

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FELIPE DENEGRI MENEGAS NUNES

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

**ESTUDO DO RISCO ASSOCIADO À
COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Porto Alegre

(2009)

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ESTUDO DO RISCO ASSOCIADO À COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADORA: Prof^ª. Dr^ª. Gladis Bordin

Porto Alegre
(2009)

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FELIPE DENEGRI MENEGAS NUNES

ESTUDO DO RISCO ASSOCIADO À COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pela Orientadora e pela Banca Examinadora.

Orientadora: _____

Prof^ª. Dr^ª. Gladis Bordin, UFRGS

Doutora pela UFSC – Florianópolis, Brasil

Banca Examinadora:

Prof^ª. Dr^ª. Gladis Bordin, UFRGS

Doutora pela UFSC – Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Roberto Petry Homrich, UFRGS

Doutor pela Unicamp – Campinas, Brasil

Eng. Diego Boff, UFRGS

Engenheiro Eletricista, AES Sul

Porto Alegre, Dezembro de 2009.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a Deus e a minha família por estarem sempre presentes deste o momento que nasci até este momento da conquista deste título.

A Deus por me permitir nascer, viver, ter energia para lutar pelos meus sonhos e encontrar pessoas maravilhosas no meu caminho.

A minha família pelo apoio incondicional em todos os momentos da minha vida. Aos meus pais pelos valores que me foram transmitidos e, em particular, pelos seus esforços em me proporcionar um bom nível de educação.

AGRADECIMENTOS

A Deus pela vida.

Aos pais pelo apoio e pelos valores transmitidos.

A minha namorada pelo amor, carinho, companheirismo e compreensão ao longo desta difícil jornada.

Agradeço aos meus colegas, funcionários e professores da Universidade Federal do Rio Grande do Sul que participaram ativamente do meu crescimento acadêmico e profissional. Neste contexto merece destaque a professora Gladis Bordin pela orientação, apoio e paciência ao longo deste projeto.

Agradeço também ao professor João Ricardo Masuero pela gentileza em me disponibilizar um computador no Centro de Mecânica Aplicada e Computacional (CEMACOM) da UFRGS, no qual eu redigi boa parte deste trabalho.

Agradeço também aos colegas e professores do *Institut National Polytechnique de Grenoble* que participaram ativamente do meu crescimento profissional e me apresentaram os mercados de energia como uma área promissora e fascinante.

Aos profissionais da *Electricité de France* cujos ensinamentos que me foram passados estão presentes ao longo deste projeto.

Ao povo brasileiro que paga seus impostos por investir na minha graduação.

Agradeço aos meus amigos por não me deixarem estudar demais.

RESUMO

O mundo passa por profundas mudanças no que se refere ao papel do Estado. As economias apresentam um crescente aumento da participação privada em setores originalmente estatais com a abertura comercial e a desregulamentação de algumas atividades econômicas contribuindo para a diminuição da participação do Estado como empresário. O mercado de energia elétrica no Brasil se insere neste contexto econômico. A reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), iniciada em 1994, com a publicação de um novo modelo institucional, e ajustada em 2004 com adaptações neste novo modelo, visou promover a competição em alguns mercados, transformando alguns segmentos altamente regulados em competitivos.

A concorrência foi estabelecida nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica e este trabalho objetiva descrever de que forma esta concorrência se estabelece visando dar suporte a estudos futuros de comportamento dos agentes de mercado e visando um melhor entendimento das ferramentas utilizadas para gerir os riscos.

Dentre as alternativas de contratação de energia elétrica, encontrar a que mais traduz as necessidades dos compradores e vendedores, respeitando as características e limitações de ambas as partes, tornou-se um desafio para o mercado. O estudo apresenta os atores participantes da livre comercialização, a regulação específica, os riscos existentes nas contratações e os conceitos para gerenciá-los, baseados na tipificação de contratos e ferramentas estratégicas. Para exemplificar a utilização destes mecanismos de gestão de riscos, estudos de caso foram realizados sob a ótica dos consumidores livres e comercializadores.

Palavras-chave: Energia Elétrica, Clientes, Consumidores, Comercialização, Contratos.

ABSTRACT

Considerable changes can be observed regarding the role of the Government. The economies throughout the world present a continuous increase of private enterprises in sectors originally controlled by the government. This results from the commercial opening and the deregulation of some economic activities that have been taking place in Brazil in recent years, which also contribute to the reduction of the Government's participation as entrepreneur. Restructuring Electricity Sector which started in 1994, with the publication of a new institutional model, and adjusted in 2004, aimed at promoting competition in some markets, changing some highly regulated parts to competitive.

The competition was established in the generation and sale of electricity and this work aims to describe how this competition is established in order to support future studies of the behavior of market players, and seeking a better understanding of the tools used to manage the risks.

Among the alternatives of hiring power, find the one that reflects the needs of buyers and sellers, respecting the characteristics and limitations of both parties, it became a challenge to the market. The analysis presents the participant actors of competitive electricity market, the risks in hiring and concepts to manage them, based on the classification of contracts and strategic tools. To illustrate the use of these mechanisms of risk management, case studies were conducted from the perspective of free consumers and suppliers.

Keywords: Electricity, Customer relations, Consumers, Trading, Contracts.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
1.1 Apresentação do Problema a ser Investigado	15
1.2 Motivação	17
1.3 Objetivos.....	18
1.4 Estrutura do Trabalho	18
2 A REESTRUTURAÇÃO DO SEB	20
2.1 O Novo Modelo	23
2.2 As Atividades do SEB	25
2.3 Os Principais Agentes do SEB	27
2.4 Classificação dos Ambientes de Contratação	30
2.4.1 Ambiente de Contratação Regulado (ACR).....	30
2.4.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL).....	31
2.4.3 Diferença entre Consumidores Livres e Cativos.....	34
2.5 Considerações Finais	36
3 AS TARIFAS E PRECIFICAÇÃO NO SEB.....	38
3.1 Tarifas no Mercado Cativo	38
3.2 Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição e Transmissão	41
3.3 Precificação no Mercado Livre.....	42
3.3.1 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)	42
3.3.2 Mercado de Curto-Prazo	44
3.3.3 Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).....	44
3.3.4 Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	47
3.4 Considerações Finais	49
4 A COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA	51
4.1 O Papel do Comercializador	55
4.1.1 Assessoria Comercial	58
4.1.2 Consultoria Técnico-Regulatória	58
4.1.3 Gestão de Portifólio de Contratos: ACR e ACL	58
4.1.4 Migração de Consumidores para o Ambiente de Contratação Livre	58
4.1.5 Administração de Ordens de Compra e Venda: CCVEI ou CCVEE.....	59
4.1.6 Representações na CCEE.....	60
4.1.7 Representação em Leilões.....	60
4.1.8 Engenharia Conceitual	61
4.2 Considerações Finais	62

5 O RISCO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	63
5.1 Conceituação	63
5.2 Risco de Geração.....	64
5.2.1 Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).....	65
5.2.2 Térmica	67
5.2.3 Hidrológica.....	68
5.3 Risco de Transmissão	71
5.4 Considerações Finais.....	72
6 GERENCIAMENTO DO RISCO	74
6.1 Derivativos	74
6.1.1 Forward	74
6.1.2 Futuros.....	78
6.1.3 Opções.....	85
6.1.4 Swaps.....	91
6.2 Características dos derivativos.....	92
6.2.1 Visão dos Compradores	92
6.2.2 Visão dos Vendedores.....	94
7 CONCLUSÃO	95
REFERÊNCIAS	97
ANEXO 1 – EXEMPLO DE FUNCIONAMENTO DO MRE	101

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Consumo médio per capita no setor residencial.....	16
Figura 2 – Os principais agentes do SEB.	27
Figura 3 – Distribuição do Consumo de Energia Elétrica no SIN – Dezembro 2008.....	33
Figura 4 – Evolução do número de clientes livres.	33
Figura 5 – Modulação do consumo de eletricidade.	39
Figura 6 – Exemplos de PLD.	46
Figura 7 – Perfis de carga de Consumidores industriais.	56
Figura 8 – Relação entre a energia consumida e contratada.....	57
Figura 9 – Fundamentos da formação do PLD.....	66
Figura 10 – Comparativo Energia Armazenada e PLD.....	68
Figura 11 – Histórico do PLD.	69
Figura 12 – Perfis de ganhos e perdas.	76
Figura 13 – Resultados do pregão realizado na BM&F.	81
Figura 14 – Fluxo de caixa do Estudo de Caso.	84
Figura 15 – Ganhos e Perdas segundo os 4 tipos de opções.....	87
Figura 16 – Resumo do Exemplo do MRE.	104

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Investimentos estrangeiros em geração e distribuição de eletricidade no Brasil. .	21
Quadro 2 – Síntese das Evoluções no SEB.	23
Quadro 3 – Critérios de qualificação de consumidores livres.	32
Quadro 4 – Agentes de Comercialização no Mercado Livre Brasileiro.....	52
Quadro 5 – Preços de um contrato <i>forward</i>	75
Quadro 6 – Exemplo de cálculo de um preço <i>forward</i>	77
Quadro 7 – Resumo do estudo de caso para um contrato de futuros.....	83
Quadro 8 – Modalidades de contratos de opção.....	86
Quadro 9 – Fatores de influência sobre os valores das opções.	88

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Geradores.....	101
Tabela 2 – Demandas.	101
Tabela 3 – Despacho Ótimo.	101
Tabela 4 – Balanço de Pagamentos sem MRE.....	102
Tabela 5 – Balanço de Pagamento: Carga.....	102
Tabela 6 – Usinas Hidrelétricas e EA das Usinas.	103
Tabela 7 – Créditos de Geração Hidráulica.....	103

LISTA DE ABREVIATURAS

ABRACEEL: Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica

ACL: Ambiente de Contratação Livre

ACR: Ambiente de Contratação Regulado

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN: Balanço Energético Nacional

BM&F: Bolsa de Mercadorias e Futuros

BNDES: Banco Nacional do Desenvolvimento

CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCVEE: Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica

CCVEI: Contratos de Compra e Venda de Energia Incentivada

CMO: Custo Marginal de Operação

CMSE: Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE: Conselho Nacional de Política Energética

EA: Energia Assegurada

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

MAE: Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MME: Ministério de Minas e Energia

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH: Pequenas Centrais Hidrelétricas

PIE: Produtor Independente de Energia

PLD: Preço de Liquidação de Diferenças

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

RE-SEB: Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

SEB: Setor Elétrico Brasileiro

SIN: Sistema Interligado Nacional

TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

1 INTRODUÇÃO

1.1 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA A SER INVESTIGADO

A energia elétrica (15%) ocupa um lugar de destaque na matriz energética brasileira junto com os derivados de petróleo (36,7%) e o bagaço da cana (16%) (BEN 2008).

O aumento da população brasileira, que neste ano chegou aos 190 milhões de habitantes, é um dos fatores que influenciam no consumo de eletricidade. Estima-se que em 2030 o consumo de eletricidade dobrará se a população brasileira atingir 243 milhões de pessoas.

O aumento médio do consumo de eletricidade está relacionado à busca de um melhor padrão de vida pelos brasileiros, expresso através de programas de inclusão social realizados pelo governo federal, como o “Luz para Todos”.

Nas residências, o consumo anual de eletricidade por pessoa era de 90 kWh em 1970 contra aproximadamente 460 kWh em 2009, ou seja, um aumento de 500%. Estima-se que o consumo por pessoa em 2030 atingirá os 1200 kWh anuais. Esta média ainda é inferior a muitos países desenvolvidos, mas este aumento no consumo implicará na necessidade de pesados investimentos em infra-estrutura de produção para evitarmos um risco de “apagão energético”, como observado em 2001 (BEN 2008). A Figura 1 apresenta este crescimento exponencial do consumo médio per capita no setor residencial.

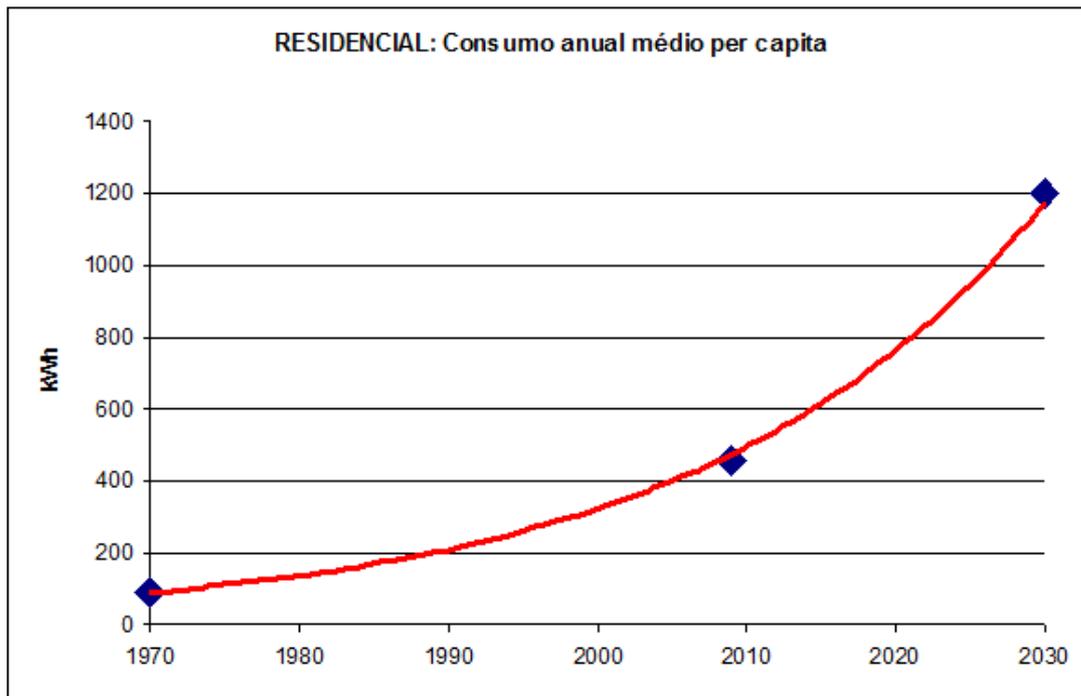


Figura 1 – Consumo médio per capita no setor residencial.

Fonte (BEN, 2008).

Na busca de soluções para expandir Setor Elétrico Brasileiro (SEB), o mesmo foi reestruturado pelo governo federal, em 1994, e realizadas adaptações a essa reestruturação em 2003. O objetivo desta reestruturação foi captar recursos para investimentos na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica com o apoio da iniciativa privada, já que o domínio deste setor através dos recursos públicos mostrava-se insuficiente, pouco eficiente e por conseqüência, pouco confiável.

Uma das principais características da reestruturação do SEB foi à mudança de uma estrutura verticalizada e de monopólio estatal para uma estrutura horizontal permitindo o ingresso da concorrência nos setores de geração e de comercialização. A criação de um ambiente competitivo surgiu com o intuito de combater o desperdício e de aumentar a eficiência no setor elétrico e de atrair investimentos.

Uma das formas de utilização racional e eficiente da energia elétrica é a gestão de contratos. Com uma otimização do contrato adequada ao perfil do usuário e a modelagem

deste perfil às diferentes opções de contratação existentes pode-se alcançar ganhos financeiros para o usuário, redução de consumo, aumento da competitividade e da sustentabilidade das empresas permitindo concomitantemente ganhos financeiros às empresas gestoras destes contratos.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro definiu dois ambientes de negócios, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulado (ACR). No ACL, os contratos tornaram-se mais flexíveis e os preços de compra e venda de energia podem ser livremente negociados no mercado livre. Esta mudança incentivou os usuários finais (normalmente indústrias do setor de transformação como, p.ex., as siderúrgicas e alimentícias) a possibilidade de racionalização da energia e de redução de gastos, através da otimização dos métodos de produção, aliada à preservação ambiental.

No novo contexto de mercado tanto para os compradores (clientes, distribuidoras) quanto para os vendedores (geradores e comercializadoras) torna-se necessário o entendimento das novas formas de comercialização, contratos, riscos e oportunidades. Neste sentido, o presente trabalho descreve, de forma detalhada, as atividades exercidas por este novo agente: o comercializador de energia. Um enfoque especial é dado a gestão de risco, identificando onde há o risco no mercado de energia elétrica e utilizando produtos do mercado financeiro para gerenciá-los.

1.2 MOTIVAÇÃO

Dentro deste contexto de mudanças do Setor Elétrico Brasileiro e de uma certa aptidão do estudante às atividades de comercialização, o tema decidido para o Projeto de Diplomação foi um Estudo da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica no Setor Elétrico Brasileiro.

Outro fator motivante à este tema foi um estágio realizado pelo estudante na empresa “Electricité de France” no setor de gestão de portfólio de ativos financeiros do grupo. Este estágio direcionou o estudante à área de Mercados de Energia e despertou o interesse pelo estudo da Comercialização da Energia Elétrica no Brasil, uma vez que o mesmo já tinha sido feito parcialmente no mercado livre francês.

1.3 OBJETIVOS

Este trabalho visa descrever e analisar a atividade de comercialização de energia elétrica no Brasil. Essa atividade será descrita através de uma análise dos mercados regulado e livre, dos produtos propostos pelas empresas, das regras de comercialização e da gestão de risco desenvolvida por estes agentes.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Para alcançar os objetivos propostos, o trabalho está estruturado em seis capítulos, incluindo este introdutório, como indicado a seguir.

O Capítulo 2 descreve a reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e os principais agentes do setor, apresentando ao leitor a estrutura do SEB e as atribuições de seus integrantes. Este capítulo também descreve, detalhadamente, os dois ambientes de contratação de energia.

O Capítulo 3 apresenta as principais tarifas do SEB e os métodos de precificação nos dois ambientes de contratação existentes.

O Capítulo 4 apresenta a atividade de comercialização de energia elétrica, apresentando os principais *players* do mercado e seus papéis.

O Capítulo 5 conceitua o risco e identifica no mercado energético brasileiro onde ele está presente.

O Capítulo 6 apresenta detalhadamente as ferramentas de gestão de risco com pequenos estudos de caso para melhor compreensão de suas aplicações no mercado de energia elétrica.

O trabalho é finalizado com as conclusões no Capítulo 7.

2 A REESTRUTURAÇÃO DO SEB

Segundo GASTALDO (2009), o Sistema Elétrico Brasileiro começou a ser construído na década de 50 e teve seu período de crescimento até o final da década de 70. Durante a década de 70 o mercado elétrico crescia a uma taxa de 10% ao ano e o país já contava com uma adequada capacidade instalada de geração e uma grande malha de transmissão. A partir da década de 80, o endividamento externo do Brasil, realizado durante as décadas anteriores, agravou-se devido ao aumento das taxas de juros internacionais e pela contenção das tarifas para reduzir a inflação. Esse endividamento representava, no início da década de 80, 25% da dívida externa brasileira. Diante dessa situação de dívida, o conceito do Brasil caiu no mercado mundial e as taxas de juros aumentaram consideravelmente, reduzindo os investimentos no setor elétrico.

