 401/2003, 402/2003, 873/2003, 850/2004 e 01/2005, Resolução nº 10/2003 do CNPE, Decreto nº 5.177/2004)

Fonte: CCEE, 2010.

Tabela 4 – Histórico da formação do preço no Mercado de Curto Prazo