

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

SILVIO PEDRO ASSMANN JUNIOR

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

**ANÁLISE DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE LONGO
PRAZO NO MERCADO LIVRE**

Porto Alegre

2013

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

**ANÁLISE DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE LONGO
PRAZO NO MERCADO LIVRE DE ENERGIA**

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

2013

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

SILVIO PEDRO ASSMANN JUNIOR

ANÁLISE DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE LONGO PRAZO NO MERCADO LIVRE DE ENERGIA

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, UFSC – Florianópolis, Brasil

Banca Examinadora:

Prof.^a Dr.^a Gladis Bordin , UFRGS

Doutora pela UFSC – Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS

Doutor pela UFRGS – Porto Alegre, Brasil

Eng. Antônio Dreyer, GV ENERGY & ASSOCIADOS

Engenheiro Eletricista pela UFRGS – Porto Alegre, Brasil

Porto Alegre, junho de 2013.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, Silvio Pedro Assmann e Mirna Teresinha Assmann, e aos meus irmãos, Júlio César Kist Assmann e Evelise Betina Assmann, pelo amor e apoio recebidos em todas as etapas de minha vida, possibilitando meu crescimento profissional e pessoal – e por saber que posso contar com os mesmos por toda a minha vida.

AGRADECIMENTOS

À Prof.^a Gladis Bordin, pela orientação, apoio e atenção – fundamentais para a realização do projeto.

Ao Eng. Antônio Dreyer, pela disponibilidade e, principalmente, por ser uma referência profissional e pessoal, próprias de um grande líder.

Ao Eng. Diego Gradashi, pelo aprendizado constante e apoio na realização do projeto.

Ao Eng. Marcelo Maitelli, pela amizade e por me apresentar ao Mercado Livre de Energia.

À empresa GV Energy & Associados e todos os seus colaboradores, por possibilitar um ambiente de excelente convívio e, principalmente, por possibilitar meu crescimento profissional e pessoal.

Ao meu irmão, Júlio César Kist Assmann, pela parceria incondicional para absolutamente qualquer empreitada que venhamos a realizar e, principalmente, por sempre me apoiar em qualquer momento da vida.

Aos meus fiéis amigos, por todos os momentos de descontração e por sempre estarem ao meu lado. Um homem sem amigos não é ninguém.

Ao amor da minha vida, Thartieri Assmann. Esta definição resume tudo.

RESUMO

No presente Projeto de Diplomação, desenvolvem-se os conceitos referentes ao Mercado Livre de Energia, apresentando a estruturação institucional e mercadológica do Setor Elétrico Brasileiro, a operação do Sistema Interligado Nacional e seus efeitos na variação do preço da energia elétrica no mercado de curto prazo. A volatilidade apresentada no preço da energia no mercado de curto prazo é o fator motivador para a contratação de energia de longo prazo, cuja análise é o objetivo central do trabalho, através de um estudo de caso com dados reais.

Palavras-chave: Mercado Livre. Energia Elétrica. Contratação de Energia.

ABSTRACT

This Graduation Project develops concepts for the Free Market Energy, presenting the institutional structure and the market share of the Brazilian Electric Sector, the operation of the National Interconnected System, and its effects on the variation in the price of electricity in the short-term market. The volatility in energy prices presented in short-term market is the motivating factor for long-term energy contracting, whose analysis is the central objective of the work through a case study with real data.

Keywords: Free Market. Electrical Energy. Energy Contracting.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	11
1.1	Apresentação do Problema	11
1.2	Objetivo	12
1.3	Metodologia	12
1.4	Estrutura do Projeto de Diplomação	12
2.	ESTRUTURA DO MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	14
2.1	Histórico do Setor	14
2.2	Estrutura Institucional.....	15
2.3	Agentes Setoriais.....	18
2.4	Estrutura do Mercado.....	19
2.4.1	Ambiente de Contratação Regulada	19
2.4.2	Ambiente de Contratação Livre.....	20
2.5	Tipos de Consumidor	21
2.6	Tipos de Energia	23
3.	SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL E PRECIFICAÇÃO DA ENERGIA NO MERCADO LIVRE	24
3.1	Matriz Energética	24
3.2	Integração Eletroenergética.....	25
3.3	Rateio das Perdas da Rede Básica	28
3.4	Visão Geral Sobre a Operação Hidrotérmica.....	29
3.5	Custo Marginal de Operação e Preço de Liquidação das Diferenças.....	32
4.	CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NO MERCADO LIVRE.....	37
4.1	Registro e Validação do Montante de Energia Contratada.....	37
4.2	Principais Procedimentos da CCEE	39
4.3	Apuração do Lastro de Energia	40
4.4	Flexibilidades Contratuais	41
4.5	Modalidades para Contratação de Energia	44
4.6	Contratos do PROINFA.....	45
5.	ESTUDO DE CASO	47
5.1	Caracterização do Consumidor.....	48
5.2	Definição do Volume de Energia a Ser Contratada	48
5.3	Definição das Flexibilidades Contratuais.....	50
5.4	Cotações de Mercado.....	51
5.5	Resultado Financeiro Comparativo	53
6.	CONCLUSÕES.....	57
	REFERÊNCIAS	58

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro.....	14
Figura 2 - Estruturação das Instituições	16
Figura 3 - Histórico do Consumo do ACR e do ACL.....	21
Figura 4 - Evolução do Número de Consumidores no ACL	22
Figura 5 - Participação por Fonte na Geração do SIN em Abril/13	24
Figura 6 - Histórico: Participação por Fonte na Geração do SIN	25
Figura 7 - Integração Eletroenergética do SIN.....	26
Figura 8 - Exemplo: Intercâmbio Energético do SIN.....	27
Figura 9 - Exemplo: Rateio das Perdas da Rede Básica.....	28
Figura 10 - Tomada de Decisão e Consequências Futuras.....	29
Figura 11 - Custo Imediato e Custo Futuro	31
Figura 12 - Custo Total.....	31
Figura 13 - ENA versus PLD	33
Figura 14 - Histórico do PLD Médio	34
Figura 15 - PLD Médio Consolidado de 2007 a 2012.....	34
Figura 16 - Histórico dos Spreads Realizados no Mercado Spot	35
Figura 17 - Histórico do PLD e Spread Médio.....	35
Figura 18 - Mercado de Curto Prazo	38
Figura 19 - Apuração CCEE: Média de Lastro Móvel.....	40
Figura 20 - Média de Lastro Móvel.....	41
Figura 21 - Flexibilidade Mensal.....	42
Figura 22 - Sazonalização.....	43
Figura 23 - Modulação	43
Figura 24 - Patamares de Carga.....	44
Figura 25 - Fluxograma: Contratação de Longo Prazo	47
Figura 26 - Consumo de Energia Verificado.....	49
Figura 27 - Flexibilidades Contratuais: Consumo de 2009	50
Figura 28 - Flexibilidades Contratuais: Consumo de 2010	50
Figura 29 - Mercado <i>Spot</i> versus Preço do Contrato.....	54
Figura 30 - Resultado Financeiro Comparativo	55

LISTA DE ABREVIATURAS

UFRGS: Universidade Federal do Rio Grande do Sul

ACR: Ambiente de Contratação Regulada

ACL: Ambiente de Contratação Livre

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

ONS: Operador Nacional do Sistema

CMO: Custo Marginal de Operação

CMSE: Comitê de Monitoramento do Setor Energético

CNPE: Conselho Nacional de Política Energética

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

MME: Ministério de Minas e Energia

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PLD: Preço de Liquidação das Diferenças

SIN: Sistema Interligado Nacional

SEB: Setor Elétrico Brasileiro

SIN: Sistema Interligado Nacional

ENA: Energia Natural Afluente

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

SCDE: Sistema de Coleta de Dados de Energia

SCL: Sistema de Contabilização e Liquidação

CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

CCEAL: Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre

RFQ: *Request For Quotation*

1. INTRODUÇÃO

No presente capítulo, faz-se uma apresentação do problema sob análise, onde aborda-se o tema central do trabalho, seu objetivo e a estruturação do mesmo.