Para renegociar a dívida externa, o Banco Mundial pressionou os países latino-americanos a abrirem suas economias e negociarem títulos da dívida externa por ações das empresas estatais. O setor energético foi desde o início incluído nos planos de desestatização e foi cobiçado pelos americanos e europeus.

A entrada de novos agentes no setor reaqueceu a economia e novos investimentos foram realizados. O Quadro 1 apresenta as principais empresas estrangeiras que entraram no mercado brasileiro.

Quadro 1 – Investimentos estrangeiros em geração e distribuição de eletricidade no Brasil.

ABB Energy Ventures (Suécia)	Participações em Termoelétrica
AES (EUA)	Possui participações na Light (11,3%)*, Cia. Centro-Oeste de Distribuição de Energia (RS) - (100%)*, Eletropaulo Metropolitana (22,50%)*, participação na CEMIG (14,42%)*, tem participação na área de gás e em termoelétrica
Comunity Alternative (EUA)**	Participação na Cia. Norte-Nordeste de Distribuição de Energia (RS)- (33,3%)*
CS&W CO-Central and Southwest System (EUA)	Detém 21% do capital votante e 36% do capital social do Grupo Rede que controla a EEB, Vale Paranapanema, Companhia Nacional de Energia
Electricity de France (França)	Possui participação na Light (22,50%)*, Eletropaulo Metropolitana (22,50%)
Edegel Peru (Peru)	Possui participação nas Centrais Elétricas Cachoeira Dourada (20%)*
Endesa (Espanha)	Possui participação na Cerj (10%)* e na Coelce
Endesa (Chile)	Possui participações nas Centrais Elétricas Cachoera Dourada (60%)*
Enersis (Subsidiária da Endesa)	Possui participação na CERJ e em Cachoeira Dourada
Enron(EUA)	Possui participação na Elektro (100%)*, Possui usinas termoelétricas e participa na área do gás
EDP (Portugal)	Possui participação na Cerj (30%)*, Coelce (30%)* e na Bandeirantes (56%)*
Houston Industries Inc (EUA)	Possui participação na Light (11,3%)* e na Metropolitana (22,50%)*.
Iberdrola(Espanha)	Possui participação na Coelba (39%)* e na Cosern (12,2%)*
Southern Company (EUA)	Possui participação na Cemig
Tractebell (Bélgica)	Possui participação na Gerasul (100%)*
FONTE: Adaptado de BNDES e outras fontes	
* Refere-se a porcentagem total do lote de ações que foi a leilão	
** Esta empresa pertence a Pseg Global - Public Service Electric and Gas Global (EUA)	

Publicações foram realizadas pelo Banco Mundial indicando o caminho que o setor deveria seguir para adaptar-se às leis do mercado; e as condições essenciais para obter um financiamento do Banco e de outras instituições internacionais. Segundo o Banco Mundial, a desestatização aumentaria a eficiência econômica e empresarial das empresas de eletricidade, reduziria a carga financeira e administrativa que essas empresas impõem ao governo, reduziria a dívida do setor público correspondente ao setor de energia elétrica e reduziria o custo da eletricidade expondo os geradores e distribuidores às forças competitivas do mercado.

É nesse contexto que se inicia a reestruturação do SEB a partir de 1993, com uma série de mudanças na legislação. Em 1993 a Lei nº 8.631 extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, e a Lei nº 9.074 de 1995 criou as figuras do Produtor Independente de Energia e do Consumidor Livre (MME, 2009).

Em 1996 foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia.

As principais conclusões do projeto foram a necessidade de implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica, ou seja, dividi-las nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização, e manter sob regulação os segmentos de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados como monopólios naturais, sob regulação do Estado (MME, 2009).

Foi também identificada a necessidade de criação 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 Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, atualmente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE).

Concluído em agosto de 1998, o Projeto RE-SEB definiu o arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no Setor Elétrico Brasileiro.

Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica. Esse acontecimento gerou uma série de questionamentos sobre os rumos que o setor elétrico estava trilhando. Visando adequar o modelo em implantação, foi instituído em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, cujo trabalho resultou em um conjunto de propostas de alterações no setor elétrico brasileiro (CCEE, 2009).

2.1 O NOVO MODELO

Segundo informações contidas no site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, durante os anos de 2003 e 2004 o Governo Federal fez ajustes no SEB e lançou as bases de um Novo Modelo, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004 e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

O Quadro 2 sintetiza as principais mudanças entre os modelos pré-existentes e o atual.

Quadro 2 – Síntese das Evoluções no SEB.

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

Fonte: (CCEE, 2009).

Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação de uma instituição responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo (a Empresa de Pesquisa

Energética - EPE), uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE) e uma instituição para dar continuidade às atividades do MAE, relativas à comercialização de energia elétrica no sistema interligado (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE).

Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia, o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia elétrica, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Produtores Independentes, Comercializadores, Importadores e Exportadores de energia e Consumidores Livres.

O novo modelo do setor elétrico visa atingir três objetivos principais:

- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Promover a modicidade tarifária;
- Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

O modelo prevê um conjunto de medidas a serem observadas pelos agentes, como as exigências de contratação de totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres, novas metodologias de cálculo do lastro para venda de geração, contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, bem como o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda.

Em termos de modicidade tarifária, o modelo prevê a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado por meio de leilões – observado o critério de menor

tarifa, objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos.

A inserção social busca promover a universalização do acesso e do uso do serviço de energia elétrica, criando condições para que os benefícios da eletricidade sejam disponibilizados aos cidadãos que ainda não contam com esse serviço, e garantir subsídio para os consumidores de baixa renda, de tal forma que estes possam arcar com os custos de seu consumo de energia elétrica.

2.2 AS ATIVIDADES DO SEB

O modelo vigente do SEB está dividido em 4 atividades principais:

- **Geração (G)**

O segmento de geração se resume na produção de energia elétrica. Nela estão inseridas todos os meios de produção de eletricidade da matriz energética brasileira: hidrelétricas, termelétricas e fontes alternativas.

Nesse segmento a energia elétrica pode ser vendida tanto para o mercado livre (comercializadoras ou clientes industriais) quanto para o mercado regulado (distribuidoras), pois na geração a competitividade é incentivada desde que se enquadrem nos limites pré-estabelecidos pela ANEEL.

O Gerador possui acesso livre às redes de transmissão e distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN).

- **Transmissão (T)**

Transmissão é o serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias. Essas linhas costumam ser extensas dada as distâncias consideráveis entre as usinas hidrelétricas e os centros de consumo no Brasil. A Rede Básica é composta pelo

sistema de transmissão interligado com tensões de 230kV e níveis superiores, podendo chegar até o nível de 750kV.

Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica, tem direito à utilização desta Rede Básica mediante o pagamento de uma tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST). Somente pode tornar-se um agente transmissor quem obtiver concessão, onde as responsabilidades sobre a transmissão estão diretamente ligadas ao Operado Nacional do Sistema (ONS) e cujas regras de operação são determinadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

- **Distribuição (D)**

É responsável pelo transporte final de energia a partir dos pontos de entrega da rede de transmissão até o consumidor final. Também é quem vende exclusivamente energia aos consumidores cativos. A prestação do serviço de distribuição ocorre mediante concessão do Governo Federal. A concessionária explora o serviço de distribuição em uma área geográfica bem delimitada, em regime de monopólio, ou seja, concentra toda a prestação do serviço de rede aos consumidores daquela região, responsabilizando-se pela operação, manutenção e expansão desta rede.

- **Comercialização (C)**

Atividade exercida de forma competitiva. É o segmento do mercado que compra, vende, exporta e importa energia elétrica à consumidores, produtores e concessionárias. Também é permitido às Comercializadoras representar os Geradores nos leilões de energia.

Os objetivos dos Comercializadores são de obter o maior lucro possível dentro de um risco aceitável. A ANNEEL é quem autoriza e cria as regras neste segmento.

2.3 OS PRINCIPAIS AGENTES DO SEB

O novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro criou novas instituições e alterou funções de algumas instituições já existentes. A Figura 2 apresenta a hierarquia dos agentes no SEB, descritas logo a seguir.

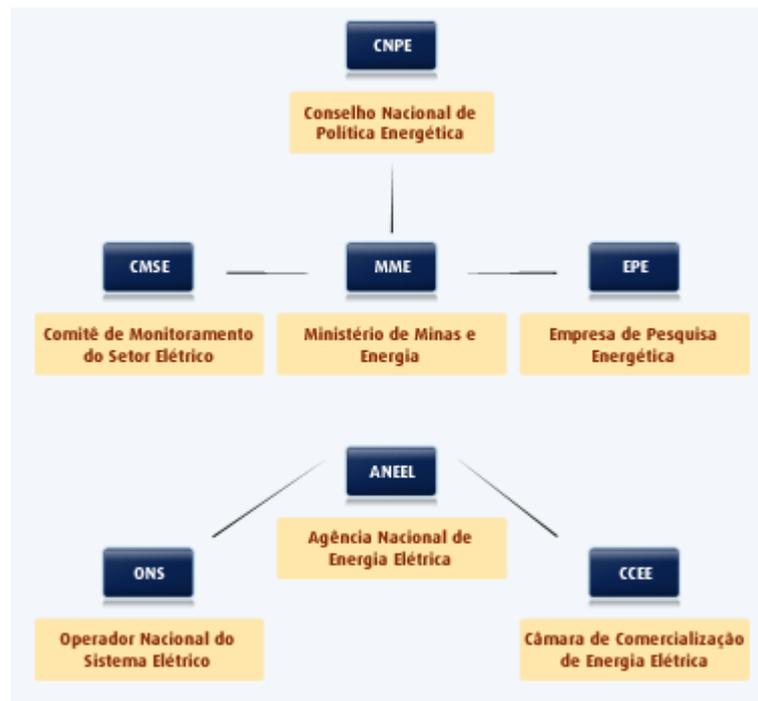


Figura 2 – Os principais agentes do SEB.

Fonte (CCEE, 2009).

- **CNPE (Conselho Nacional de Política Energética)**

O CNPE é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, tendo como principais atribuições formular políticas e diretrizes de energia e assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso país.

É também responsável por revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear, além de estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e gás natural.

- **MME (Ministério de Minas e Energia)**

O MME é o órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. O MME é responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento do Setor Elétrico Brasileiro e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

- **EPE (Empresa de Pesquisa Energética)**

Instituída pela Lei nº 10.847/04 e criada pelo Decreto nº 5.184/04, a EPE 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.

Suas principais atribuições incluem a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira, execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos, desenvolvimento de estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos, realização de análises de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas, bem como a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

- **CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico)**

O CMSE é um 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.

Suas principais atribuições incluem: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia

elétrica; avaliar as condições de abastecimento e de atendimento; realizar periodicamente a análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificar dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do Setor e elaborar propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

- **ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica)**

A ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.427/96 e constituída pelo Decreto nº 2.335/97, 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, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos Agentes e da indústria.

As alterações promovidas em 2004 pelo Novo Modelo do Setor estabeleceram como responsabilidade da ANEEL, direta ou indiretamente, a promoção de licitações na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN).

- **CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica)**

A CCEE, instituída pela Lei nº 10.848/04 e criada pelo Decreto nº 5.177/04, absorveu as funções do MAE e suas estruturas organizacionais e operacionais. Entre suas principais obrigações estão: a apuração do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), utilizado para valorar as transações realizadas no mercado de curto prazo; 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 realizadas no mercado de curto prazo e a realização de leilões de compra e venda de energia no ACR, por delegação da ANEEL.

- **ONS (Operador Nacional do Sistema)**

O ONS foi criado pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e regulamentado pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, com as alterações do Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004, para operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN, e administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil.

Tem como objetivo principal, atender os requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, definindo ainda, as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país.

2.4 CLASSIFICAÇÃO DOS AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO

O novo modelo de mercado prevê a coexistência de dois tipos de consumidores, o cativo e o livre, num mesmo mercado. Foi necessária então, a criação de dois ambientes distintos para a contratação de energia elétrica.

2.4.1 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO (ACR)

O ACR foi criado para atender aos consumidores cativos e suas características são semelhantes aquelas do período anterior a 1994. Neste ambiente, todos os geradores podem vender energia às distribuidoras, que são responsáveis pela projeção da demanda, pelo atendimento aos consumidores (cativos e livres) alocados sobre a sua área de concessão e pela compra da energia a ser fornecida para seus clientes (cativos). As tarifas praticadas neste ambiente são regulamentadas pela ANEEL, não podendo o consumidor cativo negociar a tarifa com a distribuidora.

A compra de energia nesse ambiente é realizada apenas pelas distribuidoras, que compram pacotes de energia em leilões, a preços pré-definidos, dos agentes vendedores

(Geradores, Comercializadores, PIE). Essa contratação se realiza via contratos bilaterais entre as partes, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR).

Neste ambiente, o consumidor incorpora as incertezas, acertos e erros do planejamento realizado pelo Governo e pela distribuidora. Participa do rateio dos custos da diferença entre a geração programada e realizada, estando exposto a estes riscos sem ter como gerenciá-los.

2.4.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL)

O ACL foi criado para atender à classe dos consumidores livres e suas características são de livres mercado. Neste ambiente, os consumidores livres podem comprar energia diretamente com os produtores, através de contratos bilaterais firmados entre as partes; ou então através de comercializadores de energia, que compram energia dos produtores e posteriormente a revendem aos consumidores. Para receberem esta energia contratada no ponto desejado, os consumidores necessitam pagar uma taxa pelo uso do sistema de transmissão e/ou distribuição às empresas do setor.

No ACL, é responsabilidade do consumidor adquirir a energia elétrica necessária para atender a sua carga. Para tanto, ele pode optar por contratar esta energia de um ou mais fornecedores.

A decisão de tornar-se consumidor livre ou não cabe totalmente ao consumidor. No entanto, uma vez optado pela condição de livre ele só pode retomar a condição de cativo mediante aviso prévio (5 anos de antecedência) à concessionária que atende a sua região. Os prazos definidos poderão ser reduzidos, a critério da concessionária.

Atualmente são considerados consumidores livres aqueles que:

- estão conectados a rede antes do período de publicação da lei (1995), com carga instalada superior a 3.000kW e tensão de alimentação superior ou igual a 69kV;
- estão conectados a rede após 1995, com carga instalada superior a 3000kW, independente da tensão de alimentação;
- possuem carga instalada igual ou superior a 500kW, desde que comprem energia de fontes alternativas (Biomassa, Eólica, Solar, Pequenas Centrais Hidroelétricas – PCHs).

O Quadro 3 sintetiza os critérios para a qualificação dos consumidores livres.

Quadro 3 – Critérios de qualificação de consumidores livres.

Lei 9.074, de julho de 1995		
<i>Consumidores potencialmente livres</i>	<i>Potência</i>	<i>Tensão</i>
Conectados ANTES de 08/07/1995	> = 3 MW	> = 69 kV
Conectados APÓS 08/07/1995	> = 3 MW	Qualquer tensão
Lei 10.438, de dezembro de 2002		
<i>Consumidores especiais</i>	<i>Potência</i>	<i>Tensão</i>
Atendidos por PCHs, fontes eólicas, biomassa e/ou solar	> = 500 kW	Qualquer tensão

Fonte (ANEEL, 2009).

No ACL, o valor pago pela energia elétrica é determinado livremente e denominado preço.

As Figuras 3 e 4 apresentam, respectivamente, uma comparação entre o volume de energia comercializada no mercado livre e no mercado cativo; e uma evolução do número de clientes livres até dezembro de 2008.

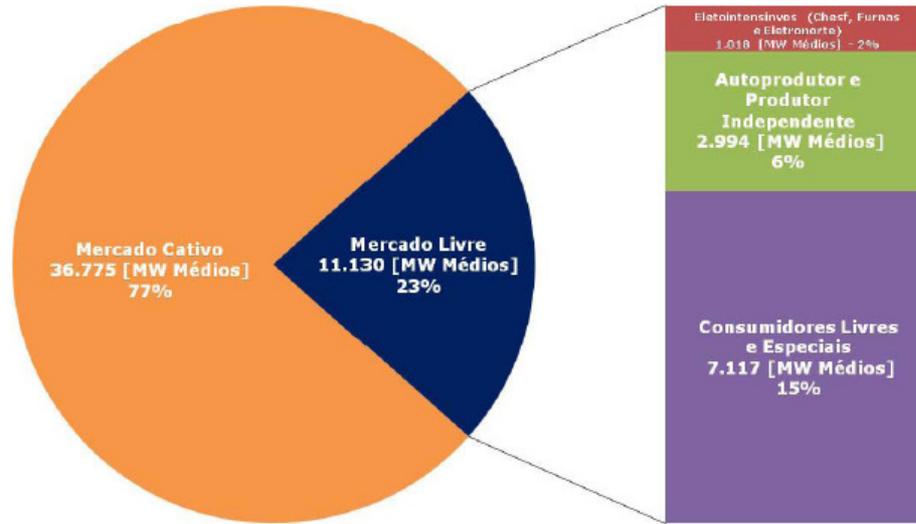


Figura 3 – Distribuição do Consumo de Energia Elétrica no SIN – Dezembro 2008.

Fonte (CCEE, 2009).

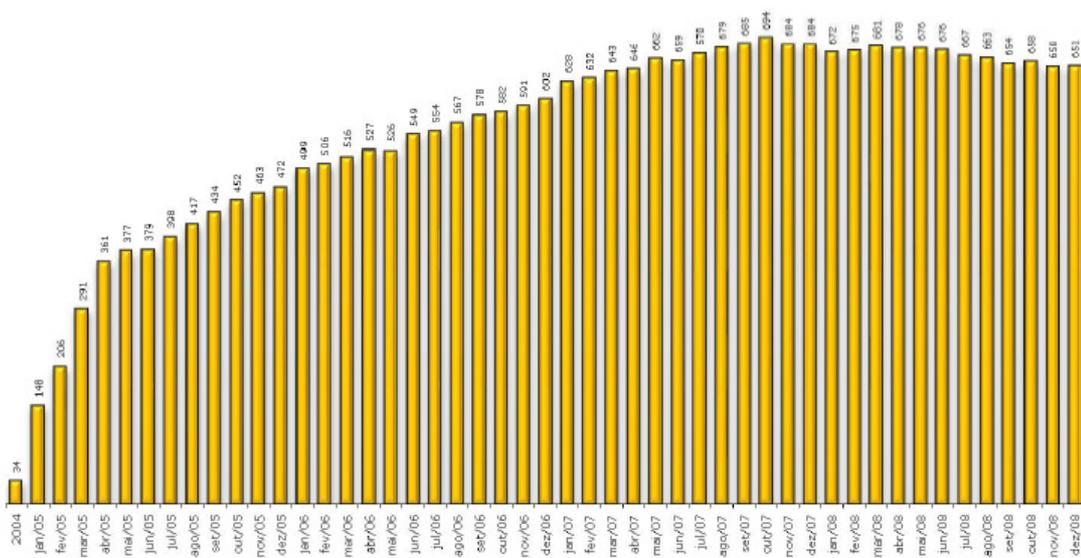


Figura 4 – Evolução do número de clientes livres.

Fonte (CCEE, 2009).

Percebe-se através destas figuras o considerável aumento do número de clientes livres desde 2004. O crescimento deu-se de uma forma muito acentuada até o final de 2007. Já em 2008, os números indicam uma certa estagnação do número de clientes livres. Estes consumidores representavam 23% do mercado de energia elétrica brasileiro no final de 2008.

2.4.3 DIFERENÇA ENTRE CONSUMIDORES LIVRES E CATIVOS

No que diz respeito à qualidade da energia e a segurança de sua oferta não há diferenças entre consumidores livres e cativos, já que eles utilizam a mesma rede. Os consumidores livres pagam às companhias de distribuição pelo acesso e uso de suas redes, em valores equivalentes aos que são pagos pelos consumidores cativos. A diferença está na opção de escolha de fornecedor para a compra da energia.

Para o consumidor cativo, o Distribuidor é o fornecedor de energia compulsório, com tarifa regulada.

Para o consumidor livre a energia é livremente negociada. O consumidor tem obrigação de comprovar 100% de contratação, após a medição do montante consumido. O valor de sua energia é resultante de sua opção individual de compra, que poderá incluir contratos de diferentes prazos e maior ou menor exposição ao risco do preço de curto prazo. No mercado livre o consumidor é responsável por gerir incertezas e por seus erros e acertos na decisão de contratação. Assim, o consumidor livre toma para si a responsabilidade de gerir suas compras de energia e os riscos associados.

A decisão de migrar para o mercado livre é individual de cada consumidor e alguns fatores devem ser levados em conta na tomada de decisões: a importância da energia para seu processo produtivo, o valor da energia quando comparado aos custos de seus insumos e com a rentabilidade de seu negócio, além de fatores específicos como a compatibilidade do perfil de consumo com tarifas do cativo, elasticidade do consumo, capacidade de reduzir ou ampliar o consumo, de implementar projetos de eficiência, de consumir outro tipo de energia, de deslocar a produção no tempo ou no espaço. A seguir são enumeradas vantagens e desvantagens de ser um consumidor cativo e livre.

Vantagens de ser um Consumidor Cativo:

- como o consumidor não contrata a energia, ele só paga pela energia utilizada, ou seja, a energia medida pelo respectivo Distribuidor;
- não necessita de nenhum gerenciamento por parte dos agentes de mercado, tudo é gerenciado pela Distribuidora;
- não há necessidade de contratos separados para conexão à rede de energia;
- não fica exposto às variações de curto-prazo.

Desvantagens de ser um Consumidor Cativo:

- o consumidor cativo geralmente paga mais caro pelo MWh porque a Distribuidora tem um *mix* de compra de energia elétrica que é rateado entre os seus consumidores. Essa energia normalmente tem um custo maior que a energia do mercado livre;
- não há nenhuma flexibilidade de preços, condições e reajustes, pois a tarifa é regulada;
- não há condições de prever o aumento percentual das tarifas, nem para o próprio ano em curso, muito menos para uma condição futura;
- a tarifa é composta por diversos fatores, somado ainda aos índices de reajustes macro-econômicos.

Vantagens de ser um Consumidor Livre:

- economia financeira imediata e a longo prazo;
- flexibilidade de preços, condições e reajustes;
- proteção (*hedge*) através da compra de energia de longo prazo, ou em contratos futuros. O consumidor estará automaticamente se protegendo, em relação ao mercado cativo, pois o reajuste de seu contrato irá observar somente os índices macro-econômicos que forem adotados, sem nenhuma surpresa;

- monitoramento do consumo de energia.

Desvantagens de ser um Consumidor Livre:

- visto que o consumidor contrata a energia, ele precisará gerenciar mensalmente o próprio consumo ou ter um custo adicional com a contratação de um agente de mercado para realizar este processo;
- custo com a adequação do sistema de medição, que deve seguir os padrões recomendados pela CCEE;
- pagamento de contribuição mensal por ser um agente de mercado;
- aumento do número de contratos a gerenciar;
- aporte de garantia financeira.

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou uma revisão da reforma do SEB e seus principais objetivos, a organização dos agentes participantes do novo modelo e suas principais funções.

A desverticalização do SEB tem como principal premissa garantir a expansão da oferta de energia através da iniciativa privada. Para que isso ocorresse, foi necessário garantir que houvesse competição entre agentes dispostos a investirem na modernização, confiabilidade e aumento de oferta de energia. Assim, o modelo institucional do SEB incorporou a competição entre os geradores e instituiu o ACR e ACL, onde contratos seriam realizados entre compradores e vendedores de energia elétrica.

Ao governo caberia regular, fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica através da ANEEL. Sob a coordenação da ANEEL estariam outras duas instituições, o ONS e a CCEE que têm por objetivo coordenar e controlar a operação da geração-transmissão e as transações de compra e venda de energia elétrica, respectivamente.

Do ponto de vista técnico, o ONS deve garantir que o custo de produção de energia seja o menor possível enquanto que, do ponto de vista comercial, a CCEE deve garantir que os contratos sejam liquidados.

No Capítulo 3 serão apresentadas as tarifas de energia elétrica do SEB e os modelos de precificação para os dois ambientes de contratação.

3 AS TARIFAS E PRECIFICAÇÃO NO SEB

Define-se tarifa por um valor unitário medido em reais por quilowatt-hora (kWh), que corresponde ao preço pago em reais pelo consumo de um quilowatt (kW) em uma hora. Os consumidores de energia elétrica, através das faturas de energia recebidas das distribuidoras locais, pagam pelo consumo de energia um valor que é calculado multiplicando-se a tarifa pelo consumo do mês. Esse consumidor é classificado como consumidor cativo e pertence ao ACR.

3.1 TARIFAS NO MERCADO CATIVO

As empresas que emitem as faturas de energia são as distribuidoras de energia elétrica. Essas empresas prestam esse serviço na sua área de concessão, ou seja, na área em que lhe foi concedida autorização. Os valores das tarifas são estabelecidos pela ANEEL que sempre busca assegurar um preço justo ao consumidor e que também possa garantir um equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, para que elas possam assim continuar atendendo seus clientes com confiabilidade e continuidade (ANEEL 2009).

O mercado de eletricidade apresenta diferentes patamares de consumo ao longo do dia, como apresenta a Figura 5.

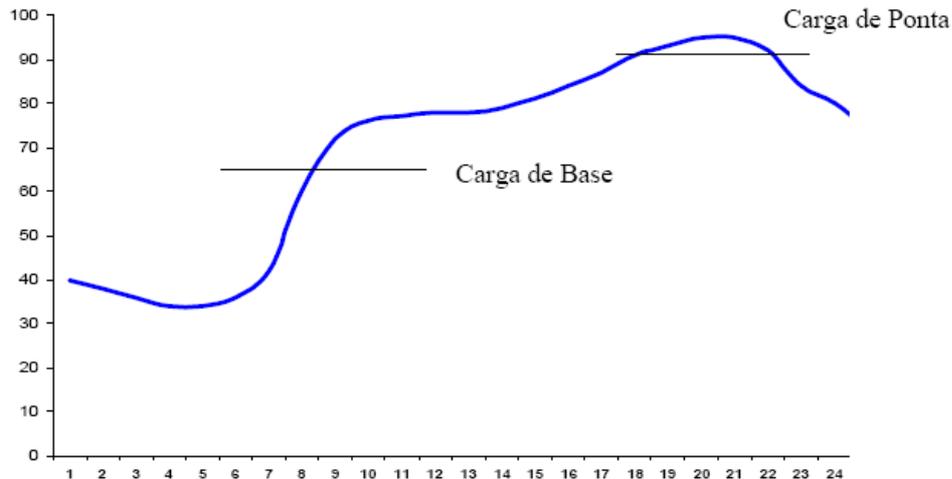


Figura 5 – Modulação do consumo de eletricidade.

Fonte (ONS, 2009).

Observa-se que no horário de 17h às 22h existe um uso intensivo de eletricidade. Esse comportamento resulta das influências individuais das várias classes de consumo que normalmente compõem o mercado: industrial, comercial, residencial, iluminação pública e rural.

O horário de maior uso, identificado na Figura 5, é denominado carga de ponta do sistema elétrico, e é justamente o período em que as redes de distribuição assumem maior carga, atingindo seu valor máximo aproximadamente às 20h, variando um pouco este horário de região para região do país.

Devido à maior carga da rede de distribuição nestes horários, verifica-se que um novo consumidor a ser atendido pelo sistema custará mais à concessionária neste período de maior solicitação do que em qualquer outra hora do dia, tendo em conta a necessidade de ampliação do sistema para atender ao horário de ponta.

Da mesma forma, o comportamento da eletricidade ao longo do ano tem características próprias. Este fato permite identificar, em função da disponibilidade hídrica, uma época do ano denominada de “período seco”, compreendida entre maio e novembro de

cada ano, e outra denominada “período úmido”, de dezembro de um ano até abril do ano seguinte. O atendimento ao mercado no período seco só é possível em virtude da capacidade de acumulação nos reservatórios das usinas que estocam a água afluyente durante o ano.

Assim, o fornecimento de energia no período seco tende a ser mais oneroso, pois leva à necessidade de se construir grandes reservatórios, e eventualmente, operar usinas térmicas alimentadas por insumos importados.

Devido a estes fatos típicos do comportamento da carga ao longo do dia, e ao longo do ano em função da disponibilidade da água, foi concebida a estrutura tarifária Horo-Sazonal com as suas tarifas Azul e Verde, que compreende a sistemática de aplicação de tarifas a preços diferenciados de acordo com o horário do dia (ponta e fora de ponta) e períodos do ano (seco e úmido).

Atualmente no Brasil, as tarifas de energia elétrica estão estruturadas em três tipos de tarifas e em dois grandes grupos:

- Tarifa Convencional: estrutura tarifária na qual a tarifa de energia elétrica é constante, independente do período do dia ou da época do ano em que se está consumindo;
- Tarifa Horo-Sazonal Azul: modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de **tarifas diferenciadas** de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia;
- Tarifa Horo-Sazonal Verde: modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como **de uma única** tarifa de demanda de potência;

- Grupo A: são aqueles atendidos em tensão de fornecimento igual ou superior 2.3kV. Nesta categoria os consumidores pagam pelo consumo, pela demanda e por baixo fator de potência, mediante as tarifas acima descritas;
- Grupo B: são os demais consumidores, divididos em três tipos de tarifas: residencial, comercial e rural. Neste grupo, os consumidores pagam apenas pelo consumo medido.

3.2 TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO E TRANSMISSÃO

A rede básica é composta por instalações de transmissão de grande capacidade cuja finalidade é o transporte em massa da energia elétrica entre usinas geradoras e os centros consumidores. O critério adotado para o cálculo da tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) é fazer com que cada usuário, carga ou geração, responda individualmente pelos custos que causa nesta rede. Existe uma TUST para cada ponto de conexão à rede básica.

Por outro lado, como as tarifas de uso do sistema de distribuição (TUSD) são calculadas com base no atendimento a um público indistinto, não existem razões técnicas para cobrar o uso da rede de forma individualizada. Se assim o fosse, as populações mais carentes, localizadas em pontos mais distantes das subestações de distribuição, iriam pagar tarifas mais elevadas. Ou seja, a TUSD é única para cada nível de tensão da distribuidora, com valores proporcionais aos custos marginais de expansão dessa rede, que são crescentes na medida em que a tensão de atendimento é reduzida.

A TUST remunera os custos de transportes de forma individualizada por ponto de conexão, enquanto a TUSD o faz de forma socializada por nível de tensão (Antunes, 2005).

3.3 PRECIFICAÇÃO NO MERCADO LIVRE

No mercado livre de energia, o consumidor paga pela energia um preço firmado em contrato bilateral com um agente vendedor. Esse preço é definido para cada período de suprimento e reajustado, normalmente, a cada ano pelo indicador econômico acordado no contrato entre as partes. Assim sendo, o consumidor já sabe, de antemão, o valor que irá pagar em reais por megawatt a hora nos próximos anos (o preço sofrerá apenas os reajustes dos índices macro-econômicos firmados em contrato). Esse preço é, com raras exceções, mais vantajoso que a tarifa que seria paga caso o consumidor estivesse sendo atendido pela concessionária local.

No mercado livre o consumidor também deve pagar uma taxa pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) e uma taxa por participar da CCEE.

A TUSD é reajustada e revisada periodicamente de acordo com as características de cada distribuidora.

3.3.1 CÂMERA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE)

A CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre, além de realizar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo. As Regras e os Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela ANEEL.

A CCEE tem como principais responsabilidades:

- Manter o registro de todos os contratos fechados nos Ambientes de Contratação Regulada (ACR) e de Contratação Livre (ACL);

- Manter o registro de todos os contratos fechados nos Ambientes de Contratação Regulada (ACR) e de Contratação Livre (ACL);
- Promover a medição e registro dos dados de geração e consumo de todos os Agentes da CCEE;
- Apurar o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD - do Mercado de Curto Prazo por submercado;
- Efetuar a Contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no Mercado de Curto Prazo e a Liquidação Financeira;
- Apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, por delegação da ANEEL, nos termos da Convenção de Comercialização, aplicar as respectivas penalidades;
- Apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de Garantias Financeiras, relativas às Liquidações Financeiras do Mercado de Curto Prazo, nos termos da Convenção de Comercialização;
- Promover Leilões de Compra e Venda de energia elétrica, conforme delegação da ANEEL;
- Promover o monitoramento das ações empreendidas pelos Agentes, no âmbito da CCEE, visando à verificação de sua conformidade com as Regras e Procedimentos de Comercialização, e com outras disposições regulatórias, conforme definido pela ANEEL;
- Executar outras atividades, expressamente determinadas pela ANEEL, pela Assembléia Geral ou por determinação legal, conforme o art. 3º do Estatuto Social da CCEE (CCEE 2009).

3.3.2 MERCADO DE CURTO-PRAZO

Modalidade de contratação bilateral das diferenças entre os montantes de energia registrados pelos Agentes da CCEE e os montantes de geração ou consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos Agentes da CCEE.

A CCEE mantém os registros dos valores de medições tanto de consumo como de produção de energia elétrica, ou seja, a Câmara considera de um lado toda a energia contratada e de outro toda a energia consumida ou gerada.

Baseando-se nestas informações, a CCEE realiza a contabilização, que consiste na apuração da comercialização de energia elétrica entre os Agentes da CCEE. As diferenças apuradas são liquidadas considerando-se o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

Com base nessa contabilização, são calculados os montantes negociados no mercado de curto prazo. Por essa razão, pode-se dizer que o mercado de curto prazo é na verdade um “mercado de diferenças”.

3.3.3 PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS (PLD)

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo. O preço é informado semanalmente no site da CCEE.

A formação do preço da energia comercializada no mercado de curto prazo se faz pela utilização dos dados considerados pelo ONS para a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional.

Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de

seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

A máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustível. No entanto, essa premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios em níveis aceitáveis de risco, o que significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumento dos custos de operação.

Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Como resultado desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado.

O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada Submercado. Os intervalos de duração de cada patamar são determinados para cada mês de apuração pelo ONS e informados à CCEE. A Figura 6 apresenta o PLD de valores médios fechados para uma semana do mês de setembro de 2009 e para uma semana no mês de março de 2009, bem como os PLD médios mensais.

Semana 4 - Período: 19/09/2009 a 25/09/2009											
Sudeste/Centro-Oeste			Sul			Nordeste			Norte		
Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve
16,31	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31

Semana 3 - Período: 14/03/2009 a 20/03/2009											
Sudeste/Centro-Oeste			Sul			Nordeste			Norte		
Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve
109,29	108,20	106,95	109,29	108,20	106,95	96,86	95,73	95,73	16,31	16,31	16,31

Preço Médio da CCEE (R\$/MWh)				
Mês	Submercado			
	SE/CO	S	NE	N
09/2009	16,31	16,31	16,31	16,31
08/2009	16,31	16,31	16,31	16,31
07/2009	30,43	30,43	25,55	25,55
06/2009	40,84	40,84	30,00	23,14
05/2009	39,00	39,10	30,17	16,31
04/2009	46,46	48,73	27,79	16,31
03/2009	90,87	91,28	84,25	24,96
02/2009	52,08	66,15	27,41	27,41
01/2009	83,64	83,66	77,77	77,82
12/2008	96,97	96,93	96,97	96,97
11/2008	106,14	93,77	106,14	106,14
10/2008	92,43	92,17	92,43	92,43
09/2008	109,93	109,40	109,91	109,93

Figura 6 – Exemplos de PLD.

Fonte (CCEE, 2009).

O cálculo do preço 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 de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado. O processo completo de cálculo do PLD - Preço de Liquidação das Diferenças consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais produzem como resultado o Custo Marginal de Operação (CMO) de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal (CCEE 2009).

3.3.4 MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE)

Operar o parque elétrico brasileiro ao menor custo de energia requer grande habilidade do ONS. A grande quantidade de geradores, com diferentes fontes de energia, faz com que seja necessário gerenciar diferentes tipos de riscos a fim de se alcançar o preço mais baixo possível ao consumidor.

O principal risco a ser gerenciado pelo ONS é o risco hidrológico. Dadas as grandes dimensões territoriais do Brasil, existem também diferenças hidrológicas significativas entre as regiões, ou seja, períodos secos e úmidos não coincidentes, provocando transferências de energia entre as regiões. Uma região em período seco deve armazenar água, produzindo abaixo da média, enquanto que uma região úmida produz acima da média. Outro fator que levou a concepção do MRE é a existência de várias usinas em cascata, em que o ótimo individual não necessariamente corresponde ao ótimo do conjunto. Como o despacho é centralizado, ou seja, a água é de todos e seu uso não é decidido pelo proprietário da usina, o MRE minimiza e compartilha entre os geradores o risco de venda de energia a longo prazo.

Como a maior parte da energia elétrica gerada no Brasil é de origem hídrica, o gerenciamento dos reservatórios das usinas deve ser administrado de forma a não ocorrer paralisação por baixo nível de água no reservatório. O grande problema na análise do risco de falta de água consiste no fato de que as usinas hidrelétricas firmam contratos de longo prazo (mais de dez anos, por exemplo) com compradores de energia sem saber ao certo se elas terão reservas de água suficientes para despacharem no futuro.