1.1 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA

A matriz energética do Brasil é composta por, aproximadamente, 80% de energia proveniente de usinas hidrelétricas, fazendo com que, a oferta de energia tenha uma forte ligação com os índices pluviométricos, principalmente do Sudeste, onde é produzida a maior parte da energia do Sistema Interligado Nacional (SIN). Em períodos de escassez de chuva, inserem-se na base energética usinas térmicas adicionais, que, devido aos seus insumos, possuem um custo de geração superior ao de uma usina hidrelétrica, fazendo com que os índices que balizam o valor da energia no mercado livre aumentem de forma considerável.

Se o consumidor que está no mercado livre de energia não possui a totalidade de seu consumo de energia contratado, o mesmo deve o fazer através de compras no mercado de curto prazo (*spot*), comprando a energia para suprir a totalidade do consumo do mês em questão, balizado pelos índices anteriormente referidos. Devido a tal volatilidade nos preços da energia no mercado *spot*, em função do fator citado, muitos consumidores optam pela compra de energia através de contratos de fornecimento de Longo Prazo, onde compra-se a energia de forma *ex-ante*. Desta forma, paga-se um preço fixo pela energia consumida no mês, independente dos índices variáveis do mercado livre.

Com base no exposto, este trabalho analisa o processo da contratação de energia de longo prazo de um consumidor livre, a fim de evitar sua exposição à volatilidade do mercado *spot*, e apresenta um Estudo de Caso, com todas as etapas do processo de contratação.

1.2 OBJETIVO

O objetivo do trabalho é analisar uma contratação de energia de Longo Prazo no Mercado Livre de Energia Brasileiro, considerando todas as peculiaridades que permeiam tal questão, visando elaborar um material didático para iniciantes no tema contratação de energia

elétrica. Ainda, objetiva elaborar um Estudo de Caso, mostrando todas as etapas do processo de contratação de energia de longo prazo.

1.3 METODOLOGIA

Este estudo foi desenvolvido através do método da pesquisa qualitativa documental e estudo de caso.

A Pesquisa Qualitativa envolve a obtenção de dados descritivos sobre as pessoas, lugares e processos interativos pelo contato direto do pesquisador com a situação estudada, procurando compreender os fenômenos segundo a perspectiva dos sujeitos, ou seja, dos participantes da situação em estudo. Ainda, na abordagem qualitativa o pesquisador deve aprender a usar sua própria pessoa como instrumento mais confiável de observação, seleção, análise e interpretação dos dados [1].

Na pesquisa documental, os documentos constituem uma fonte não reativa, as informações neles contidas permanecem as mesmas após longos períodos de tempo. Podem ser consideradas uma fonte natural de informações à medida que, por terem origem em um determinado contexto histórico, econômico e social, retratam e forneçam dados sobre esse contexto. Também é apropriada para estudar longos períodos de tempo, buscando identificar uma ou mais tendências no comportamento de um fenômeno [1].

No estudo de caso o pesquisador geralmente utiliza uma variedade de dados coletados em diferentes momentos, por meio de variadas fontes de informação. Tem como técnicas fundamentais de pesquisa a observação e a entrevista. Produz relatórios que apresentam um estilo mais informal, narrativo, ilustrado com situações, exemplos e descrições fornecidas pelos sujeitos, podendo utilizar qualquer material que o auxilie na transmissão do caso [1].

1.4 ESTRUTURA DO PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

O presente Projeto de Diplomação está dividido em seis capítulos, incluindo este introdutório. O Capítulo 2 conceitua os termos em uso no mercado de energia elétrica, e descreve sua estruturação. No Capítulo 3, denominado Sistema Interligado Nacional, continua-se a conceitualização necessária para o entendimento do problema. No Capítulo 4, abordam-se os pontos necessários para uma contratação de energia no mercado livre, tanto no

Curto Prazo, quanto no Longo Prazo, dando ênfase ao segundo. O Capítulo 5 descreve-se o Estudo de Caso, onde analisa-se uma contratação de energia de longo prazo, com dados reais. Com base no estudo realizado ao longo do Projeto de Diplomação, o Capítulo 6 apresenta as conclusões do trabalho.

2. ESTRUTURA DO MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA

Este capítulo resume a estrutura atual do setor elétrico brasileiro, para melhor entendimento e análise do problema em questão. Inicialmente, abordam-se as mudanças ocorridas no setor elétrico brasileiro, através de uma breve análise histórica e institucional, e em seguida, analisa-se a estrutura de mercado do setor.

2.1 HISTÓRICO DO SETOR

Criado após a crise energética ocorrida no início dos anos 2000, o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro veio para substituir o modelo até então vigente, quando, em 1998, através do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), definiu-se o esboço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no Setor Elétrico Brasileiro [2].

A Figura 1 resume as mudanças ocorridas no Setor Elétrico Brasileiro.

Figura 1 – Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro.

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 (2012).

O novo modelo do setor elétrico visa três objetivos principais: garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, promover a modicidade tarifária e promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização de atendimento [2].

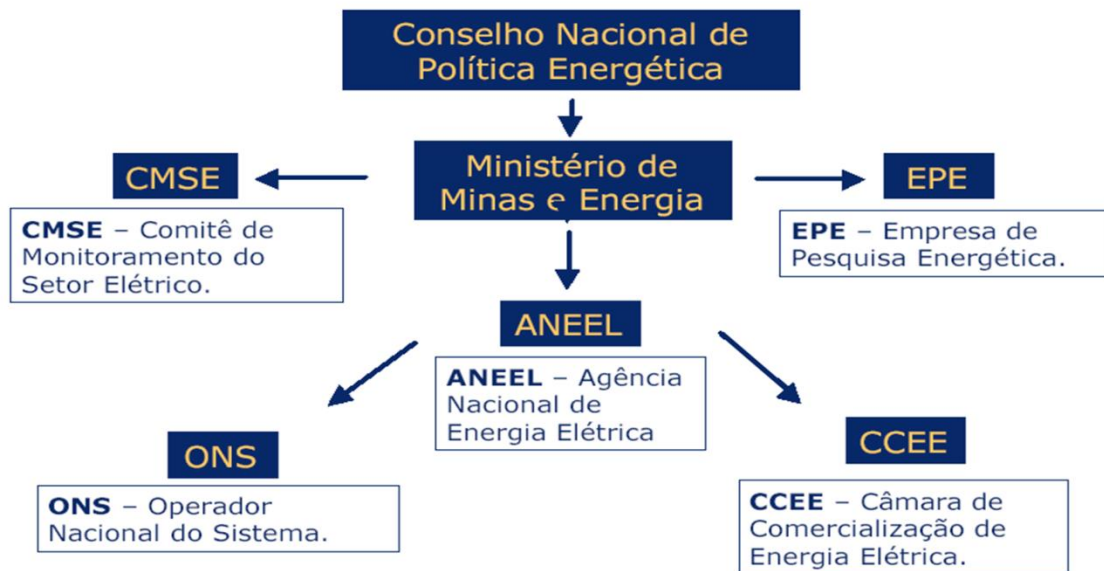
2.2 ESTRUTURA INSTITUCIONAL

Durante os anos de 2003 e 2004, o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, 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. Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação de uma entidade 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 relativa à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE) [3].

Outras alterações importantes incluem a definição do exercício do Poder Concedente ao Ministério de Minas e Energia (MME) e a ampliação da autonomia do Operador Nacional do Sistema (ONS). Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercializadores, Importadores e Exportadores de energia e Consumidores Livres [3].

A Figura 2 apresenta a estruturação institucional do Setor Elétrico Brasileiro.

Figura 2 – Estruturação das Instituições.



Fonte: ANEEL (2012).

As instituições atuantes no setor são assim caracterizadas [4]:

- **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 técnicoeconômica e sócioambiental 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 (Mercado Atacadista de Energia) 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

2.3 AGENTES SETORIAIS

Os Agentes setoriais são divididos nas seguintes categorias, de acordo com [4]:

- a) Agentes Geradores: Operam plantas de geração e prestam serviços ancilares;
- b) Agentes de Transmissão: Agentes detentores de concessão para transmissão de energia elétrica com instalações na rede básica;
- c) Agentes de Distribuição: Operam um sistema de distribuição na sua área de concessão participando do Sistema Interligado e sendo usuários da Rede Básica;
- d) Consumidores Livres: Possuem a opção de escolher seu fornecedor de energia elétrica conforme definido em resolução da ANEEL;

- e) Agentes Comercializadores: Agente de comercialização de energia, autorizados pela ANEEL;
- f) Agentes Importadores: Titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão associados à importação de energia elétrica;
- g) Agentes Exportadores: Titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão associados à exportação de energia elétrica e
- h) Agente Comercializador da Energia de Itaipu: Agente de comercialização de energia de Itaipu no Brasil, com coordenação da Eletrobrás.

2.4 ESTRUTURA DO MERCADO

O mercado do Sistema Elétrico Brasileiro está dividido, em dois grandes grupos: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR, os fornecedores (Geradores, Produtores Independentes de Energia e Comercializadores) vendem energia para as Distribuidoras de Energia, que por sua vez, atendem os consumidores do mercado cativo. Já no ACL, os fornecedores vendem energia diretamente para os consumidores.

2.4.1 Ambiente de Contratação Regulada

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, define o Ambiente de Contratação Regulada como [5]:

Art. 1º - O segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

A compra de energia nesse ambiente é realizada apenas pelas distribuidoras, que compram pacotes de energia em leilões, a preços definidos, dos agentes vendedores (Comercializadores, PIE e Geradores). Essa contratação se realiza com contratos bilaterais entre as partes, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, segundo o artigo 27 do mesmo decreto.

Art. 27. Os vencedores dos leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração novos ou existentes deverão formalizar contrato bilateral denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, celebrado entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores.

O consumidor que adquire energia proveniente desse ambiente de contratação, ou seja, das distribuidoras onde encontra-se localizado. São considerados Consumidores Cativos e as distribuidoras são obrigadas a atender 100% destes consumidores. Por sua vez, eles pagam pela energia repassada pela distribuidora através de faturas de energia com tarifas estipuladas pela ANEEL, reajustadas anualmente e revisadas a cada 3, 4 ou 5 anos. O valor das tarifas é o resultado de um mix de contratos de longo prazo, com contratação de 103% da carga e repasse de riscos de diferenças de preços entre submercados, também, é proveniente do adicional de geração de térmicas quando despachadas e ainda do efeito da variação cambial nas tarifas de Itaipu. O sinal de preço, nesse ambiente, é amortecido pelo mix tarifário e defasado em até um ano, para a data do reajuste ou revisão tarifária subsequente, quando é realizado um encontro de contas entre consumidores e distribuidoras [5].

2.4.2 Ambiente de Contratação Livre

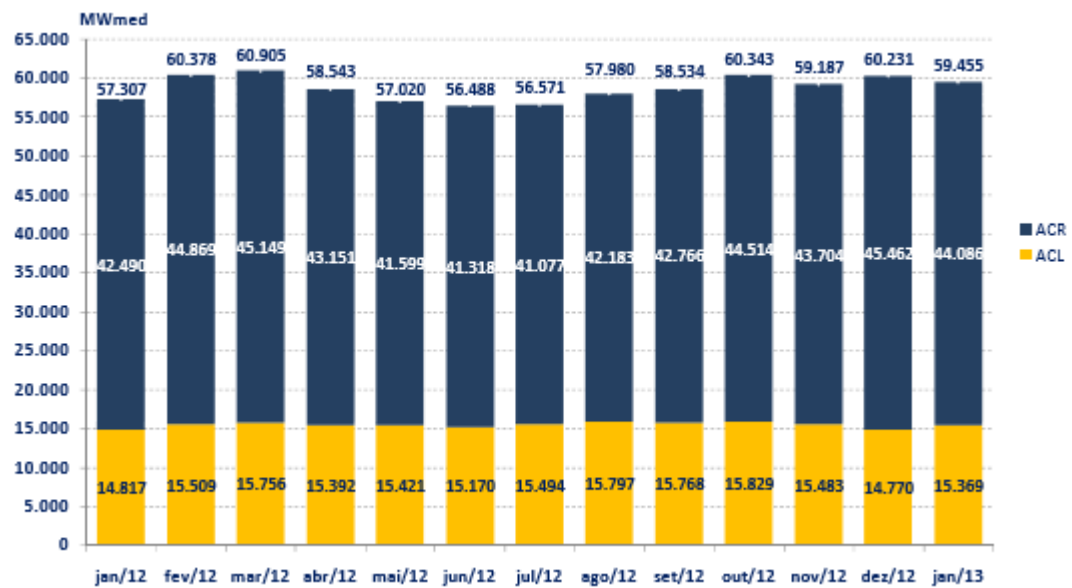
O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, define o Ambiente de Contratação Livre como [5]:

Art. 1º - Ambiente de Contratação Livre - ACL o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

O mercado em que ocorre esse tipo de operação é definido como Mercado Livre e os consumidores que participam desse mercado são os consumidores livres. A seguir são caracterizados os tipos de consumidor, incluindo o consumidor livre.

A Figura 3 apresenta um histórico do consumo do ACR e do ACL no período de janeiro de 2012 a janeiro de 2013.

Figura 3 – Histórico do consumo do ACR e do ACL.



Fonte: CCEE (2013).

A Figura 3 mostra que aproximadamente 25% da energia elétrica consumida no Brasil está no ACL.

2.5 TIPOS DE CONSUMIDOR

Os consumidores do Setor Elétrico Brasileiro são classificados conforme segue [6].

- **Consumidor Livre**

São os consumidores que podem escolher o fornecedor, com o qual contratará sua energia elétrica. Esses consumidores podem comprar energia de qualquer fornecedor autorizado a comercializar energia no Mercado Livre. O Consumidor Livre pode comprar energia independente da fonte que a provém, seja ela Convencional ou Incentivada [6].

O Consumidor livre atende as seguintes condições:

1º - Consumidor com instalação anterior ao período da publicação da lei (1995) que possua demanda contratada igual ou superior a 3.000 kW e ser atendido em tensão superior a 69 kV.

2º - Consumidor com instalação posterior (consumidor novo) a publicação da Lei (1995) que possua demanda contratada igual ou superior a 3.000 kW e ser atendido em qualquer tensão.

- **Consumidor Especial**

O Consumidor é qualificado como especial quando a demanda contratada é superior a 500 kW e inferior a 3 MW.