No entanto, devido aos grandes custos envolvidos na construção de uma usina hidrelétrica, os contratos de longo prazo são a única forma de se garantir o retorno de investimento. Assim, de forma a garantir o controle de risco hidrológico e que os contratos sejam honrados, foi instituído o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

O MRE é um mecanismo **financeiro** que objetiva o **compartilhamento de riscos hidrológicos** que afetam os geradores na busca de garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do sistema elétrico interligado e a correção de uma distorção econômica na remuneração de geradores hidrelétricos (AGUIAR, 2004).

Pode-se entender o MRE como sendo um mecanismo de *hedging* compulsório entre as usinas hidrelétricas que compõem o sistema. No contexto do MRE, cada usina hidrelétrica recebe a cada período um **crédito de energia** (MWh), ou **energia assegurada** (EA), proporcional a produção hidrelétrica total (soma da produção de todas as usinas hidrelétricas).

O fator de proporção é dado pela razão entre o certificado de energia assegurada da hidrelétrica e a soma dos certificados de todas usinas participantes do MRE. Este crédito de energia é então utilizado para atender o contrato da usina. Como a produção total da energia hidrelétrica (e, portanto o crédito de energia) é muito mais constante que a produção individual das usinas hidrelétricas, conclui-se que o MRE é um método eficiente de redução da volatilidade e risco hidrológico (AGUIAR, 2004).

A Energia Assegurada (EA) do sistema corresponde à máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-fixado (5%) de não atendimento da mesma. A EA será sempre menor do que a capacidade máxima de produção da usina. Além disso, o valor máximo de energia a ser vendida pelas usinas é exatamente o valor da EA.

Entretanto, uma usina, térmica ou hidrelétrica, pode vir a produzir energia acima de seu valor de EA. Em períodos úmidos em que os reservatórios das usinas hidrelétricas se encontram cheios, essas usinas serão despachadas com capacidade máxima de sua EA, uma vez que há excesso de energia hidráulica e que é mais barata que a energia produzida por uma usina térmica. Essas, por sua vez, poderão ser despachadas quando os reservatórios se apresentarem com pequena quantidade de energia armazenada.

Com isso, o MRE tem por objetivo assegurar a todas as usinas participantes que recebam por sua EA e não pela quantidade de energia física que foi gerada. Desta forma, usinas que gerarem menos que sua EA receberão pela produção de outra usina, enquanto que usinas que gerarem acima da EA terão de remunerar o gerador que produziu energia abaixo da EA.

A energia assegurada relativa a cada usina participante do MRE é atribuída pela ANEEL nos contratos de concessão e constitui também a quantidade de energia que o gerador pode comercializar (volumes médios anuais) em contratos de longo prazo. Estes níveis anuais são sazonalizados em partes mensais e são modulados para cada período de apuração.

O **Anexo 1** mostra um exemplo feito por (AGUIAR, 2004). Neste trabalho o autor utilizou três geradores hidráulicos, dois térmicos e duas cargas para exemplificar quantitativamente o funcionamento do MRE.

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou alguns tipos de tarifa do SEB e a forma como elas estão estruturadas.

Foi apresentada inicialmente a estrutura tarifária no mercado cativo, composta pelos grupos A e B. Nesse tipo de mercado as tarifas são do tipo Convencional onde o consumidor paga o mesmo preço pelo kWh independente da hora do dia (modulação) ou período do ano (sazonalidade) que ele utiliza. Já, a tarifa Horo-Sazonal diferencia o preço do kWh pela sazonalidade e pela modulação.

Posteriormente foi mostrado que no mercado livre os preços de energia são negociados livremente e a CCEE se encarrega de calcular o PLD a partir das sobras entre o que foi contratado e o que foi realmente medido.

Finaliza-se o capítulo apresentando o Mecanismo de Regulação de Energia, um sistema de compensação financeira de maneira a compartilhar o risco hidrológico na geração de energia elétrica.

No Capítulo 4 foca-se o estudo na atividade de comercialização de energia elétrica no mercado livre. Para isso, serão apresentados os principais *players* do mercado e os serviços oferecidos por estes agentes.

4 A COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA

Com o surgimento do mercado livre, o governo federal também regulamentou um novo participante na estrutura do setor elétrico: o agente comercializador.

Esse agente tem livre trânsito para comercializar energia entre os demais participantes do mercado (geradoras, consumidores livres e comercializadoras).

Ele foi criado para fomentar transações de compra e venda, proporcionar liquidez ao mercado e atuar como facilitador entre as partes envolvidas na operação.

Existem, atualmente, no país aproximadamente 45 comercializadoras divididas em dois grupos principais:

- **comercializadoras não-independentes:** possuem vínculos societários com geradoras ou distribuidoras.
- **comercializadoras independentes:** não possuem qualquer vínculo com geradoras ou distribuidoras.

Para se tornar agente comercializador é necessário uma autorização, concedida pela Aneel.

Os agentes comercializadores atuam basicamente de três formas:

- **Trader:** compra e vende energia elétrica em nome próprio, em mercados livres e organizados, assumindo os riscos do mercado;
- **Broker:** intermedia as negociações e os contatos entre o vendedor e o comprador, utilizando seus conhecimentos do mercado para gerar novos negócios;
- **Dealer:** representa outros agentes ou interessados em participar do mercado livre, associando a seus serviços outras utilidades e funcionalidades, envolvendo a customização ou a personalização dos produtos típicos.

Ainda, atuam como consultores sobre o Setor Elétrico, analisando arranjos comerciais de empreendimentos, auxiliando em negociações de financiamentos, fazendo gerenciamento de riscos e outros.

Institucionalmente, além de desenvolverem o mercado livre, os comercializadores têm atuado no amadurecimento do modelo institucional. A Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia - ABRACEEL tem atuado proativamente junto ao Governo Federal com vistas a contribuir para a regulamentação setorial que está em andamento (TRADENER 2009).

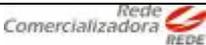
Com a introdução da competição no novo modelo setorial, surgiram também diversos riscos antes inexistentes para os agentes. Neste aspecto, os comercializadores assumem e minimizam os riscos setoriais, principalmente aqueles relacionados com a instabilidade de preços e variações de carga, de extrema relevância para o mercado, porém de pouca previsibilidade por parte dos geradores responsáveis pela oferta de energia. Portanto, a comercialização de energia transfere os riscos do mercado para aqueles que são mais capazes de mitigá-los, tornando mais atrativos os investimentos em geração.

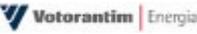
O Quadro 4 apresenta os principais *players* do mercado brasileiro. Segundo a ABRACEEL, estes agentes correspondem a 90% dos contratos de comercialização fechados no Brasil.

Quadro 4 – Agentes de Comercialização no Mercado Livre Brasileiro.

Logotipo	Razão Social
	AES Infoenergy
	Bio Energias Comercializadora de Energia Ltda.

 <p>BRENNAND energia</p>	Brennand Investimentos Comercializadora de Energia S.A
 <p>Brookfield Energia Renovável</p>	Brookfield Energia Renovável
 <p>CEMIG A Melhor Energia do Brasil.</p>	Cemig Trading S.A.
 <p>Endesacien</p>	CIEN - Companhia de Interconexão Energética
 <p>CMU ENERGIA</p>	CMU Comercializadora de Energia
 <p>COENERGY GERAÇÃO DE RESULTADOS</p>	Coenergy Comercializadora de Energia Ltda.
 <p>COGERAÇÃO ENERGIA</p>	Cogeração Energia
 <p>cpfl cone sul</p>	Cone Sul S. A
 <p>COOMEX Cia. Operadora do Mercado Energético</p>	Coomex - Cia. Operadora do Mercado Energético
 <p>COPEN Companhia Paulista de Energia</p>	Copen - Companhia Paulista de Energia Ltda.
 <p>cpfl brasil</p>	CPFL Comercialização Brasil Ltda.
 <p>cpfl meridional</p>	CPFL Meridional
 <p>CPFL PLANALTO</p>	CPFL PLANALTO LTDA

	Delta Comercializadora de Energia Ltda
	Diferencial Comercializadora de Energia
	ECE - Empresa Comercializadora de Energia Elétrica
	Ecom Energia Ltda.
	Electra Comercializadora de Energia Ltda.
	Elektro Comercializadora de Energia Ltda
	ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
	Energisa Comercializadora
	Enertrade - Comercializadora de Energia, AS
	Iguaçu Comercializadora de Energia Elétrica Ltda.
	Kroma Comercializadora de Energia Ltda
	Light Esco Prestação de Serviços Ltda.
	MPX Energia S/A
	NC Energia S/A.
	Petrobras Comercializadora de Energia Ltda.
	Rede Comercializadora de Energia S/A.

	Safira Administração e Comercialização de Energia Ltda.
	Santo Antônio Energia
	Service Energy Gestão de Energia S.A
	Tractebel Energia S.A
	Trade Energy
	Tradener Ltda.
	União Comercializadora de Energia Elétrica Ltda
	Vale
	Value Comercializadora de Energia Ltda.
	VOTENER - Votorantim Comercializadora de Energia Ltda

4.1 O PAPEL DO COMERCIALIZADOR

A grande parte dos comercializadores oferece serviços de compra e venda de energia elétrica a seus clientes, que podem ser distribuidores, produtores, consumidores livres ou

outros comercializadores. Os comercializadores também realizam intermediações entre negociações e análises administrativas, operacionais e comerciais dos negócios.

A Figura 7 apresenta os perfis anuais de consumo de diferentes tipos de consumidores.

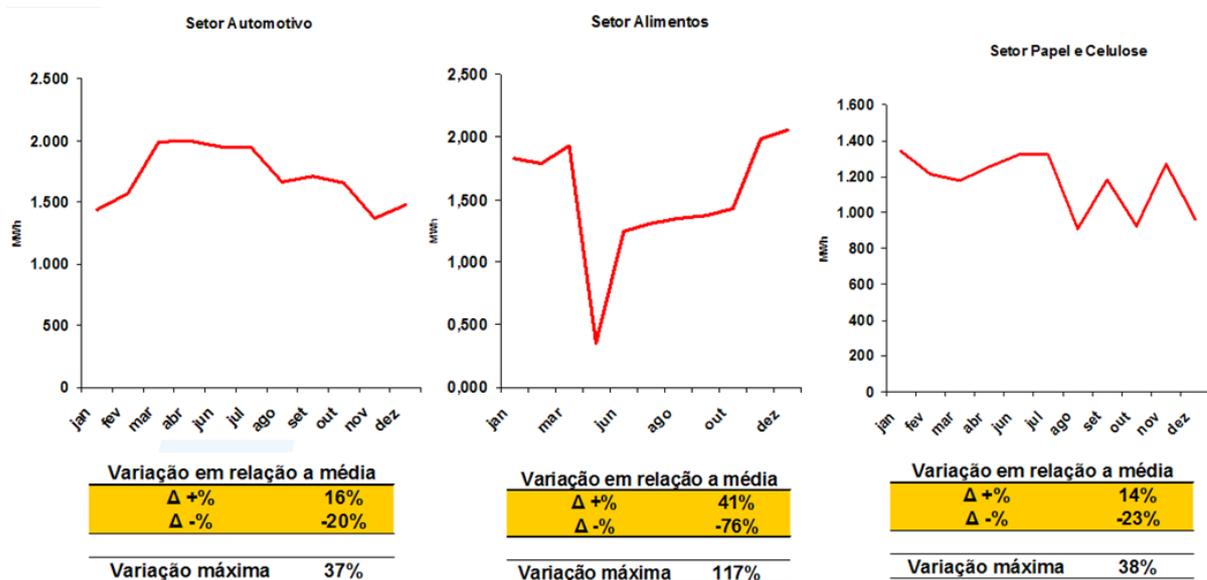


Figura 7 – Perfis de carga de Consumidores industriais.

Fonte (ENERTRADE, 2009).

Pode-se perceber destas curvas que cada consumidor possui seus perfis de cargas particulares e que são inerentes aos seus respectivos segmentos industriais. O desejo dos consumidores é de elaborar contratos de fornecimento de energia elétrica que se adequassem perfeito aos seus perfis de consumo.

No entanto, nem mesmo os consumidores são capazes de projetar seus perfis de carga para os anos seguintes, dados os inúmeros fatores que influenciam no consumo de eletricidade.

A Figura 8 ilustra esta relação entre a energia elétrica consumida e contratada pelos clientes.

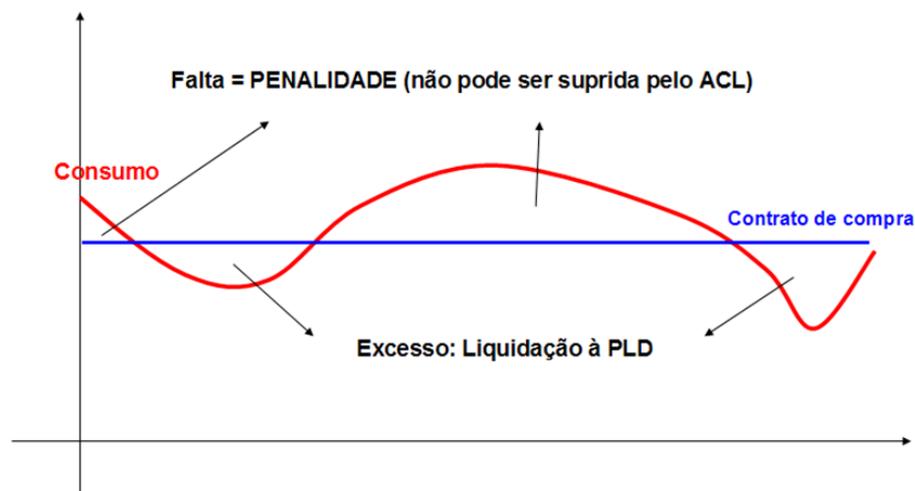


Figura 8 – Relação entre a energia consumida e contratada.

Fonte (ENERTRADE, 2009).

Como mostrado na Figura 8, o consumidor é penalizado nos momentos em que consumir acima do contratado. Já nos momentos em que ele consome abaixo do contratado, ele pode liquidar esta energia excedente no mercado de curto-prazo, isto é, ao preço de liquidação de diferenças. Se no momento da liquidação o PLD estiver abaixo do valor contratado, o consumidor perderá dinheiro.

Já do lado dos geradores, estes também estão expostos ao risco hidrológico, pois se não forem capazes de atender o consumo contratado, necessitam comprar esta energia deficitária no mercado de curto-prazo, ao PLD.

O papel do comercializador está em comprar para si estes riscos de consumidores e geradores e gerenciá-los a partir do seu conhecimento de mercado, liquidando as diferenças no curto-prazo.

A seguir, enumera-se alguns serviços propostos pelos agentes comercializadores de energia elétrica.

4.1.1 ASSESSORIA COMERCIAL

Neste tipo de operação, o agente comercializador busca uma relação mais próxima com o cliente desenvolvendo oportunidades de colocação no mercado, estratégia de compra e venda e análise técnica das condições de mercado para a correta tomada de decisão.

4.1.2 CONSULTORIA TÉCNICO-REGULATÓRIA

No ambiente de comercialização de energia elétrica, as questões comerciais muitas vezes se misturam a questões técnicas de extrema complexidade, e o desconhecimento de alguns conceitos podem muitas vezes inviabilizar projetos de alta rentabilidade.

O conhecimento técnico regulatório, aliado a uma visão clara de negócios em energia, permite desenvolver soluções regulatórias que maximizam os resultados de operações em andamento ou até mesmo trazem viabilidade a projetos antes inviáveis.

4.1.3 GESTÃO DE PORTIFÓLIO DE CONTRATOS: ACR E ACL

Uma vez estabelecidas as estratégias de carteira e as operações de compra e venda, fica sob responsabilidade da comercializadora a gestão da carteira de contratos e suas flexibilidades. O conceito primário deste serviço é de maximizar os resultados financeiros do cliente se utilizando das flexibilidades contratuais e das oportunidades de mercado.

4.1.4 MIGRAÇÃO DE CONSUMIDORES PARA O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

Este serviço especializado engloba todos os passos necessários para levar o cliente da condição cativa para condição de livre negociação de energia elétrica. Através dos seguintes

processos, o consumidor é guiado a uma redução de custos nesta nova modalidade de contratação:

- Análise de viabilidade da migração: custo no cativo vs custo no livre;
- Adequação e denúncia dos contratos existentes com as Distribuidoras;
- Contratação da energia no Ambiente Livre;
- Adesão a CCEE;
- Adequação do Sistema de Medição.

A migração dos clientes ao novo ambiente de contratação permitirá uma redução direta dos custos com energia facilmente contabilizada, uma vez que os custos no ambiente cativo são formados pelas tarifas da Distribuidora local. Os clientes normalmente recebem relatórios de acompanhamento de custos e benefícios alcançados com a migração.

4.1.5 ADMINISTRAÇÃO DE ORDENS DE COMPRA E VENDA: CCVEI OU CCVEE

As comercializadoras apresentam oportunidades de compra e venda para seus clientes, sejam eles geradores ou consumidores finais. A correta formulação das ordens de compra ou venda para posterior colocação ao mercado ocasiona a realização de negócios de balanço mensal ou contratações de médio e longo prazo efetivadas através de confirmação de ofertas firmes de energia, com a posterior formalização através da assinatura de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE) ou Contratos de Compra e Venda de Energia Incentivada (CCVEI) entre as partes envolvidas.

Constantemente em sintonia com o mercado, as comercializadoras aproveitam os momentos oportunos para realizar leilões específicos de compra e venda onde compradores e vendedores se encontram para fechar negócios de curto, médio e longo prazo. Esses leilões

possuem produtos e contratos pré-estabelecidos, onde o preço de fechamento será encontrado quando for atingido o equilíbrio entre oferta e demanda para cada produto.

4.1.6 REPRESENTAÇÕES NA CCEE

No ambiente da CCEE, os agentes do SEB modelam seus ativos de geração e consumo e registram suas operações de compra e venda de energia elétrica, permitindo o livre comércio de eletricidade entre produtores e consumidores. Neste ambiente, os agentes lidam com uma série de regras e procedimentos que impactam diretamente seus processos administrativos e seus resultados financeiros.

As comercializadoras representam seus clientes nos processos de relacionamento com a CCEE, permitindo aos agentes, redução de custos operacionais, ganho de eficiência e melhores práticas das regras e procedimentos de comercialização.

Alguns dos processos de relacionamento com a CCEE são:

- Adesão a CCEE;
- Modelagem de Ativos;
- Registro e validação de contratos;
- Acompanhamento da contabilização mensal;
- Acompanhamento de Penalidades

4.1.7 REPRESENTAÇÃO EM LEILÕES

De acordo com as regras atuais do SEB, as Distribuidoras de energia só podem comprar suas necessidades através de leilões específicos desenvolvidos pelo Governo, em um ambiente isolado de negociação, o Ambiente de Contratação Regulado (ACR). Neste contexto, as comercializadoras assessoram seus clientes geradores em todas as etapas do

processo do leilão, permitindo aos seus clientes entender os riscos e responsabilidades assumidos no negócio, realizar o cadastro no leilão de forma a otimizar seus recursos, e ser ganhador do leilão com os melhores preços de venda do certame.