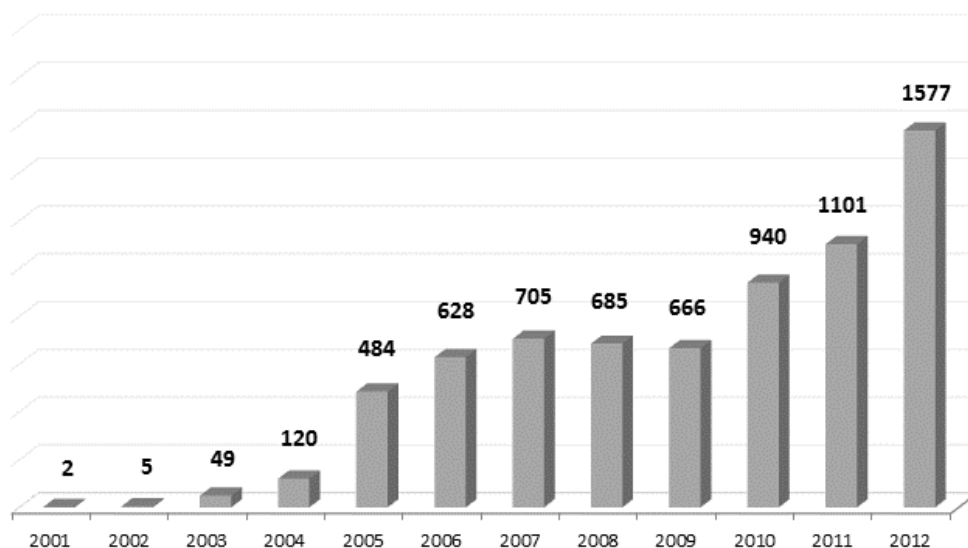
O Consumidor Especial possui características semelhantes ao consumidor livre, a diferença está no tipo de fonte que gera a energia que o consumidor especial poder contratar, sendo esta somente de fonte incentivada [6].

- **Consumidor Cativo**

São os consumidores do ACR, onde compram energia, obrigatoriamente, da concessionária na qual estão conectados. Para tal consumidor, a distribuidora é o fornecedor compulsório, com tarifa regulada e isonômica para uma mesma classe [6].

A Figura 4 mostra a evolução histórica do número de consumidores no mercado livre, sendo estes consumidores livres e especiais.

Figura 4 – Evolução do número de consumidores no mercado livre.



Fonte: CCEE (2013).

A Figura 4 mostra a evolução do número de consumidores no ACL, onde chegou-se a 1577 consumidores no final de 2012.

2.6 TIPOS DE ENERGIA

Conforme visto anteriormente, um Consumidor Livre pode contratar tanto Energia Convencional, quanto Energia Incentivada, enquanto que o Consumidor Especial pode contratar somente Energia Incentivada [6].

- **Energia Convencional**

É a energia proveniente de grandes usinas hidrelétricas (potência instalada superior a 30 MW), possuindo um custo menor que a Energia Incentivada [6].

- **Energia Incentivada**

São consideradas fontes incentivadas: Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs, que são usinas hidrelétricas que possuem potência instalada inferior a 30 MW), Energia Eólica, Biomassa e Energia Solar. Tais fontes causam menor impacto ambiental, mas possuem um custo mais elevado em relação à Energia Convencional [6].

CONSIDERAÇÕES

Este capítulo apresentou a estruturação institucional do SEB, as funções e a hierarquia dos principais órgãos atuantes, e a divisão mercadológica, segmentado entre ACR e ACL. Conceitos básicos do mercado brasileiro de energia foram definidos, visando a análise do problema em questão, como apresentado no Capítulo 5.

3. SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL E PRECIFICAÇÃO DA ENERGIA NO MERCADO LIVRE

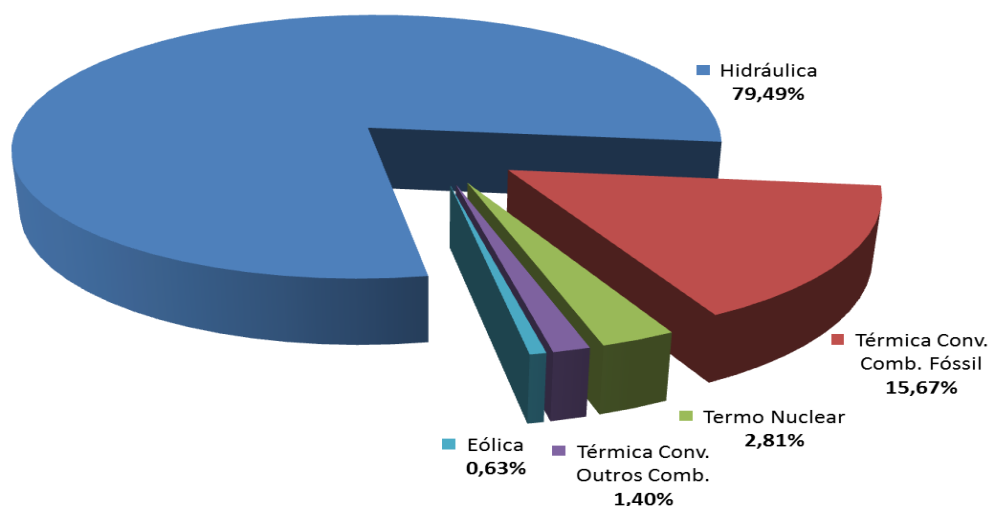
O presente capítulo aborda a formação da matriz energética do Sistema Interligado Nacional (SIN) e sua estruturação física, buscando compreender sua operação e seus efeitos nas variações do preço da energia no ACL. Esta variação no preço é o principal aspecto que motiva uma contratação de energia de longo prazo.

3.1 MATRIZ ENERGÉTICA

O Brasil possui a matriz energética mais renovável do mundo industrializado com 45,3% de sua produção proveniente de PCHs, biomassa e etanol, além das energias eólica e solar. As usinas hidrelétricas são responsáveis pela geração de aproximadamente 80% da eletricidade do país. Vale lembrar que a matriz energética mundial é composta por 13% de fontes renováveis no caso de países industrializados, caindo para 6% entre as nações em desenvolvimento [7].

A Figura 5 apresenta a formação da matriz energética brasileira para o mês de março de 2013.

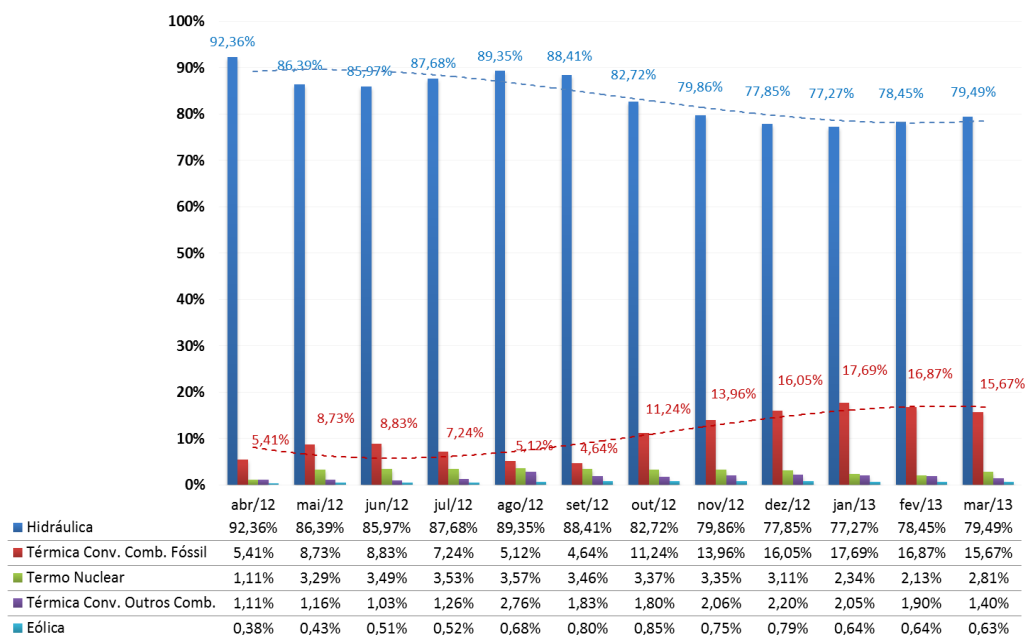
Figura 5 – Participação por Fonte no Total da Geração do SIN em março/2013.



Fonte: GV Energy (2013).

Na Figura 6 observa-se o gráfico com os percentuais históricos por fonte de geração, realizados nos últimos meses.

Figura 6 – Histórico dos últimos meses na Participação por tipo de fonte no total da geração do SIN em março/2013.



Fonte: GV Energy (2013).

Visualiza-se na Figura 6 a predominância da participação das fontes de geração hidráulicas na matriz energética do SIN, e que quanto menor a participação das fontes hídricas, diretamente relacionadas aos índices pluviométricos, maior a participação das fontes térmicas. Na sequência, analisam-se as consequências operacionais e financeiras da operação hidrotérmica, realizada pelo ONS.

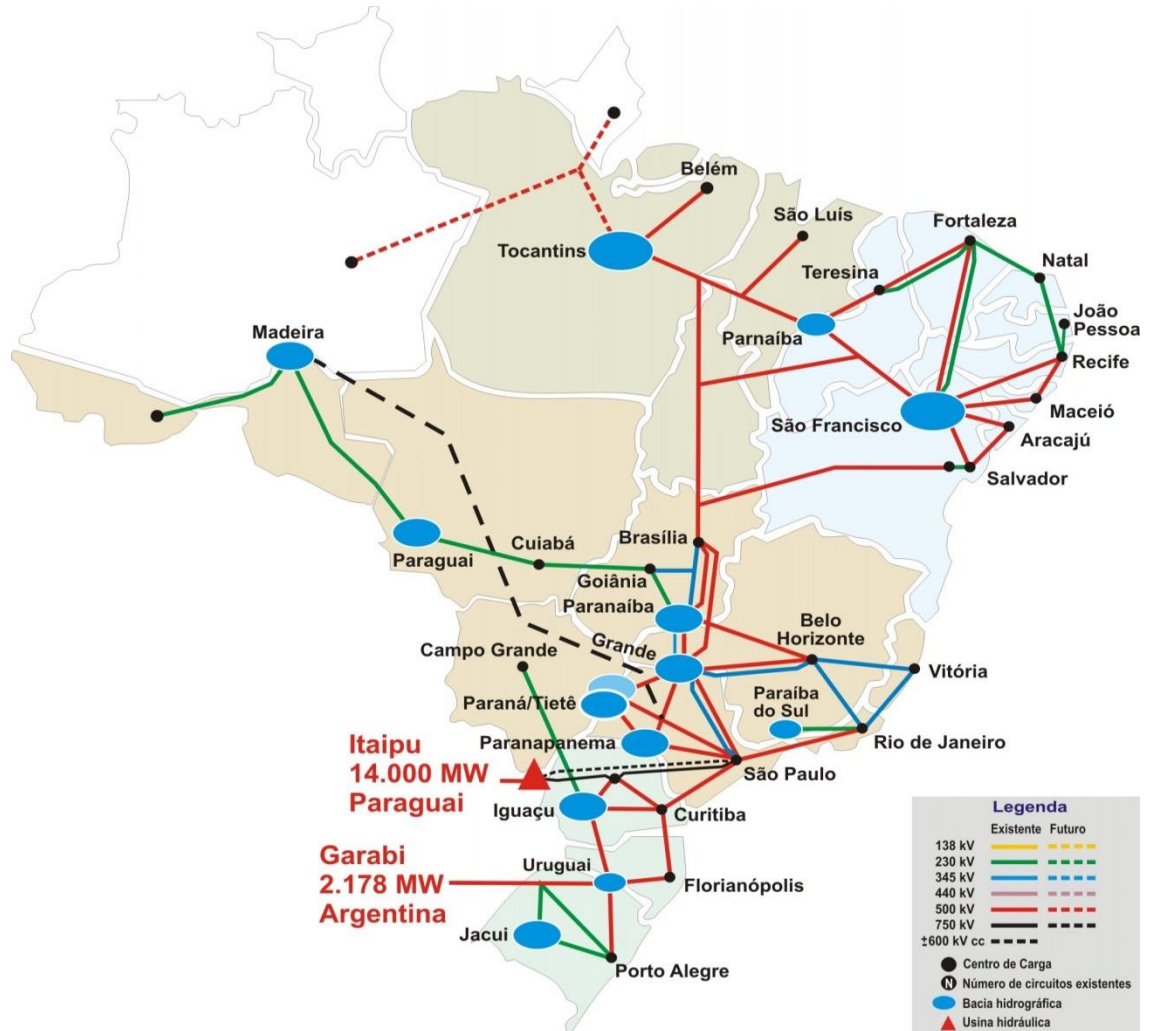
3.2 INTEGRAÇÃO ELETROENERGÉTICA

De acordo com a ANEEL, como as usinas hidrelétricas são construídas em locais onde melhor se podem aproveitar as aflúências e os desníveis dos rios, geralmente situados em locais distantes dos centros consumidores, foi necessário desenvolver no País um extenso sistema de transmissão. Essa distância geográfica, associada à grande extensão territorial e as variações climáticas e hidrológicas do País, tendem a ocasionar excedente ou escassez de

produção hidrelétrica em determinadas regiões e períodos do ano. A interligação viabiliza a troca de energia entre regiões, permitindo, assim, obterem-se os benefícios da diversidade de regime dos rios das diferentes bacias hidrográficas brasileira [8].

Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas. O SIN é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica. A Figura 7 contempla a integração eletroenergética do SIN [8].

Figura 7 – Integração Eletroenergética do SIN.

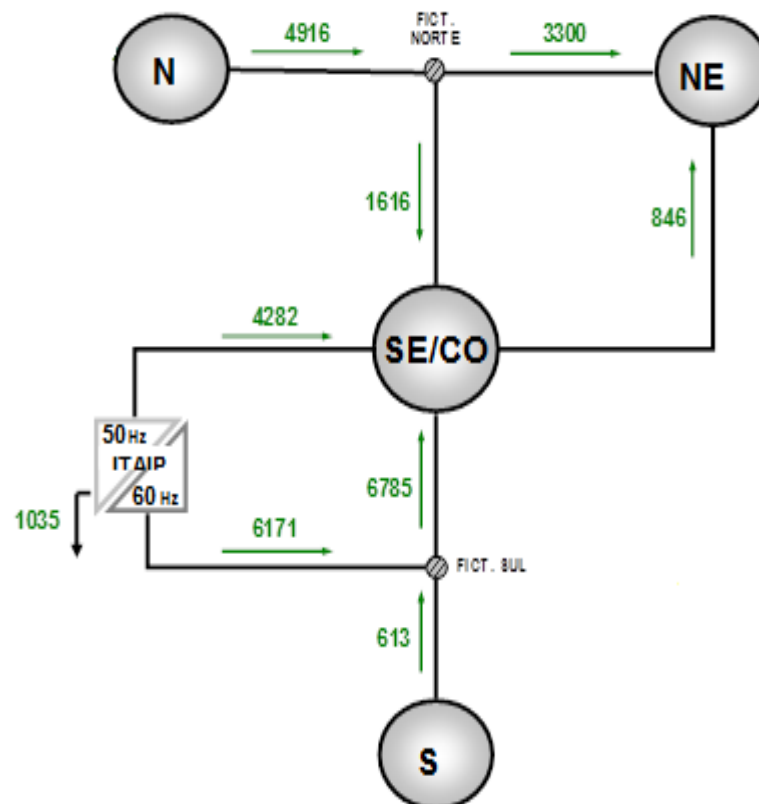


Fonte: ONS (2013).

Desde meados da década de 70, o sistema eletroenergético brasileiro é operado de forma coordenada, no intuito de se obterem ganhos sinérgicos a partir da interação entre os agentes. A operação coordenada busca minimizar os custos globais de produção de energia elétrica, contemplar restrições intra e extra-setoriais e aumentar a confiabilidade do atendimento [8].

A utilização dos recursos de geração e transmissão dos sistemas interligados permite reduzir os custos operativos, minimizar a produção térmica e reduzir o consumo de combustíveis, sempre que houver superávits hidrelétricos em outros pontos do sistema. Em períodos de condições hidrológicas desfavoráveis, as usinas térmicas contribuem para o atendimento ao mercado como um todo, e não apenas aos consumidores de sua empresa proprietária. Assim, a participação complementar das usinas térmicas no atendimento ao mercado consumidor também exige interconexão e integração entre os agentes [8].