Neste ambiente de contratação regulado os leilões podem ser constituídos por duas motivações distintas: para comprar energia de reposição aos contratos em encerramento ou para atender ao crescimento da carga, com as novas demandas por energia elétrica.

Dadas estas distintas necessidades, foram estabelecidos leilões específicos para cada uma delas, separando a negociação para compra de energia de usinas já em operação (Leilões de Energia Existente) daquelas que serão construídas para atender as novas demandas (Leilões de Energia Nova).

4.1.8 ENGENHARIA CONCEITUAL

Algumas comercializadoras introduziram o conceito de “Engenharia Conceitual” no seu portfólio de serviços. Trata-se do fornecimento de conceitos, dados, informações e condições técnicas para possibilitar um diagnóstico adequado e permitir o desenvolvimento da melhor solução possível para a implantação de um empreendimento, que pode ser, por exemplo, o projeto de construção de uma PCH.

São identificadas as condições atuais de operação ou projeto, estabelecidos os objetivos a serem alcançados e estruturada uma solução otimizada a partir de critérios básicos como custo, prazo, eficiência, confiabilidade e qualidade de equipamentos e instalações.

Também são analisados, de forma preliminar, os aspectos jurídicos, regulatórios e ambientais, além das condições de conexão, formando um pacote estruturado para as primeiras tomadas de decisões por empreendedores e investidores.

4.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou a atividade de comercialização no Brasil descrevendo o contexto do seu surgimento e as diferentes formas de se comercializar energia elétrica no país. Foram apresentados os principais *players* do mercado e os serviços oferecidos por estes agentes.

Para realizar todos os serviços até então descritos e obter lucros, os comercializadores assumem para si o risco da atividade, gerenciando-o a partir de seu conhecimento de mercado. No Capítulo 5, o objetivo será conceituar risco e identificar onde ele existe no mercado de energia elétrica.

5 O RISCO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Nas suas operações diárias, as empresas encaram riscos significativos, alguns são específicos ao setor econômico que integram e outros proveniente de fatores externos ao seu campo de atuação.

Para a contratação no setor elétrico é necessário avaliar riscos específicos relacionados com a produção de energia, como o risco de geração no sistema hidrotérmico, a oscilação dos preços e o transporte do produto.

5.1 CONCEITUAÇÃO

De um modo geral, o risco pode ser associado a perda, provocada por uma exposição diante de incertezas, ou, do ponto de vista financeiro, como uma medida universal, que deve ser aplicada em todos os tipos de investimentos (Damodaram, 2002).

Compradores e vendedores buscam traçar uma estratégia de risco ideal para proteger seus investimentos e viabilizar ganhos. Para tanto, torna-se necessário avaliar o maior número de riscos associados ao negócio, buscando ferramentas que possam mitigá-los e apresentar resultados estáveis e satisfatórios.

A quantidade de informações sobre os eventos, como históricos, modelos de previsão e experiências prévias são grandes aliados da percepção de risco.

Instrumentos financeiros têm sido utilizados no mercado de energia, sendo essa sua mais recente aplicação a ser transformada pelas ferramentas de gerenciamento de risco e derivativos.

Diferenças básicas caracterizam os mercados de energia e financeiro, implicando que cada instrumento utilizado pela nova área seja adaptado para atender suas especificidades.

Pode-se dizer que a maturidade do mercado financeiro vem de algumas décadas de funcionamento, não tem sazonalidade e é pouco regulado. Trata-se de um mercado centralizado, com alta liquidação e contratos derivativos relativamente simples.

Ao contrário do financeiro, os negócios no mercado de energia são recentes, com uma base de preços complexa. É um mercado sazonalizado e pode variar de baixa a alta regulação. Tem baixa liquidez e a maioria dos contratos derivativos é relativamente complexa, sendo a sorte uma variável a ser considerada (Pilipovic, 1997).

Com tantas diferenças, a indústria de energia elétrica criou a necessidade de avaliar riscos relacionados às suas características. Por exemplo, o fato de o produto não permitir armazenagem, estando sua produção totalmente relacionada à quantidade consumida contribui significativamente para aumentar a volatilidade do preço. Outro fator a ser analisado no sistema brasileiro é a presença em massa de usinas hidrelétricas, deixando o país sujeito aos riscos de geração hidrológicos, que são associados às precipitações que afetam os níveis dos reservatórios, ocasionando a falta ou excesso de combustíveis para as usinas.

Esse mercado também prevê riscos associados à transmissão, cuja capacidade pode comprometer a entrega do produto, além de afetar o custo marginal de operação. Cada vez mais as questões ambientais estão exercendo influência, seja na avaliação de um novo investimento, como na operação do sistema.

5.2 RISCO DE GERAÇÃO

A presença da diversidade hidrológica e sazonal entre bacias hidrográficas e regiões, foi motivadora natural para a integração do sistema elétrico. Contudo, para aumentar a confiabilidade eletro-energética, reduzindo assim o risco de um sistema puramente

hidrelétrico, está presente a complementaridade termelétrica, para desta forma atender a diversidade de cargas existente entre as regiões e os riscos hidrológicos.

Apesar de todo o sistema visar à segurança nas operações, é parte integrante do negócio a criação de alternativas para gerenciar os riscos envolvidos, buscando a proteção e segurança necessárias para atuar no mercado, reduzindo as eventuais ocorrências de perdas financeiras.

Partindo destes princípios, são apresentados os principais riscos envolvidos na comercialização, abordando aspectos de variação do preço e a matriz utilizada para gerar eletricidade.

5.2.1 PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS (PLD)

Em geral, consumidores desejam que os preços reflitam os custos de produção. Para tal, é fundamental que a formação do preço seja a mais transparente possível, levando em consideração as características do produto e sua organização industrial (MONTADON, 2008).

Como a atividade de produção de energia depende de um parque produtivo hidrotérmico, a formação de preços envolve aspectos de planejamento e operação do sistema elétrico.

Dotado de um parque gerador com predominância hidráulica, o Brasil adotou um modelo de despacho centralizado, onde o Operador Nacional do Sistema (ONS) é o responsável por coordenar o despacho de cada usina integrante do Sistema Interligado Nacional (SIN). A partir de uma cadeia de modelos de otimização, controla o estoque de água nos reservatórios, com base nas disponibilidades técnicas informadas pelos geradores, que declaram estar ou não aptos a produzir (Silva, 2001).

Leva-se em consideração os recursos para atendimento aos requisitos da carga, o custo do déficit, as restrições de transmissão entre submercados e a segurança operativa do sistema.

Numa primeira fase é calculado o custo marginal de operação, que é influenciado pelos parâmetros de níveis de armazenamento, afluências, carga, curva de aversão ao risco, expansão da oferta de geração e transmissão, custo de geração térmica e custo de déficit.

Na composição do modelo de preço, são utilizadas variáveis que dependem essencialmente de precipitações e vazões. Acertar as previsões dos índices de precipitações e de vazões em uma bacia hidrográfica para medir o impacto no preço torna o modelo desafiador. Tal fato repercute diretamente no uso da água para a previsão do preço *spot*, fazendo com que ocorram variações repentinas e acentuadas em curtos períodos de tempo.

A Figura 9 exhibe o conceito utilizado para encontrar uma solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, em função das precipitações.

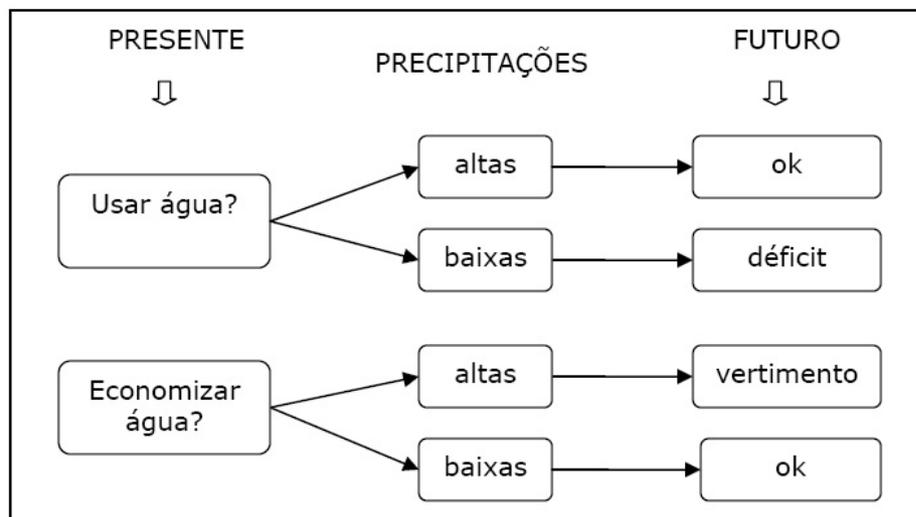


Figura 9 – Fundamentos da formação do PLD.

Fonte (MONTADON, 2008).

5.2.2 TÉRMICA

Um dos grandes atrativos para a utilização da geração térmica é a sua disponibilidade. Eventuais falhas em equipamentos compõem uma de suas poucas limitações. Outro item mais grave é a falta de combustível, cuja escassez afeta diretamente o custo de operação.

As usinas termelétricas convencionais utilizam combustíveis fósseis como carvão, óleo combustível e gás natural. As nucleares usam combustíveis físséis, por exemplo, o urânio. Há também as usinas geradas a partir de fontes renováveis, que são a biomassa, eólica e solar.

Destaca-se o risco pela falta do combustível, uma vez que a produção nacional do gás natural e petróleo ainda não são suficientes para suprir a demanda, tornando-a dependente de importação a custos mais elevados, negociações políticas, além da variação cambial.

Mesmo com o atraso do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a biomassa gerada a partir da cana-de-açúcar, está se tornando cada vez mais competitiva. Através da modernização dos equipamentos, construções de novas usinas e incentivos, têm conquistado mais espaço na matriz energética.

Para o SIN, a geração térmica tem o papel de firmar a energia hidrelétrica, pois em condições de escassez hidrológica, ocorre a substituição da fonte hidro pela fonte térmica, visando minimizar as possibilidades de racionamento e garantir a segurança do sistema.

Trata-se de uma participação estratégica, principalmente em função da flexibilidade na utilização dos combustíveis e da oferta pouco variável, ou seja, garantia da produção que depende apenas da existência do combustível.

Se a térmica for chamada para gerar cumprindo o despacho do ONS e ocorrer à falta no suprimento do combustível para a usina, fica sujeita a penalidades pela energia não suprida, uma vez que está comprometida com a geração do sistema. Para evitar essas

penalizações, elas podem comprar energia no mercado de curto-prazo para satisfazer seus contratos.

5.2.3 HIDROLÓGICA

Diferente das centrais térmicas, que possuem a possibilidade de diminuir riscos através de contratos, alternando as altas do *spot* com a variação de preços dos combustíveis, as usinas hidráulicas dependem da armazenabilidade de seus reservatórios para gerar suas disponibilidades.

Como o preço *spot* é formado a partir do custo marginal de operação do sistema, é possível analisar os riscos hidrológicos em função das séries históricas de preços e suas variáveis. Cabe destacar, o nível de contratação dos geradores em relação à sua energia assegurada, que também controla o risco de exposição financeira.

Variáveis decorrentes da hidrologia como: vazões afluentes, energia natural afluente e energia armazenada correspondem às principais fontes de incerteza na previsão do PLD.

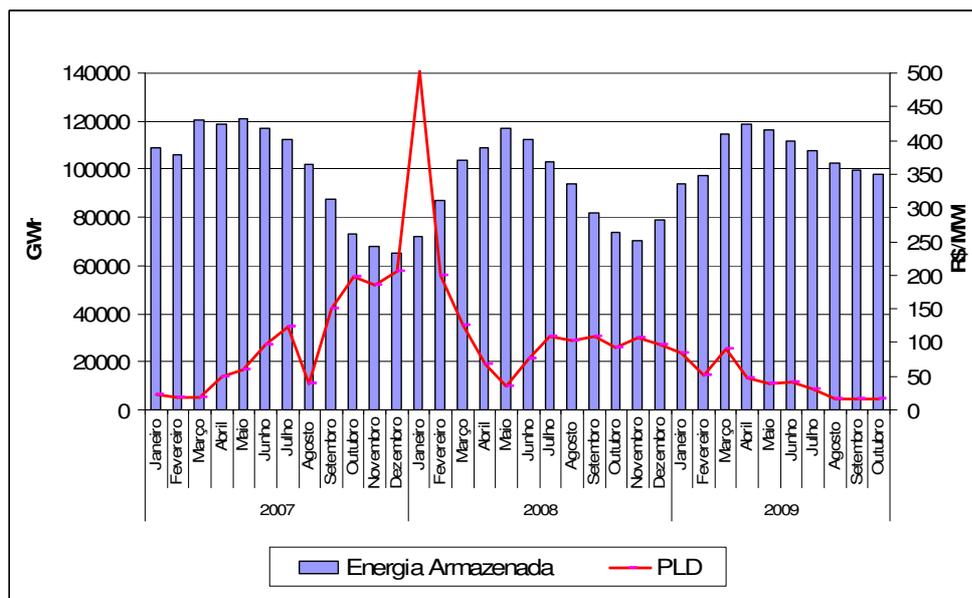


Figura 10 – Comparativo Energia Armazenada e PLD.

Fonte (Dados do ONS e da CCEE, 2009).

A Figura 10 mostra o comportamento da curva de energia armazenada (dados do ONS) e PLD (dados da CCEE) do subsistema Sudeste referente a quase 3 anos de histórico. Ao se comparar às informações, é possível identificar que os preços são mais elevados quando os níveis de energia armazenada estão baixos, ou seja, em épocas de seca, gerando aumento do valor da água. Do contrário, os reservatórios cheios indicam baixo custo de oportunidade para a movimentação do mercado (Veiga, 1999).

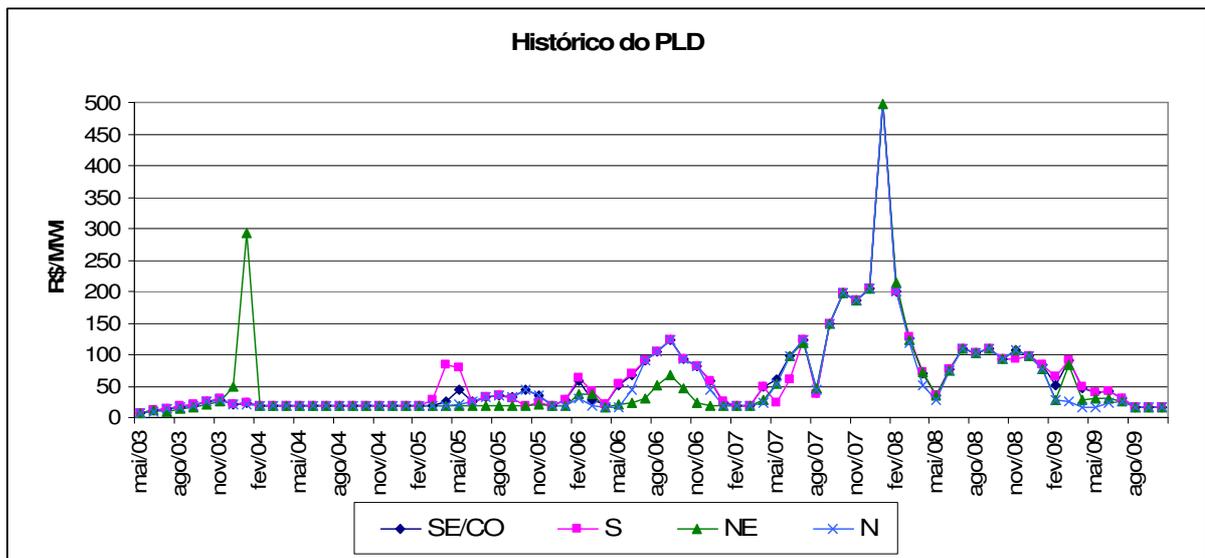


Figura 11 – Histórico do PLD.

Fonte (Dados da CCEE, 2009).

A Figura 11 mostra a evolução do PLD médio ao longo dos anos. As variações mais acentuadas ocorreram em 2007 e pode-se destacar o pico em janeiro de 2008, quando o PLD alcançou o nível máximo permitido pela ANEEL.

Tal variação em 2008 é justificada pelos índices de precipitações e vazões terem sido abaixo da média em 2007 e janeiro de 2008, provocando níveis de armazenamento reduzidos em períodos estratégicos para as previsões de preço no modelo hidrotérmico, aliado ao fato da proximidade da curva de oferta com a curva de demanda. Em momentos de reservas precárias, quaisquer variações (chuvas, carga, combustível) serão refletidas pelo modelo.

Para os geradores, caso ocorra à venda de toda sua produção e ficarem exposto ao risco, podem estar submetidos a comprar energia no *spot* a preços altos e em períodos de seca, que coincidem com sua baixa capacidade de produção. Em contrapartida, se optarem por aguardar melhores oportunidades, pode ser que ocorram precipitações e os preços permaneçam baixos com reservatórios cheios.

O que pode representar risco para o produtor torna-se oportunidade para o comprador. Num mercado de livre concorrência, onde ocorre o excesso de oferta e incerteza sobre os preços, as chances dos consumidores e arbitradores realizarem melhores negócios no curto prazo aumentam, bem como as oportunidades de longo prazo, caso este período se estenda por mais tempo.

A hidroeletricidade impacta em toda cadeia, pois, cada usina está localizada em bacias diversas e possui o nível de armazenamento próprio, diferente de outros reservatórios, além da variabilidade da produção individual. O bom desempenho individual nem sempre corresponde ao ótimo global. Manter um equilíbrio entre a quantidade produzida e contratada, considerando-se todas essas variáveis, leva os geradores a liquidarem suas compras e vendas freqüentemente no curto prazo, ao preço de liquidação de diferenças (Barroso, 2003).

Destaca-se nesse processo, o Mecanismo de Realocação de Energia, que foi criado com o objetivo de compartilhar os riscos hidrológicos entre os agentes geradores, buscando garantir o equilíbrio dos recursos hidrelétricos. Assim, caso as usinas gerem quantidades inferiores a soma de suas energias asseguradas, as deficitárias receberão créditos menores e serão obrigadas a comprar energia no mercado de curto prazo.

5.3 RISCO DE TRANSMISSÃO

Segundo MONTADON (2008), o objetivo principal da transmissão é transportar a energia injetada em ponto do sistema para ser entregue em outro. O seu livre acesso tornou-se indispensável, na medida em que possibilita aos geradores entregarem diretamente a energia aos consumidores com possibilidades de preços mais baixos.