Figura 8 – Exemplo: Intercâmbio Energético do SIN para uma Semana.



Fonte: ONS (2013).

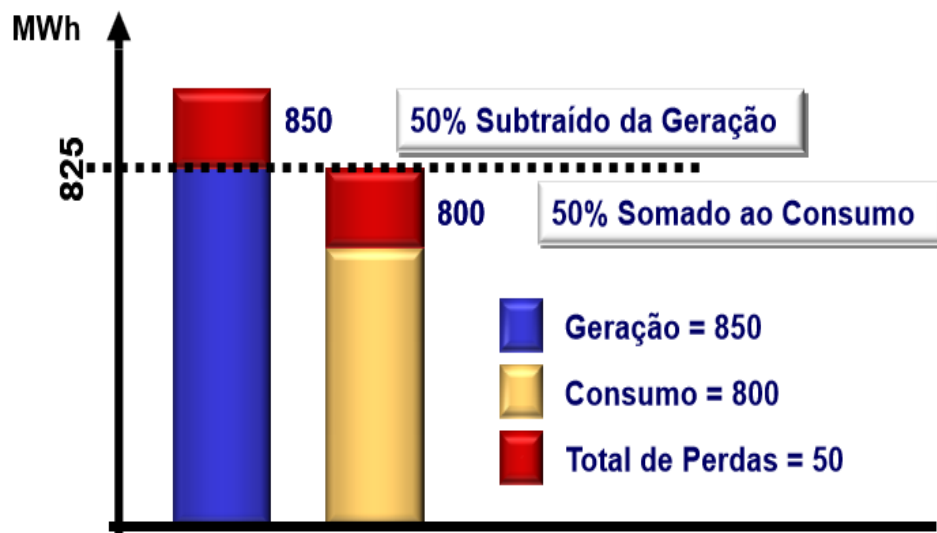
A Figura 8 ilustra o intercâmbio energético, coordenado pelo ONS, para uma semana operativa. Os valores informados são em MW-m, unidade que é definida no Estudo de Caso.

Observa-se os sentidos e os valores totais do intercâmbio energético ocorrido entre os submercados do SIN.

3.3 RATEIO DAS PERDAS DA REDE BÁSICA

Na rede básica, que compreende as instalações de transmissão em tensão igual ou superior a 230 kV, as perdas são alocadas igualmente entre carga e geração, ou seja, 50% do total de perdas são de responsabilidade do segmento de geração e os outros 50% são de responsabilidade dos consumidores. A Figura 9 exemplifica o rateio das perdas [6].

Figura 9 – Exemplo de rateio das perdas.



Fonte: CCEE (2013).

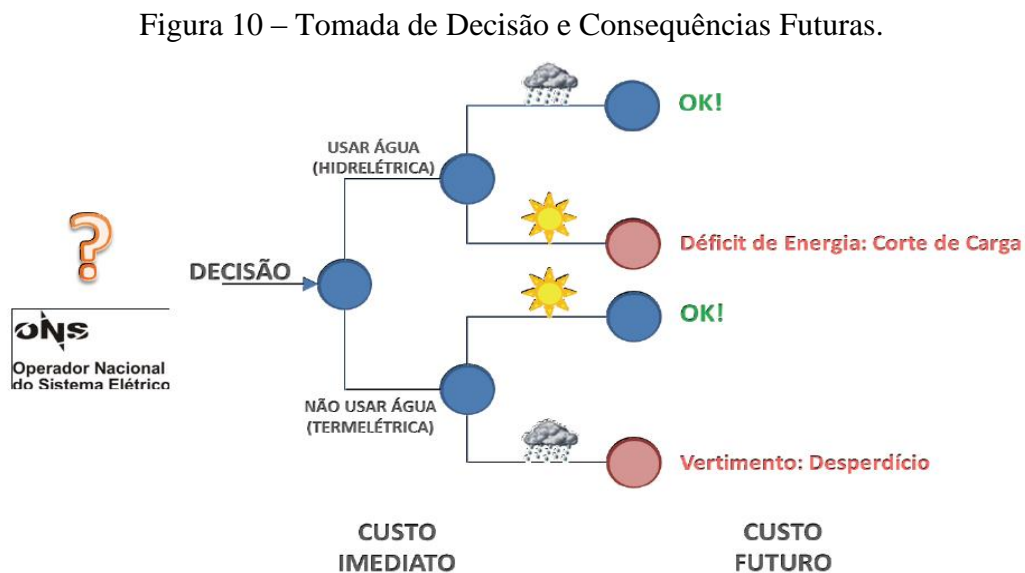
Através do rateio das perdas, garante-se que a geração efetiva total do sistema coincida com a sua carga efetiva total do sistema. O ponto virtual onde as perdas entre os geradores e consumidores se igualam é denominado centro de gravidade, e corresponde ao ponto de cada submercado, no qual são consideradas todas as vendas e compras de energia na CCEE [6].

Para determinação das perdas, é contabilizada toda a energia gerada efetivamente e o consumo efetivo na rede básica. Em seguida, esses valores são subtraídos, sendo assim determinadas as perdas totais desse segmento. Na sequência, são determinados os fatores de perdas para geração e consumo, onde metade da energia perdida na rede básica é adicionada à carga e a outra metade é subtraída da geração.

3.4 VISÃO GERAL SOBRE A OPERAÇÃO HIDROTÉRMICA

Os sistemas hidrotérmicos são acoplados no tempo, de modo que o despacho do sistema deve ser determinado considerando as consequências futuras de cada decisão, ou seja, deve-se quantificar e internalizar ao modelo de despacho o impacto de cada decisão sobre os custos futuros de combustíveis e eventuais déficits [9].

Existe uma relação entre a decisão tomada em um estágio qualquer e sua consequência futura. Se no presente utilizarmos muita água dos reservatórios e futuramente um baixo regime pluviométrico vier a acontecer, provavelmente será necessária a utilização de geração térmica para o atendimento da demanda e ainda com risco elevado de não atendimento da demanda de energia. Caso contrário, se mantivermos o nível dos reservatórios elevados, usando geração térmica preventiva, e ocorrerem altos índices pluviométricos, haverá vertimento de energia no sistema. Tanto uma situação, quanto a outra, explicita a consequência do acoplamento temporal na operação do sistema. A Figura 10 ilustra como funciona este processo de decisão [9].



Fonte: ONS (2013).

Existe a presença de custos indiretos relacionados com os benefícios de geração hidrelétrica, uma vez que as usinas hidrelétricas têm um valor indireto, associado à oportunidade de economizar combustível através do deslocamento de uma térmica hoje ou no

futuro. Com isso tem-se que as variáveis do problema são não-separáveis no tempo, o planejamento da operação de um sistema hidrotérmico deve considerar uma grande quantidade de atividades relacionadas com o uso múltiplo da água nos reservatórios (navegação, controle de cheias, irrigação, saneamento, abastecimento de água), em conjunção com o despacho de geração e otimização multi-período dos reservatórios [9].

Sob o ponto de vista energético, operar um sistema hidrotérmico com predominância de usinas hidrelétricas significa decidir, ao início de cada estágio, o volume a ser turbinado ao longo do estágio. A decisão de quantificar o turbinamento de cada usina é tomada pela conjunção de dois modelos matemáticos: um que representa o comportamento do sistema físico, e outro que representa o processo natural das aflúências fluviais ao sistema [9].

A característica mais evidente de um sistema composto por usinas hidrelétricas e termelétricas é a possibilidade de utilização de energia “grátis”, armazenada nos reservatórios, para atender à demanda, evitando desta maneira gastos de combustível com as unidades térmicas. Entretanto, a disponibilidade de energia hidrelétrica está limitada pela capacidade de armazenamento nos reservatórios. Isto introduz uma dependência entre a decisão operativa de hoje e os custos operativos no futuro [9].

No caso de depleção das reservas de energia hidrelétrica, com o objetivo de minimizar os custos térmicos, caso ocorra uma severa seca no futuro, poderá haver um racionamento. No caso da preservação das reservas de energia hidrelétrica com a utilização mais intensa de geração térmica, e as aflúências futuras se apresentarem elevadas, poderá ocorrer um vertimento nos reservatórios do sistema, o que representaria desperdício de energia e, conseqüentemente, aumento no custo operativo [9].

Portanto, a operação de um sistema hidrotérmico é acoplada no tempo, isto é, uma decisão operativa no presente, afeta o custo operativo futuro [9].

Como visto na Figura 10, o ONS deve comparar o benefício imediato do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento. Esta operação está ilustrada de maneira mais precisa na Figura 11 [9].

Figura 11 – Custo Imediato e Custo Futuro.



Fonte: ONS (2013).

A Função de Custo Imediato (FCI) mede os custos de geração térmica. O custo imediato aumenta à medida que diminui a utilização de recursos hidráulicos, isto é, à medida que aumenta o volume armazenado no final do período. Por sua vez, a Função de Custo Futuro (FCF) está associada ao custo esperado de geração térmica e déficit no final do período de estudo. Esta função diminui à medida que aumenta o volume armazenado final, pois haverá mais energia hidráulica disponível no futuro [9].

Observa-se, portanto, que a água armazenada possui um valor que pode ser medido tanto pela curva FCI, quanto pela curva FCF, de modo que o uso ótimo da água corresponde ao ponto (nível de armazenamento no final do estágio) que minimiza a soma dos custos imediatos e futuros. Como é apresentado na Figura 12, o ponto de mínimo custo global também corresponde ao ponto onde as derivadas da FCI e da FCF, com relação ao armazenamento, se igualam em módulo [9].

Figura 12 – Custo Total.



Fonte: ONS (2013).

De acordo com SILVA [9], a função custo total (CT) é determinada pela equação (1).

$$CT = FCI + FCF \quad (1)$$

Onde:

CT - Custo Total [R\$/MWh]

FCI - Função de Custo Imediato [R\$/MWh]

FCF - Função de Custo Futuro [R\$/MWh]

Em sistemas hidrotérmicos, o uso ótimo da água é obtido quando a derivada da função de custo total em relação ao volume final do reservatório (v) é nula, conforme apresenta a equação (2).

$$\frac{\partial CT}{\partial v} = \frac{\partial FCI}{\partial v} + \frac{\partial FCF}{\partial v} = 0, \text{ portanto, } \frac{\partial FCI}{\partial v} = - \frac{\partial FCF}{\partial v} \quad (2)$$

O uso da água tem efeito direto sobre o preço de liquidação de diferenças, como detalhado a seguir.

3.5 CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é utilizado para valorar a compra e venda de energia no mercado de curto prazo (*spot*), cujos créditos e débitos decorrentes serão liquidados entre os Agentes de forma centralizada pela CCEE. O valor do MWh negociado no mercado *spot*, é formado pelo PLD mais um *spread*, um ágio na operação. A base para o cálculo do PLD é o Custo Marginal de Operação (CMO), que estabelece quanto custa produzir um MWh adicional para o sistema elétrico

O valor do PLD é determinado para cada um dos submercados, estes caracterizados como regiões geoeletricas que não apresentam significativas restrições de transmissão, fazendo com que o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões. As restrições de transmissão internas aos submercados, não são consideradas, somente as restrições de transmissão entre os submercados são consideradas [6].

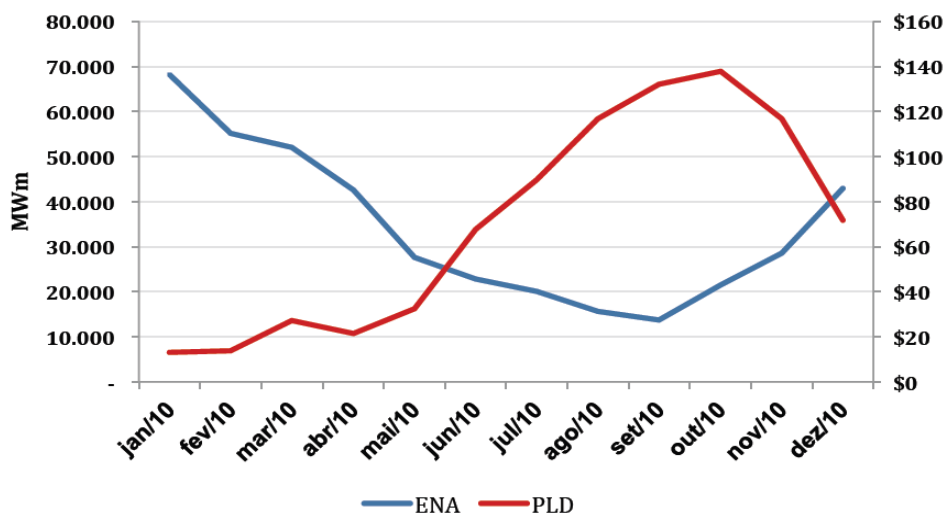
O PLD é determinado em base semanal *ex-ante* e por patamar de carga, ou seja, apurado antes da operação real do sistema, considerando os valores de disponibilidades declaradas de geração e consumo previsto de cada submercado [6].

Através da interrelação dos dados utilizados pelo ONS para otimização da operação do Sistema, o cálculo do PLD consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE, para o longo prazo, e DECOMP, para o curto prazo, que obtém o despacho ótimo para o período em estudo, definindo o despacho das usinas hidráulicas e térmicas para cada subsistema, de modo a minimizar o custo total de operação da semana de interesse [6].

O CMO é a base para o PLD, havendo diferença entre estes devido ao fato de o CMO não considerar as restrições de intercâmbio energético entre submercados, enquanto que o PLD as considera.

Na Figura 13 demonstra-se a volatilidade do PLD em função do regime de chuvas através da relação da Energia Natural Afluyente (ENA), que é a energia que pode ser produzida com a água armazenada em um reservatório.

Figura 13 – ENA x PLD.



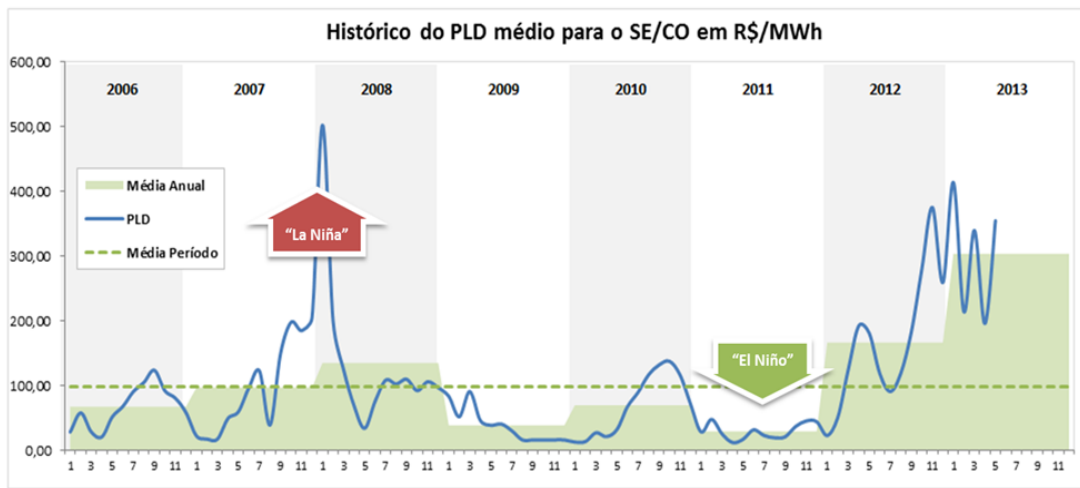
Fonte: GV Energy (2011).