Em função da extensão territorial e diversidades hidrológicas, ocorrem secas em um submercado e cheias em outro para o mesmo período. A transmissão possibilita a transferência de energia entre submercados, equilibrando o uso da água para a produção em cada região.

Pelo fato do PLD ser determinado pelo custo marginal de operação por regiões elétricas, o preço pode ser diferente em cada submercado, ou seja, a energia pode ser transportada de uma região em que seu preço é mais baixo para outra com preço mais elevado.

As diferenças de preços entre submercados são resultantes da existência de limites de capacidades nas linhas de transmissão que os interligam, os chamados limites de intercâmbio.

As usinas são despachadas pelo modelo matemático conforme o custo mínimo de atendimento, portanto, é possível que uma fonte de energia mais barata localizada em um submercado diferente do consumo pode ser despachada, se possuir disponibilidade de geração.

Desta forma, o submercado que gerou a energia mais barata para atender o outro se chama exportador. Se o submercado importador conseguir energia suficiente para cobrir seu consumo com o mesmo custo, não haverá alterações de preços. Caso ele tenha importado todo o limite de capacidade e ainda seja necessário suprir seu mercado com a geração de energia a preços mais altos por fontes locais, haverá alteração no custo de geração, resultando em preços mais caros para o submercado importador.

Sendo assim, alocações das gerações das usinas em submercados diferentes, onde o gerador pode ficar exposto ao risco de uma despesa adicional em função da diferença de preços podem ocorrer como consequência do despacho centralizado e da otimização do sistema. Se por um lado a usina que recebeu energia pode ter um crédito, caso o submercado exportador tivesse um PLD maior, a situação mais comum é a inversa, pois os submercados recebedores geralmente têm situações mais críticas, sendo formadores de preços mais elevados.

Segundo a CCEE, esse intercâmbio de energia entre submercados com preços diferentes forma o excedente financeiro, ou *surplus*, que corresponde a quantia equivalente ao intercâmbio, valorada pela diferença de preços entre eles, ou montantes resultantes das restrições de transmissão.

Durante o processo de geração até a entrega do produto ocorrem perdas no sistema de transmissão. A CCEE realiza um rateio de perdas de forma que essas perdas sejam compartilhadas entre produtores e consumidores.

5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo conceituou risco e identificou onde ele está presente no Setor Elétrico Brasileiro, devido às suas especificidades. Por se tratar um sistema com predominância hidráulica constatou-se que os períodos de maior risco são aqueles onde a energia armazenada é menor, ou seja, quando chove pouco.

O Capítulo 6 descreve com detalhes quais são os instrumentos de gerência de riscos que o mercado energético busca na área de Finanças. Essas ferramentas são comumente chamadas de derivativos ou produtos derivados. Os produtos derivados mais conhecidos são os contratos do tipo *forward*, futuros, as opções e os *swaps*. Esses derivativos são estudados com

detalhes neste capítulo e um estudo de caso é proposto para cada um, com o intuito de analisar na prática suas aplicações.

6 GERENCIAMENTO DO RISCO

A presença do risco marca a evolução do Ambiente de Contratação Regulado para o Livre. O risco está relacionado às características físicas da produção, transmissão e distribuição da energia, que são responsáveis pela volatilidade dos preços.

Diversos fatores contribuem para a volatilidade dos preços como o fato da eletricidade não poder ser armazenada, os limites de capacidade nas linhas de transmissão, a necessidade de um equilíbrio oferta-demanda instantâneo, a volatilidade dos preços dos combustíveis e a incerteza da curva de demanda.

A longo termo, outros fatores surgem como influenciadores do preço como o custo da construção de novas usinas, tendências climáticas, sustentabilidade e crescimento econômico.

6.1 DERIVATIVOS

Um dos grandes diferenciais do ambiente livre é a utilização de contratos derivativos oriundos do mercado financeiro, como instrumentos de proteção para mitigar riscos envolvidos na compra e venda de energia elétrica.

Os papéis mais utilizados como derivativos de energia são os contratos a termo ou *forwards*, futuros, opções e *swaps*. Esses contratos podem ser comercializados tanto em bolsas de mercadorias e futuros quanto no mercado de balcão.

6.1.1 FORWARD

Segundo HULL (2005), contrato a termo, ou *forward* é um acordo entre duas partes, para comprar ou vender um determinado bem ou ativo, numa determinada data futura e a um determinado preço (ambos fixados no momento do contrato).

Os contratos *forward* são transacionados geralmente em mercados informais. Um contrato *forward* contrasta com os mercados à vista onde a contratação corresponde à imediata liquidação.

Num contrato *forward* uma das partes assume uma *posição longa* e concorda em comprar o ativo numa data futura a um dado preço. A contraparte assume uma *posição curta* e compromete-se a vender o ativo nas condições acordadas.

Os mercados *forward* são conhecidos, também, por mercados de balcão (*over the counter* – OTC), pelo fato do comprador e do vendedor negociarem entre si todos os parâmetros do contrato.

Estudo de caso 1: Aplicação de um Contrato Forward

Considera-se que, em outubro de 2009, uma empresa do setor automobilístico necessita comprar 1000GWh de eletricidade para M+6 (sexto mês a partir da data atual). Esta empresa pretende precaver-se ou proteger-se contra o risco de possíveis flutuações no preço da eletricidade. Com este objetivo, esta empresa dirige-se a uma comercializadora de energia que oferece os seguintes contratos *forward*.

Quadro 5 – Preços de um contrato *forward*.

Data	R\$/MWh	
	Compra	Venda
Atual (PLD outubro 2009)	15,31	16,31
1 mês	23,56	24,56
6 meses	51,36	52,36

A empresa automobilística toma uma posição longa e compromete-se a pagar à comercializadora R\$52.360.000,00 daqui a seis meses, comprando 1 MWh ao preço de R\$52,36.

Considera-se dois cenários para o PLD seis meses mais tarde (abril 2010). Se no primeiro cenário o PLD evoluir para 68,80 R\$/MWh, a empresa ganharia

$$R\$68.800.000,00 - R\$52.360.000,00 = R\$16.440.000,00$$

Se no segundo cenário, o PLD evoluir para 46,46 R\$/MWh, a empresa perderia

$$R\$46.460.000,00 - R\$52.360.000,00 = - R\$5.900.000,00$$

e a comercializadora ganharia R\$5.900.000,00.

De uma forma geral, o ganho de um contrato *forward* (em posição longa) é dado por

$$S_T - E \quad (1)$$

em que S_T é o preço do ativo na data T (preço *spot* ou PLD no momento da liquidação), E é o preço da entrega do ativo nesta data (preço contratado). A data de entrega é conhecida por maturidade, data de exercício ou data de vencimento.

Em posição curta, o ganho é dado por

$$E - S_T \quad (2)$$

A Figura 12 ilustra o ganho (ou perda quando negativo) associado a um contrato *forward*, para as posições longa e curta. Estes tipos de gráficos são conhecidos por perfis de ganhos e perdas.

O eixo horizontal representa a evolução do preço *spot* (PLD na data do vencimento do contrato). O eixo vertical representa o ganho contrato.

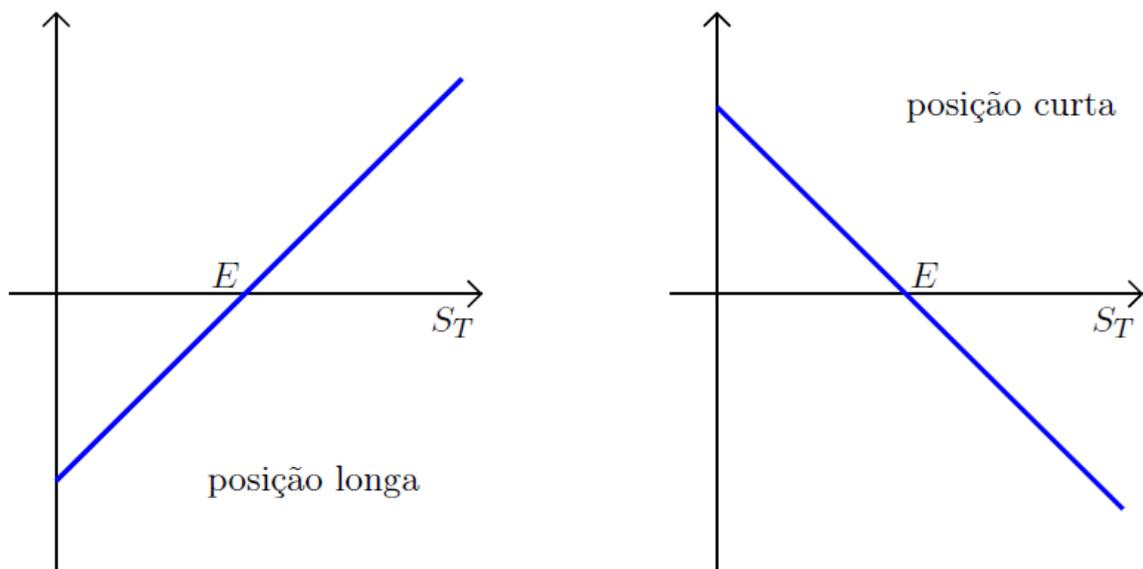


Figura 12 – Perfis de ganhos e perdas.

As instituições que vendem contratos *forwards* (comercializadoras, *traders*, *brokers* e bancos) utilizam as informações de mercado para calcular o preço do contrato.

O preço *forward* é calculado pela seguinte Equação

$$P_{forward} = E(P) = \int_0^{+\infty} \int_0^{+\infty} P \times f(P/L) \times f(L) dP dL = \int_0^{+\infty} E(P/L) dL \quad (3)$$

P representa o preço *spot* (PLD no Brasil);

$f(P/L)$ é a distribuição de probabilidade dos preços *spot* em função da potência requerida;

$f(L)$ é a distribuição de probabilidade da potência requerida;

$E(P/L)$ é a previsão do preço *spot* quando a capacidade requerida é L.

O exemplo do Quadro 6 ilustra a aplicação desta fórmula.

Quadro 6 – Exemplo de cálculo de um preço *forward*.

Programação da potência requerida (MW)	<35000	[35000, 40000[>=40000
Probabilidade de ter um preço P em função destas capacidades	72%	25%	3%
Preço P estimado (R\$/MWh)	24	43	105

Com base na Equação (3) e no Quadro 6, calcula-se o preço *forward*

$$P_{forward} = 24 \times 72\% + 43 \times 25\% + 105 \times 3\% = 31,18R\$/MWh$$

Estes dados são baseados nas projeções de demanda no portfólio da comercializadora.

Para certos valores de demanda a projeção de preço muda pois alguns acréscimos de MW requerem a chamada de novas usinas para atender a demanda, modificando, assim, o custo marginal.

Entre as vantagens do contrato *forward* encontra-se a sua flexibilidade, o que permite uma adaptação personalizada às necessidades do comprador. Os contratos *forward* reduzem o risco inerente a alterações imprevistas no valor ou preço à vista dos bens subjacentes.

Porém, os mercados *forward* têm diversas desvantagens, entre as quais uma reduzida transparência (o que acarreta elevados custos de informação) e uma baixa liquidez. A sua principal desvantagem reside no elevado risco de não-cumprimento. Por este motivo, os contratos *forward* são geralmente oferecidos por investidores que tem um elevado padrão de credibilidade (bancos, grandes corporações, corretoras).

6.1.2 FUTUROS

Os contratos de futuros são, essencialmente, contratos *forward*, modificados de forma a reduzir o risco de não-cumprimento e a potenciar a liquidez. Os futuros são negociados em mercados organizados, onde existem mecanismos centralizados para regulação e supervisionamento. As suas características contratuais são padronizadas. Nestes mercados existe uma câmara de compensação, responsável pela padronização dos contratos e pela assunção do risco de não-cumprimento. Na prática, os contratos de futuros não são exercidos entre as partes, mas entre estas e a Câmara de Compensação (Vincente, 2006).

Os contratos de futuros pressupõem, como nos *forwards*, a entrega física do ativo na data do vencimento. Porém, estima-se que apenas uma reduzida percentagem de futuros transacionados são liquidados na data de vencimento dos contratos. Nos contratos do tipo *forward*, o objetivo final (entrega do ativo) é satisfeito na grande maioria dos casos. O que acontece nos futuros é que as partes têm como alternativa ao cumprimento do contrato a possibilidade de tomar posições simétricas num outro contrato de futuros com as mesmas características do inicial. Quando isto acontece diz-se que o contrato é fechado por reversão.

Os mercados futuros são caracterizados por elevados índices de negociabilidade, transparência e fungibilidade. Ao contrário dos *forwards*, a negociação é rápida e acarreta

custos reduzidos. Os custos de informação são praticamente desprezíveis (os preços dos futuros e os volumes de transação são anunciados publicamente).

A expressão do preço futuro é calculada mediante a equação (4)

$$F(t, T) = S(t)e^{(r-y)(T-t)} \quad (4)$$

onde $F(t, T)$ é o preço do futuro de vencimento em T no instante t

$S(t)$ é o preço *spot* no instante t

$\exp[(r - y)(T - t)]$ é um termo de atualização, onde r representa a taxa anual livre de risco e y o custo de posseção do bem.

A diferença mais importante entre *forwards* e futuros reside no fato destes últimos estarem sujeitos a mecanismos de ajustamento periódico das margens dos investidores. Todos os investidores são obrigados a criar uma Conta de Margem que, geralmente, corresponde a menos de 15% do preço do contrato. As margens exigidas pelos compensadores podem ser discricionárias em função, por exemplo, da carteira ou da natureza do investidor (Vincente, 2006).

Este processo de ajustamento periódico é conhecido por *marking-to-market* e está na base da redução do risco de não-cumprimento dos contratos futuros. Através deste mecanismo, os ganhos e perdas de um futuro são pagos diariamente durante a duração do contrato.

Suponhamos que uma empresa decidiu comprar em t_0 , uma certa quantidade Q de energia elétrica a um preço futuro F_0 calculado em t_0 com base no preço *spot* S_0 e a data de vencimento T.

Em T, vencimento do contrato, o preço *spot* da quantidade Q é S_T . De acordo com a equação (4), no vencimento de um contrato o preço futuro é igual ao preço *spot*, portanto $F_T = S_T$.

O comprador vai então pagar ao vendedor no vencimento T o preço do contrato na data T , ou seja, S_T .

No vencimento a conta de margem é creditada de $S_T - F_0$ (se o preço *spot* no vencimento for maior que o futuro contratado) ou $F_0 - S_T$ (se o futuro contratado for maior que o preço *spot* no vencimento).

Se $S_T - F_0 > 0$, o comprador recuperará a soma sobre sua conta de margem e terá pagado o preço F_0 pela quantidade Q .

Se $F_0 - S_T > 0$, então será o vendedor que recuperará a o montante recebido sobre sua conta de margem e terá então, recebido igualmente F_0 pela quantidade Q .

Deste modo, pode-se concluir que as duas partes que submeteram-se a um contrato de futuros estão cobertas mutuamente das variações de preço, a alta pelos compradores e a baixa pelos vendedores.

O *marking-to-market* permite atualizar diariamente o saldo da conta do comprador e impor mecanismos de ajuste das contas de margem no caso das perdas atingirem uma fatia significativa das margens. Em caso limite, a Câmara de Compensação pode fechar a posição do investidor limitando as perdas às já existentes. É desta forma que o risco de não-cumprimento é significativamente reduzido.

Na data de vencimento do contrato, o preço futuro F_T deve coincidir com o preço *spot* do ativo S_T , pois, caso contrário, existiriam oportunidades de arbitragem instantâneas. Assim sendo, os ganhos e perdas de um contrato futuro em posição longa reduzem-se a

$$S_T - F_0 \quad (5)$$

coincidindo com os de uma idêntica posição num contrato *forward* com as mesmas características.

No Brasil, os contratos futuros de energia foram negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros (BM&F) por um período de nove meses. Embora utilizados, em função do baixo

volume de liquidações, as operações foram encerradas com a intenção de ser definido um novo tipo de contrato.

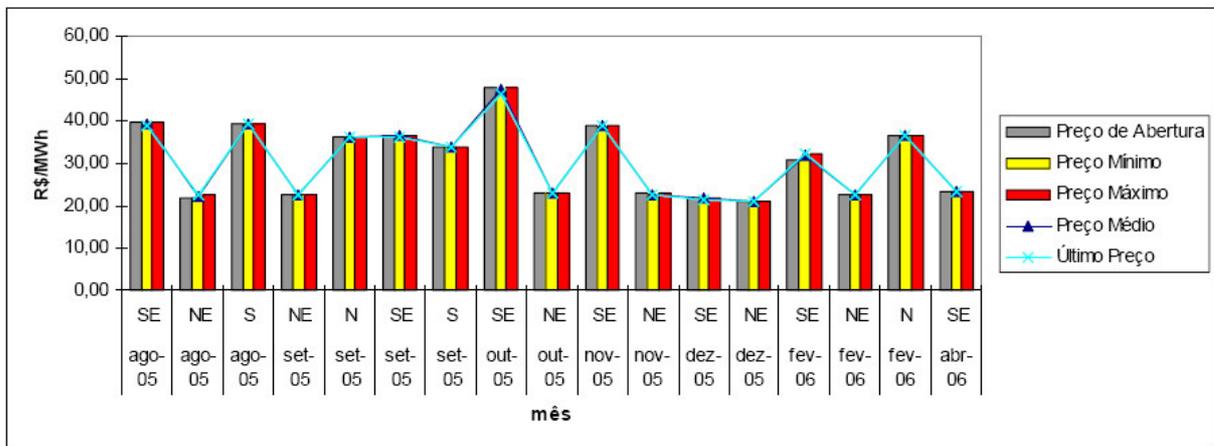


Figura 13 – Resultados do pregão realizado na BM&F.

Fonte (BM&F, 2009).

A Figura 13 mostra os resultados dos preços dos contratos futuros negociados na BM&F durante o período em que houve liquidação. Os contratos eram de 0.5MW médios, sendo comercializados lotes cujos volumes variavam de 14 MWh a 3500 MWh, conforme informações da BM&F.

Estudo de caso 2: Aplicação de um Contrato de Futuros

Uma empresa do setor automobilístico e uma comercializadora celebram um contrato no mercado de futuros em $t = 0$.

A empresa compra, para o mês de outubro 2009, 1000 MWh de energia elétrica em base sobre o mercado de futuros. O preço acordado é de 74 R\$/MWh.

A comercializadora vende no mercado de futuros 1000 MWh para o mês de outubro de 2009, ao preço de 74 R\$/MWh.

A variação do preço no mercado de futuros é a seguinte:

- no dia seguinte ($t = 1$), preço = 79 R\$/MWh;
- em $t = 2$, preço = 72 R\$/MWh;
- em $t = 3$, preço = 76 R\$/MWh.

A câmara de compensação impõe uma cobertura de ao menos 10% das posições diárias sobre a conta de margem.

O total de compras/vendas é de R\$ 74.000.

Os operadores creditam 10% deste valor (R\$ 7.400) sobre a conta de margem.

➤ Em $t = 1$ o preço dos futuros passa a 79 R\$/MWh.

O valor total dos contratos é então de R\$ 79.000.

“Perdas” para a empresa automobilística de $79.000 - 74.000 = \text{R}\5.000 . Sua conta de margem é creditada e torna-se então $5.000 + 7.400 = \text{R}\12.400 .

“Ganhos” para a empresa comercializadora que vê sua conta de margem debitada do mesmo montante $7.400 - 5.000 = \text{R}\2.400

A câmara de compensação demanda a empresa comercializadora uma chamada de margem, pois sua posição desceu aquém dos 10%, $\frac{2.400}{79.000} \times 100 = 3,03\%$.

A empresa comercializadora credita, então, na sua conta $79.000 \times 10\% - 2.400 = \text{R}\5.500 .

A empresa automobilística não é sujeita a essa chamada, pois $\frac{12.400}{79.000} \times 100 = 15,7\%$ é superior aos 10% exigidos pela câmara de compensação. Ela pode tirar estes R\$4.500 de sua conta de margem para ficar justa nos 10%.

No final do dia ($t = 1$), o contrato vale R\$ 79.000, a conta de margem da empresa automobilística é de R\$12.400 e a conta de margem da comercializadora é de R\$7.900.

➤ Em $t = 2$ o preço dos futuros baixa para 72 R\$/MWh.

O valor total dos contratos é então de R\$ 72.000.

“Ganhos” para a empresa automobilística de $79.000 - 72.000 = \text{R}\7.000 . Sua conta de margem é debitada e torna-se então $12.400 - 7.000 = \text{R}\5.400 .

“Perdas” para a empresa comercializadora que vê sua conta de margem creditada do mesmo montante $7.900 + 7.000 = R\$14.900$

A taxa de cobertura da empresa automobilística (comprador) é de $\frac{5.400}{72.000} \times 100 = 7,5\% < 10\%$.

A câmara de compensação efetua uma chamada de margem ao comprador de $72.000 \times 10\% - 5.400 = R\1.800 .

A conta de margem do comprador é então de R\$7.200.

No final do dia ($t = 2$), o contrato vale R\$ 72.000, a conta de margem da empresa automobilística é de R\$7.200 e a conta de margem da comercializadora é de R\$14.900.

- Em $t = 3$, dia do vencimento do contrato, o preço no mercado de futuros é de 76 R\$/MWh.

O valor total dos contratos é então de R\$ 76.000.

“Perdas” para o comprador de $76.000 - 72.000 = R\$4.000$, que vê sua conta de margem creditada do mesmo montante passar para $7.200 + 4.000 = R\$11.200$ (14,73%).

“Ganhos” de R\$4.000 para o vendedor, que vê sua conta de margem debitada do mesmo montante $14.900 - 4.000 = R\$10.900$ (14,34%)..

A taxa de cobertura dos dois operadores são superiores a 10%, então nenhuma chamada de margem é efetuada.

- No desfecho do contrato, a totalidade paga ou recebida pelos operadores está representada no Quadro 7

Quadro 7 – Resumo do estudo de caso para um contrato de futuros.

		Valor final do contrato	Chamadas de Margem			TOTAL
Empresa Automobilística	PAGA	R\$ 76.000,00	R\$ 7.400,00	-R\$ 11.200,00	R\$ 1.800,00	R\$ 74.000,00
Comercializadora	RECEBE	R\$ 76.000,00	-R\$ 7.400,00	R\$ 10.900,00	-R\$ 5.500,00	R\$ 74.000,00

A Figura 14 mostra o fluxo de caixa dos clientes, comprovando que com a soma de todas as entradas e saídas, os preços pagos (empresa automobilística) e recebidos (comercializadora) correspondem aos R\$ 74.000 firmados no contrato em $t=0$.

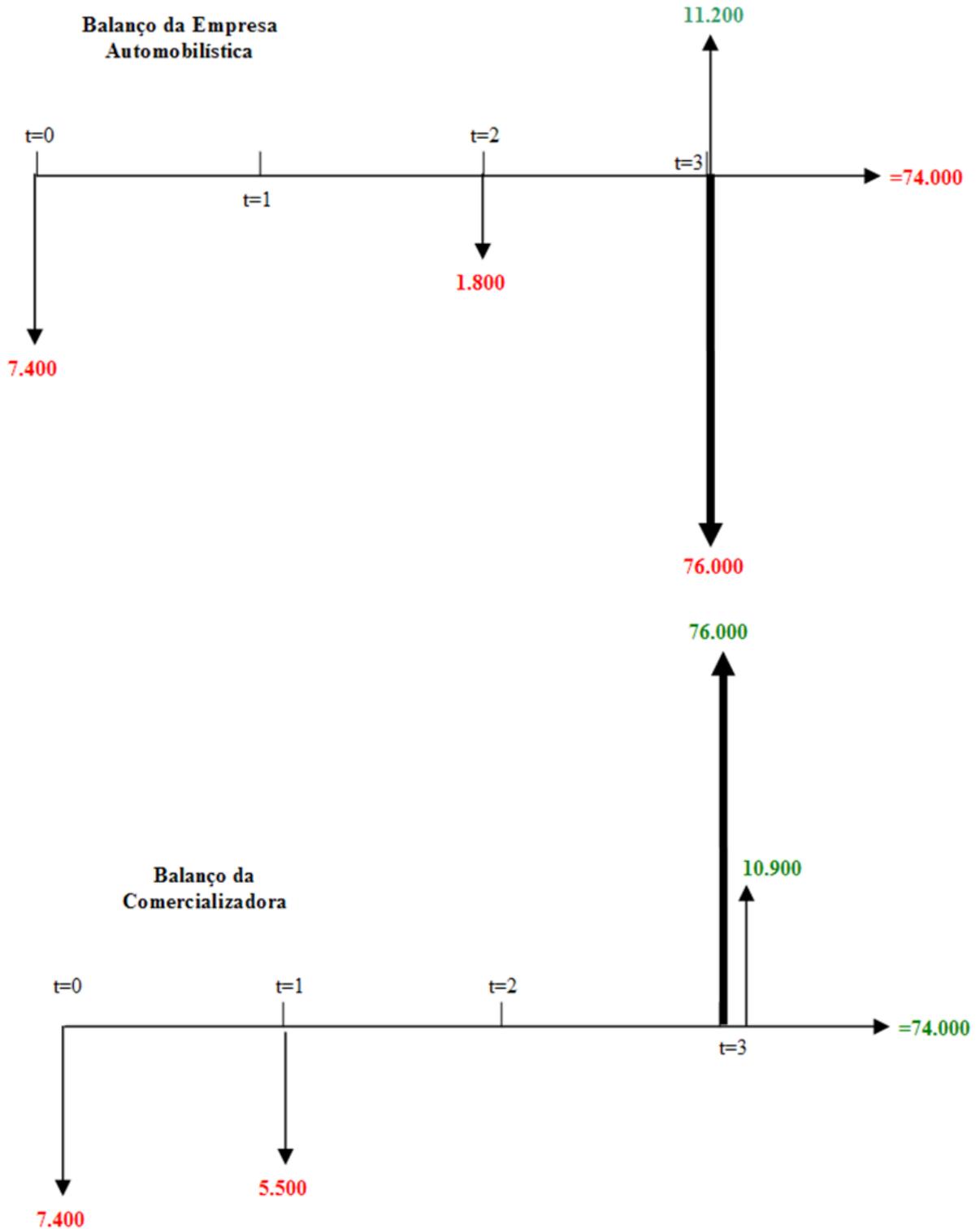


Figura 14 – Fluxo de caixa do Estudo de Caso.

Neste Estudo de Caso não foram consideradas as taxas de comissão da câmara de compensação.

6.1.3 OPÇÕES

As opções são derivados geralmente transacionados em mercados organizados com características semelhantes às dos mercados de futuros e que se distinguem dos *forwards* e dos futuros por possibilitarem uma escolha (opção). É, aliás, este elemento de escolha que torna a modelagem do preço das opções consideravelmente mais complexa do que a dos outros derivados mais básicos.

Há dois tipos de opções: opções de compra ou *call* e opções de venda ou *put*. Existem também diversos estilos de opções, sendo os mais conhecidos os estilos americano e europeu.

Uma opção *call* européia é um contrato que dá ao detentor ou comprador o direito (mas não o dever) de comprar uma quantidade específica de um ativo subjacente, por um determinado preço, no final de um determinado período de tempo.

O detentor do contrato pode exercer, ou não, o seu direito. A contraparte no contrato, o vendedor, tem a obrigação de vender o ativo se o detentor assim o desejar.

O valor ou preço mencionado no contrato da opção é o chamado preço de exercício (*strike price*). A data especificada numa opção para o exercício do direito de compra é conhecida por data de exercício, vencimento ou maturidade.

O valor ou preço a pagar pela opção, ou seja, aquilo que o comprador paga ao vendedor quando o contrato é celebrado, é conhecido por prêmio da opção.

Nas opções *put* européias, o detentor do contrato tem o direito (mas não o dever) de vender o ativo subjacente, por um determinado preço, no final de um determinado período de tempo. Como no caso de uma opção *call*, o detentor do contrato pode exercer, ou não, o seu

direito. A contraparte no contrato tem a obrigação, no caso de uma opção *put*, de comprar o ativo se o detentor assim o exigir.

As opções americanas distinguem-se das européias pelo fato de poderem ser exercidas em qualquer momento até a sua maturidade. A designação européia vs americana não está relacionada, ao contrário do que poderia parecer, com a localização da sua comercialização.

Quem compra ou detém uma opção assume uma posição longa. Quem vende ou subscreve uma opção toma uma posição curta.

Os ganhos e perdas em contratos de opções variam conforme o tipo de opção (*call* ou *put*) ou conforme a posição tomada seja curta ou longa. Sejam S_T o valor do ativo subjacente na maturidade T e P_E o preço de exercício. Os ganhos são mostrados pelo Quadro 8 e pela Figura 15.

Quadro 8 – Modalidades de contratos de opção.

Operação	Opção	Valor no Exercício	Interpretação
Compra	<i>Call</i>	$\max(0, S_T - P_E)$	$S_T > P_E$: <i>call</i> exercida e titular recebe $S_T - P_E$ $S_T \leq P_E$: <i>call</i> abandonada e titular nada recebe
Compra	<i>Put</i>	$\max(0, P_E - S_T)$	$S_T \leq P_E$: <i>put</i> exercida e titular recebe $P_E - S_T$ $S_T > P_E$: <i>put</i> abandonada e titular nada recebe
Venda	<i>Call</i>	$\min(0, P_E - S_T)$	$S_T > P_E$: <i>call</i> exercida e lançador paga $S_T - P_E$ $S_T \leq P_E$: <i>call</i> abandonada e lançador nada paga
Venda	<i>Put</i>	$\min(0, S_T - P_E)$	$S_T \leq P_E$: <i>put</i> exercida e lançador paga $P_E - S_T$ $S_T > P_E$: <i>put</i> abandonada e lançador nada paga

Fonte (SILVEIRA, 2001).

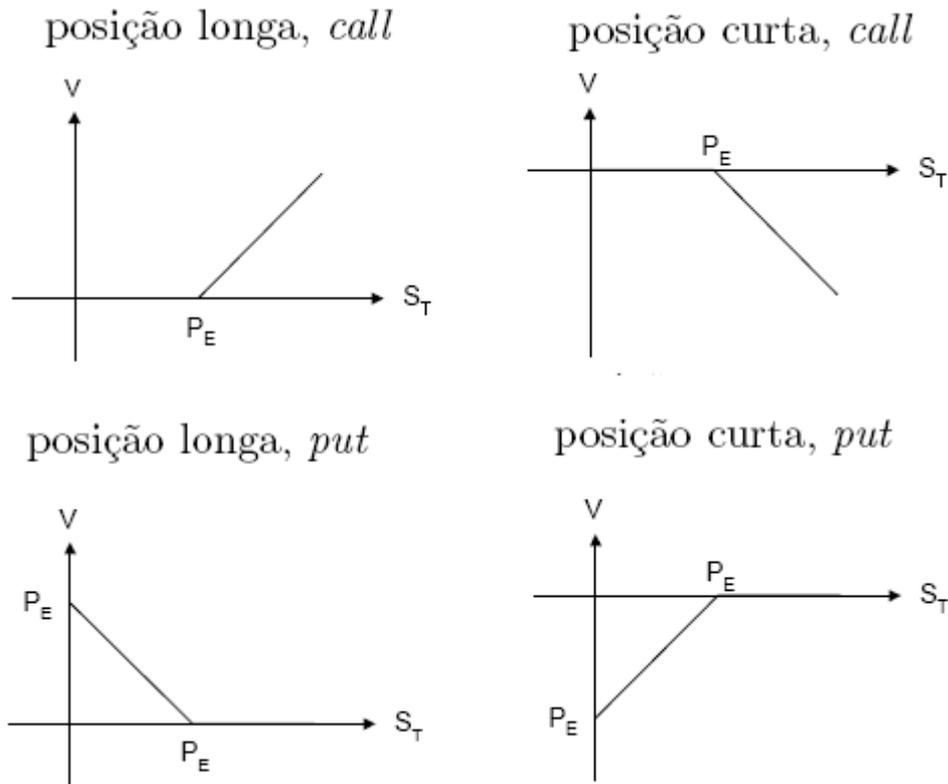


Figura 15 – Ganhos e Perdas segundo os 4 tipos de opções.

Na Figura 15, os eixos horizontais representam a evolução do preço *spot* na data de exercício da Opção e o eixo vertical representa o ganho realizado pelo detentor da Opção. Em posições longas (compras) os agentes detentores podem ganhar de acordo com a evolução do preço *spot* e para isso eles pagam um prêmio para os agentes que vendem as opções (posição curta). Estes, dependendo da evolução do preço *spot*, podem perder. Nos gráficos da Figura 15, não está se levando em consideração o valor do prêmio pago pelas Opções.

Ao analisar as expressões que determinam o valor de uma opção de compra ou de venda, observa-se que os componentes das equações matemáticas são o preço de exercício e o preço *spot*. Além desses fatores, influenciam também no valor final da opção os seguintes elementos: variabilidade do preço *spot*, prazo para vencimento e a taxa de desconto.

- Preço de exercício: quanto maior o preço de exercício, menor o valor da opção de compra. Isto ocorre porque seu valor é $\max(0, S_T - P_E)$, no entanto, o valor de uma opção

de compra nunca será negativo. Por outro lado, quanto maior o preço de exercício, maior o valor da opção de venda, pois seu valor é dado por $\max(0, P_E - S_T)$.

- Preço *spot*: quanto maior o preço *spot*, maior o valor da opção de compra, pois seu valor é dado por $\max(0, S_T - P_E)$. Por outro lado, quanto maior o preço *spot*, menor o valor da opção de venda, pois seu valor é dado por $\max(0, P_E - S_T)$.
- Variabilidade do preço *spot*: quanto maior a variabilidade do preço *spot*, maior o valor da opção (de compra ou de venda).
- Prazo para vencimento: quanto maior o prazo de vencimento, maior o valor da opção (de compra e venda). Por exemplo, uma opção com prazo de 9 meses vale mais do que uma com prazo de 6 meses, uma vez que apresenta 3 meses a mais de flexibilidade. Quanto maior o prazo, maior a flexibilidade.
- Taxa de juros (livre de risco).

Em resumo, a influência dos fatores sobre o valor das opções assume a estrutura mostrada no Quadro 9.

Quadro 9 – Fatores de influência sobre os valores das opções.

Fator de Influência	Opção de Compra	Opção de Venda
Preço de exercício	Negativa	Positiva
Preço <i>spot</i>	Positiva	Negativa
Variabilidade do preço <i>spot</i>	Positiva	Positiva
Data de vencimento	Positiva	Positiva
Taxa de juros	Positiva	Negativa

Fonte (SILVEIRA, 2001).

A avaliação qualitativa de opções analisa o efeito dos fatores de influência sobre o valor de uma opção. No entanto, é necessária a determinação quantitativa do valor de opções, de forma a permitir a tomada de decisão.

O desenvolvimento teórico da teoria de opções tem como marco principal o trabalho de BLACK e SCHOLLES (1973), em que é apresentada uma expressão analítica para avaliação de opções de compra. Estes autores desenvolveram um modelo apropriado para os casos reais, considerando que o preço futuro da ação pode assumir uma certa faixa incerta de valores possíveis. Assim, o valor de uma opção de compra pelo Modelo BLACK-SCHOLLES é dado por:

$$V_{oc} = S_T N(d_1) - P_E e^{-R_f t} N(d_2) \quad (6)$$

Sendo:

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S_T}{P_E}\right) + \left(R_f + \frac{\sigma^2}{2}\right)t}{\sqrt{\sigma^2 t}} \quad (7)$$

$$d_2 = d_1 - \sqrt{\sigma^2 t} \quad (8)$$

Onde:

σ^2 variância anual do preço *spot*

$N(d)$ probabilidade da distribuição normal padrão ser inferior a d

P_E preço de exercício

R_f taxa anual livre de risco

S_T preço *spot*

t tempo, em anos, até a data do vencimento

V_{oc} valor da opção de compra

Analisando-se as expressões (6) a (8) é possível verificar as informações necessárias para a determinação do valor de uma opção de compra: preço de exercício, preço *spot*, prazo de vencimento, taxa livre de risco e variância. O valor da opção de compra (6) é a base para a determinação do prêmio da opção. É possível utilizar o modelo de BLACK-SCHOLES para avaliar outros tipos de opções, não apenas de compra. Para isso, é necessário aplicar tabelas de conversão, que utilizam do princípio da paridade de opções.

Exceto a variância, todos os dados necessários para determinação do valor da opção podem ser coletados de forma direta, pois são os que identificam o tipo da opção. No modelo BLACK-SCHOLES, a variância deve ser aquela a ocorrer entre a data da compra e a data futura de vencimento. Isso implica em prever o futuro, como isso não é possível, recorre-se a dados históricos do comportamento do preço *spot*, com o intuito de realizar boas estimativas com baixos riscos associados.

Segundo VINCENTE (2006), são várias as questões que se colocam perante o conceito de uma opção. Por exemplo, qual é o valor ou o preço justo a atribuir a uma opção? Em que situações é que ocorre arbitragem? A atribuição de preços a derivados, e muito particularmente a opções, é uma das componentes mais relevantes da matemática financeira.

Estudo de caso 3: Aplicação de um Contrato de Opções

Compra de um *call*

- Um comprador de energia elétrica quer se proteger contra (*hedging*) uma alta nos preços. Para tal, ele decide comprar uma opção do tipo *call* de 2.000MWh em ponta para o terceiro trimestre de 2010 ao preço de 70R\$/MWh;
- O preço do prêmio desta opção é de R\$5.000;
- O dia de exercício da opção é 20 de junho de 2010;
- No dia 20 de junho de 2010, o preço *spot* vale 75R\$/MWh, o comprador então exerce a sua opção e tem um ganho final de $2.000 \times (75-70) - 5.000 = \text{R}\5.000 .

Compra de um *put*

- Um vendedor de energia elétrica quer se proteger de baixa nos preços para 2010. Para tal, ele decide comprar uma opção do tipo *put* de 10.000MWh em base para todo o ano de 2010 ao preço de 40R\$/MWh;
- O preço do prêmio desta opção é de R\$150.000;
- O dia de exercício da opção é 2 de janeiro de 2010;
- No dia 2 de janeiro de 2010, o preço *spot* vale 16R\$/MWh, o comprador então exerce a sua opção e tem um ganho final de $10.000 \times (40-16) - 150.000 = \text{R}\90.000 .

6.1.4 SWAPS

Na prática, o *swap* pode ser comparado a uma série de contratos *forward*. Trata-se de um acordo entre duas companhias para trocar fluxos de caixa financeiros durante o período de um contrato, seja ela vantajosa ou não (Chew, 1999).

Swaps de energia são contratos financeiros que permitem aos seus *players* pagar um preço fixo por energia, não importando o preço de flutuação da energia sobre o período de tempo contratado. São estabelecidos tipicamente para uma quantidade fixa de energia a um preço de referência para uma variação do preço *spot* de um gerador ou na posição de um consumidor.

O contrato *swap* de energia é extensamente utilizado para fornecer um pequeno para médio preço seguramente até muitos anos. Podem ser revisados como um grupo de contratos *forward* com múltiplas datas estabelecidas e preços *forward* idênticos para cada acordo.

6.2 CARACTERÍSTICAS DOS DERIVATIVOS

Os instrumentos derivativos desenvolvidos pelo mercado financeiro e recentemente aplicados na eletricidade passaram por transformações para serem utilizados nesse novo ambiente.

Tais contratos podem ser de curto prazo (até seis meses) ou longo prazo, de acordo com os termos especificados. Trata-se de contratos bilaterais ou multilaterais que consideram limitados o número de partes que podem ser parte do mesmo contrato (Bolton e Dewatripont, 2005).

Para a Câmara de comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o contrato bilateral é definido como o documento comercial resultante da negociação entre Agentes, tendo por objetivo estabelecer preços e volumes de energia para as transações de compra e venda, em intervalos temporais determinados, conforme previsto na Convenção de comercialização de Energia Elétrica. Seus montantes são registrados na CCEE pelo agente Vendedor e validados pelo Agente Comprador.

Há uma variedade de ofertas para produtos específicos e combinações dos quatro blocos básicos de formação no mercado livre: o preço *spot*, os contratos futuros, as flexibilidades e os instrumentos financeiros. Essas combinações poderão ser utilizadas para desenvolver portfólios de produtos dos *players* atuantes (Henney e Keers, 2000).

6.2.1 VISÃO DOS COMPRADORES

Segundo MONTADON (2008), sob a ótica dos compradores, algumas especificidades relacionadas ao produto energia elétrica precisam ser observadas ao se elaborar um contrato. Destacam-se características relacionadas ao perfil de carga e cenários de contratação,

principalmente pelo fato de que a maioria dos contratos corresponde a períodos maiores do que um ano, estando sujeitos a essas variáveis resultantes do consumo.

A inclusão de alternativas para o aumento ou redução do montante total contratado, principalmente quando da ocorrência de cargas variáveis e produtos finais que dependem de períodos de consumo, ou seja, a flexibilidade na negociação, são vitais no momento da contratação.

A sazonalização é o processo de alocar, mensalmente, um montante anual de energia. Itens referentes a sazonalização da energia contratada são comuns, uma vez que há contratos de longo prazo com variações de consumo ao longo do ano. Sendo assim, é importante um planejamento antecipado por parte da carga, para que se possa determinar os montantes ideais para cada mês contratado dentro de um ano.

Mensalmente ou anualmente, pode-se determinar uma flexibilidade da energia contratada, funcionando como um contrato de opção dentro do termo de longo prazo, porém, para pequenas variações de consumo, acordados em percentuais mínimos de acréscimo ou redução. Dentro do mesmo conceito, pode-se prever paradas programadas para manutenções, sugerindo a opção embutida no contrato a termo.

Da mesma forma, são estabelecidos percentuais de variação para a modulação, que consiste no cálculo de volumes de energia contratados em montantes horários. Como o preço de liquidação é apresentado por patamares de carga pesado, médio e leve, pode ser acordado um percentual limite de variação entre esses patamares, possibilitando a proteção horária para a variação do consumo.

Quando o limite contratado for ultrapassado, o volume pode ser condicionado a um *hedge* (proteção) com um preço pré-fixado ou a um preço *spot* somado à margem de mercado.

6.2.2 VISÃO DOS VENDEDORES

Sob o ponto de vista do vendedor, em função das variáveis que influenciam o preço *spot* como armazenamento e precipitação, dificilmente ocorrerá o investimento em uma planta de geração para a venda no curto prazo, que pode chegar ao custo mínimo dependendo das variações de energia armazenada.

Desta forma, a assinatura de contratos bilaterais assegurando a venda antecipada dos montantes é necessária para garantir a estabilidade do investimento, estando protegidos pelo mecanismo de realocação de energia (MRE) e montando um portfólio, de forma que as flexibilidades e sazonalizações solicitadas pelos compradores sejam encaixadas em sua produção (Veiga, 1999 APUD Montadon, 2008).

Para o arbitrador, todas as ferramentas de sazonalização, flexibilidade, modulação e *hedge* são exploradas ao máximo. A gestão do portfólio de uma Comercializadora é um fator decisivo para o seu desempenho em face do mercado competitivo. Decisões como o quanto comprar, de qual fornecedor, por qual período e de que forma fazer a aquisição dessa energia é o quebra-cabeça a ser montado pelo agente. Da mesma forma, gerenciar a venda dos contratos, verificar a idoneidade dos clientes, criar a melhor metodologia de vendas e desenvolver os tipos de produtos que compõem as disponibilidades, são desafios inerentes a essa atividade.

7 CONCLUSÃO

Neste trabalho foram apresentadas discussões sobre conceitos e aplicações referentes à livre contratação de energia; com o intuito de detalhar os componentes necessários para participar do mercado, transmitindo uma visão global da comercialização.

O produto eletricidade é um bem de consumo de massa, essencial e estratégico para o desenvolvimento de qualquer setor da economia. Sendo assim, tornar sua comercialização o mais eficiente possível é um desafio que envolve esforços do Governo, Empresas, Investidores e Pesquisadores.

Como mencionado no item 1.2 deste trabalho, a motivação para elaboração deste Projeto de Diplomação foi a busca pelo conhecimento do mercado livre de energia elétrica no Brasil, em especial na atividade de comercialização e na gestão dos riscos. Esse mesmo tipo de atividade foi o tema do Projeto de Dupla-Diplomação do estudante no *Grenoble Institute of Technology*. O mercado livre de energia elétrica é recente no Brasil assim como no mundo inteiro. No entanto, em alguns países, como por exemplo a França, o número de clientes livres é bem superior ao brasileiro, as transações são mais intensas e existem, inclusive, bolsas de valores destinadas exclusivamente à compra e venda de energia elétrica: *Powernext* na França, *IPEX* na Itália, *APX* no Reino Unido, *EEX* na Alemanha. Na Europa, um fenômeno recente é a fusão de bolsas de valores (caso França-Alemanha) com o objetivo de tornar os preços *spot* padrões nestes países. Como a economia está mais aquecida nestes países, os instrumentos de gestão de risco descritos no Capítulo 6 são amplamente utilizados e há perspectivas de que essa tendência chegue ao Brasil.

Começando pelas características dos atores participantes, foram destacados os papéis que cada um desempenha, explicando as suas funções e as necessidades de se complementarem.

Foi apresentada a atividade de comercialização de energia elétrica no país descrevendo as principais atividades exercidas por estes agentes. O componente risco passou a fazer parte das negociações para as categorias de geração e consumo. Foram analisados no trabalho os riscos de geração e transmissão atrelados diretamente ao produto e as principais ferramentas para gerenciá-los.

Para o gerenciamento do risco, foram analisados alguns contratos derivativos oriundos do mercado financeiro. Dentre eles, destaca-se por ser mais utilizado o contrato a termo (*forward*).

Também foram observados os itens como sazonalização e modulação, características específicas dos contratos de energia em função da variação do consumo, cujo gerenciamento e previsão são vitais para o resultado satisfatório do contrato.

Finalizando, a livre contratação efetivou sua estruturação e vem evoluindo de acordo com as diretrizes estabelecidas pelo Governo. A tendência é que cada vez mais a competição pelo preço aumente, provocando o aperfeiçoamento dos contratos bilaterais, das ferramentas de análise e dos profissionais atuantes.

Uma recomendação para os próximos estudos seria num primeiro plano aprimorar as ferramentas de apoio a tomadas de decisões no mercado livre. Num plano mais global, torna-se interessante um estudo aprofundado nas ferramentas de precificação de contratos (programação dinâmica estocástica) e nas ferramentas de gestão de portfólio (*value at risk*, risco de déficit, margem bruta, margem física e custo marginal).

REFERÊNCIAS

- A. Damodaran, “Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset” (2 ed.). Wiley Frontiers. 2002.
- A. Henney e G. Keers, “Managing Total Corporate Electricity/Energy Market Risks”. Kluwer Academic Publishers. 2000.
- A.S. Aguiar, Estratégia de Oferta de Geradoras em Leilões de Contratação de Energia. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2004.
- B. Dalmolin, A Comercialização de Energia no Novo setor Elétrico Brasileiro. Dissertação (Mestrado em Administração). Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2001.
- C. Clastres. “Marchés Financiers de l’Energie”. Notas de Aula. *Institute Nationale Polytechnique de Grenoble*. Grenoble, França.
- D. B. Pires, Gestão de Contratos sob o Ponto de Vista do Consumidor. Projeto de Diplomação (Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2008.
- D. Pilipovic, “Energy Risk – Valuing and Managing Energy Derivatives” (1 ed.). McGraw Hill. 1997.
- E. L. Silva. Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica (1 ed.). Editora Sagra Luzzato. Porto Alegre, 2001.

E. S. Montadon, Comercialização mediante livre contratação no Mercado Brasileiro de energia Elétrica. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos). Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2008

F. Black e M. Scholes, “The Pricing of Options and Corporate Liabilities”, *Journal of Political Economy* 81, 637-659. 1973.

F. D. R. Augusto, Estudo sobre o Efeito do Preço da Energia Elétrica no Processo de Planejamento da Expansão e Operação do Sistema Elétrico Brasileiro. Projeto de Diplomação (Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2008.

F. S. V. Silveira, “Modelo Integrado para Avaliação de Projetos de Investimento no Setor Elétrico”. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2001.

J. C. Hull. Fundamentos dos mercados futuros e de opções (4 ed.). São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros. 2005.

L. A. Barroso, S. Granville, J. Trikenreich, M. V. Pereira, P. Lino, Avaliação de estratégias de redução de risco hidrológico para empresas com portfólios predominantemente hidrelétricos. *XVII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Uberlândia, MG, 2004.

L. Chew, Gerenciando os Riscos de Derivativos: o uso e o abuso da alavancagem. Qualitymark Editora, Rio de Janeiro, 1999.

L. N. Vincente, Matemática Financeira. Notas de Aula. Universidade de Coimbra. Coimbra, Portugal, 2006.

M. M. Gastaldo. Histórico da Regulamentação do Setor Elétrico Brasileiro. 2009.
http://www.osetoelettrico.com.br/ose/assets/2c688ee8/ed.36_fasciculo_capitulo_1_direito_e_m_energia_eletrica.pdf

M. Shahidehpour, H. Yamin e Z. Li, “Market operations in electric power systems” (1 ed.).
John Wiley & Sons, Inc. 2002.

M. Veiga. Análise de risco no mercado de energia elétrica. 1999.

P. Bolton e M. Dewatripont. *Contract Theory*. Massachusetts Institute of Technology.
Cambridge. Mass, 2005.

SITES:

ABRACEEL (2009), <http://www.abraceel.com.br>

ANEEL (2009), <http://www.aneel.gov.br>

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL (BEN, 2008), <http://ben.epe.gov.br>

CCEE (2009), <http://www.ccee.org.br>

COOMEX (2009), <http://www.coomex.com.br>

DELTA ENERGIA (2009), <http://www.deltaenergia.com.br>

EDP (2009), <http://www.energiasdobrasil.com.br>

EPE (2009), <http://www.epe.gov.br>

MME (2009), <http://www.mme.gov.br>

ONS (2009), <http://www.ons.org.br>

TRADENER (2009), <http://www.tradener.com.br>

ANEXO 1 – EXEMPLO DE FUNCIONAMENTO DO MRE

Na Tabela 1, seguem os dados dos geradores e das cargas.

Tabela 1 – Geradores.

Nome	Capacidade (MW)
H ₁	20
H ₂	50
H ₃	30
T ₁	10
T ₂	20

Tabela 2 – Demandas.

Nome	Carga (MW)
D ₁	50
D ₂	30

Supondo que o despacho ótimo realizado pelo ONS seja conforme a Tabela 3.

Tabela 3 – Despacho Ótimo.

Nome	Capacidade (MW)
H ₁	5
H ₂	40
H ₃	25
T ₁	10
T ₂	0

De acordo com essas características, para o custo de energia de R\$10/MWh, o balanço de pagamentos sem o MRE seria:

Tabela 4 – Balanço de Pagamentos sem MRE.

Nome	Geração (MW)	Remuneração (R\$)
H ₁	5	50
H ₂	40	400
H ₃	25	250
Total Hidro		700
T ₁	10	100
T ₂	0	0
Total Térmico		100
Total Geração		800

Tabela 5 – Balanço de Pagamento: Carga.

Nome	Consumo (MW)	Pgto. (R\$)
D ₁	-50	-500
D ₂	-30	-300
Total		-800

Com o MRE, as usinas hidrelétricas podem negociar seus certificados de EA. Assim, mesmo que o ONS venha a despachar uma usina abaixo de sua EA, como aconteceu com H1, ela receberá no mínimo o valor correspondente ao montante da EA. Se o total de energia produzida pelas usinas hidrelétricas for superior a soma das energias asseguradas, o excedente será repartido entre as usinas. Se a produção de energia for inferior aos certificados de energia, o cálculo da EA será refeito para todas as usinas.

Como o MRE é utilizado somente para usinas hidrelétricas, a usina T1 receberá os R\$100,00 de acordo com a Tabela 5. A usina T2, não foi despachada. Agora, a próxima etapa

é alocar os 70 MWh (correspondentes as somas de potências de H1, H2 e H3) restantes entre as usina hidrelétricas.

Tabela 6 – Usinas Hidrelétricas e EA das Usinas.

Nome	Capacidade (MW)	Certificado de EA (MW)
H ₁	20	10
H ₂	50	25
H ₃	30	15
Total	100	50

Cada uma das três usinas receberá o total de suas EAs, pois o total de energia produzida pelas usinas hidrelétricas (70 MWh) é superior ao certificado de EA (50 MWh). A diferença será realocada proporcionalmente a EA de cada uma das usinas H1, H2 e H3. Essa diferença é chamada de energia secundária.

Tabela 7 – Créditos de Geração Hidráulica.

Nome	Certificado de EA (MW)	Cota EA (pu)	Energia Secundária (MW)
H ₁	10	0,2	$0,2 \times 20 = 4$
H ₂	25	0,5	$0,5 \times 20 = 10$
H ₃	15	0,3	$0,3 \times 20 = 6$
Total	50	1	20

A energia secundária que cada uma das usinas receberá é mostrada na Tabela 7. O valor da cota em “pu” é resultado do valor do total de energia secundária dividido pela soma de EA. O valor final da energia secundária de cada usina é dado pelo valor da cota de cada usina multiplicado pela energia secundária total. A Figura 16 apresenta um resumo do

exemplo apresentado. Observa-se que todas as usinas produziram menos energia que sua capacidade máxima, e ao mesmo tempo, produziram mais energia que a EA.

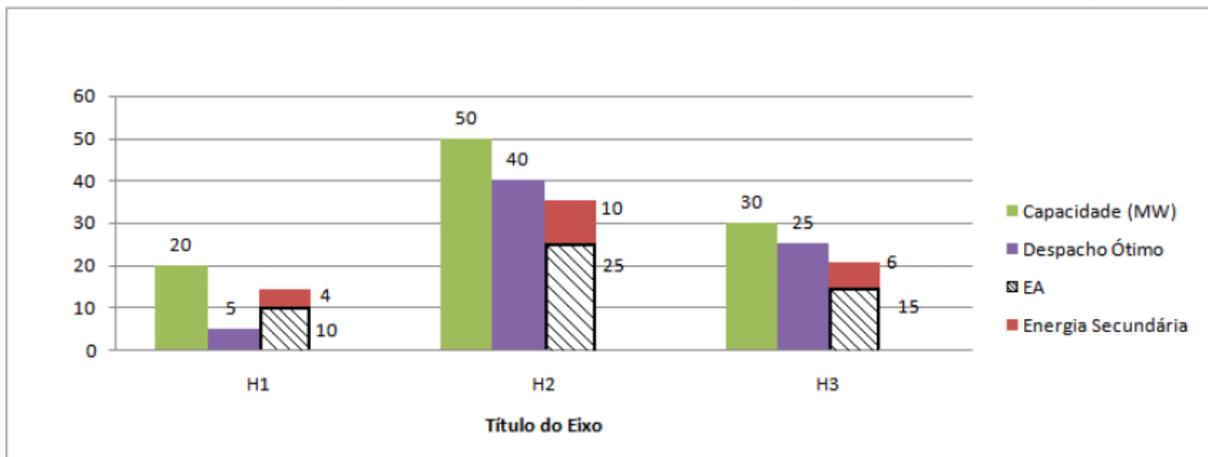


Figura 16 – Resumo do Exemplo do MRE.

Assim, fica demonstrado que as usinas hidrelétricas podem compartilhar eventuais déficits ou sobras de água em seus reservatórios. Essa é uma das grandes vantagens do MRE.

Quando há falta de água em um reservatório, a usina será “coberta” por uma usina que tem mais água armazenada em seu reservatório (usina H1). Quando há excesso de água em seus reservatórios, as usinas hidrelétricas acabam turbinando mais energia do que irão receber do MRE (usinas H2 e H3 do exemplo anterior). Entretanto, quando os reservatórios das usinas estão cheios, o custo da água é praticamente zero, sendo assim, o fato de estarem despachando mais energia e recebendo menos do que o total despachado, essas usinas não apresentaram prejuízos em suas operações.