Observa-se na Figura 13, que quanto maior a ENA, menor o valor do PLD, pois pode-se despachar um maior percentual de energia hidrelétrica, reduzindo o número de usinas térmicas acionadas, que possuem custos superiores.

Apresenta-se, na Figura 14, o histórico da evolução do PLD do submercado Sudeste, onde observa-se períodos de máximos e mínimos, em função de fenômenos climáticos que acarretam em alteração no regime de chuvas. Em janeiro de 2008, o PLD atingiu o valor

máximo determinado pela ANEEL até então, R\$ 569,59/MWh, devido à ocorrência do fenômeno *La Niña*, que acarreta um baixo índice pluviométrico para a região Sudeste, onde localiza-se a maior parte da geração da energia elétrica do SIN. Ainda, no final de 2009, devido ao fenômeno *El Niño*, as chuvas acima das médias históricas para o período, como consequência, em janeiro de 2010, o PLD atingiu o valor mínimo determinado pela ANEEL, R\$ 12,20/MWh. Atualmente, o valor máximo do PLD, segundo a ANEEL, é de R\$ 727,52/MWh.

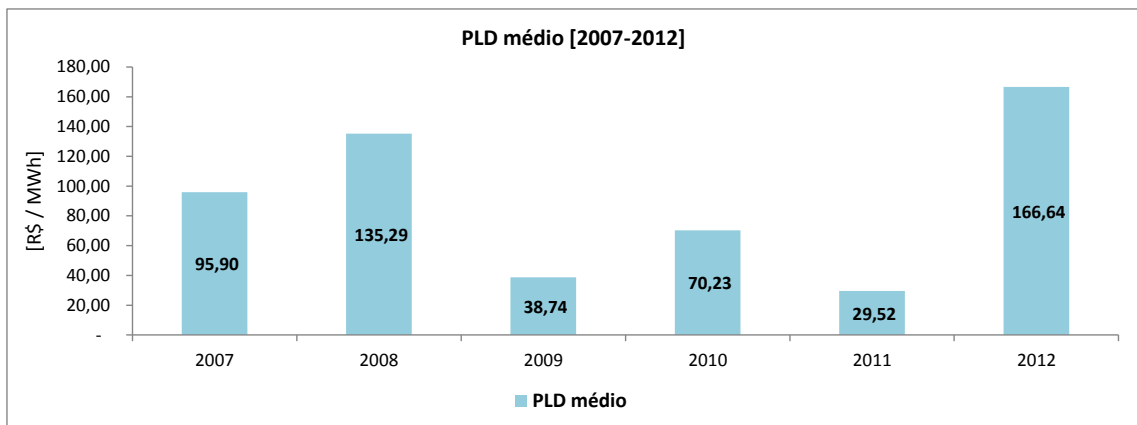
Figura 14 – Histórico do PLD médio.



Fonte: CCEE (2013).

A Figura 15 apresenta a média simples para o PLD anual para os anos 2007 a 2013, calculado e divulgado pela CCEE (R\$/MWh) – Submercado Sudeste/Centro-Oeste.

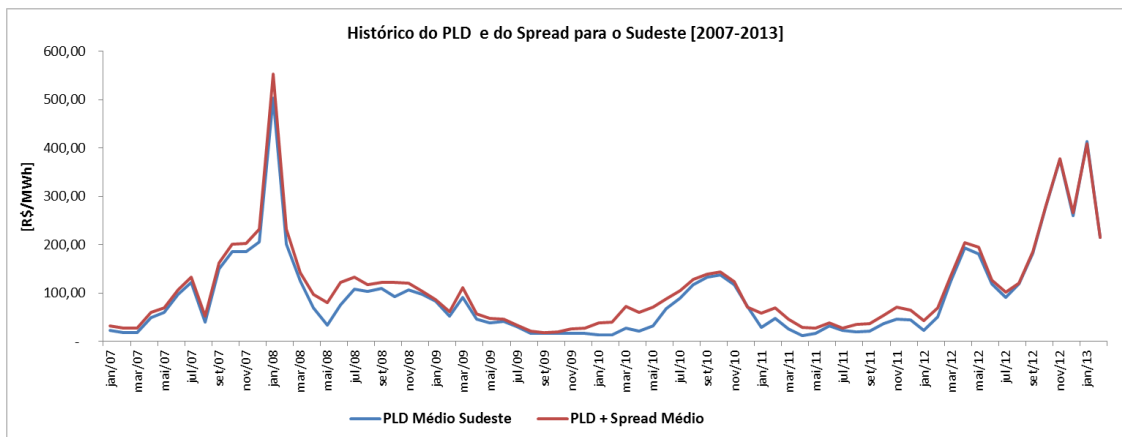
Figura 15 – PLD Médio consolidado de 2007 a 2012.



Fonte: CCEE (2013).

Supondo um agente consumidor que não possui nenhum tipo de contrato de fornecimento de energia, a energia negociada, mensalmente, no mercado *spot*, é formada pelo PLD realizado para o mês em questão adicionado de um *spread*. A Figura 16 apresenta um histórico dos *spreads* realizados de janeiro de 2007 até janeiro de 2013.

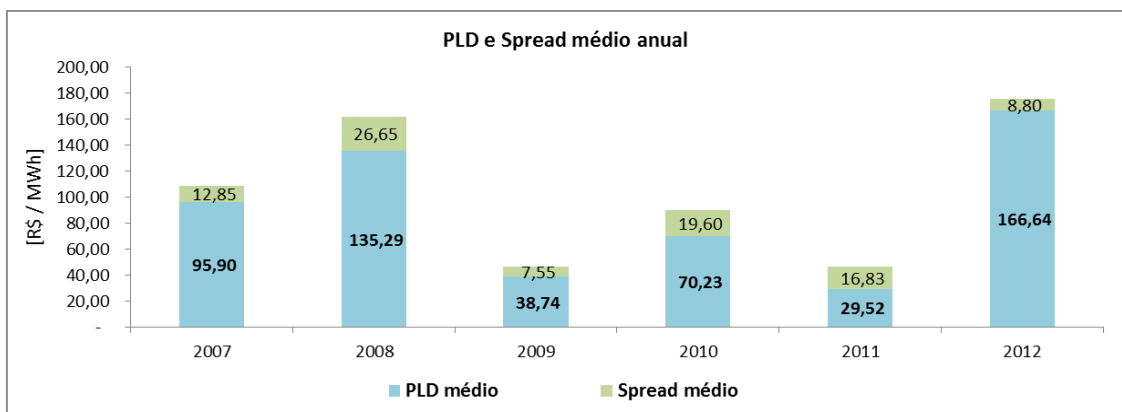
Figura 16 – Histórico dos *spreads* realizados no mercado spot.



Fonte: GV Energy (2013).

A Figura 17 apresenta um histórico médio anual dos *spreads* realizados de 2007 a 2012.

Figura 17 – Histórico de PLD e *spread* médios.



Fonte: GV Energy (2013).

Analisando o histórico apresentado na Figura 17, constata-se que um agente consumidor, que ficou exposto no ano de 2011 pagou, em média, R\$ 46,35/MWh, e em 2012 o valor de R\$ 175,44/MWh.

CONSIDERAÇÕES

Com base na volatilidade do PLD analisada, o próximo capítulo apresenta uma contratação de energia de longo prazo, onde o consumidor contrata a totalidade do seu consumo, pagando um valor fixo, independente do PLD. Desta forma, o consumidor tem os benefícios do mercado livre, podendo negociar livremente com qualquer fornecedor, e evita a grande desvantagem do mesmo: estar exposto a uma mudança brusca do PLD.

4. CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NO MERCADO LIVRE

Neste capítulo analisam-se os conceitos referentes à contratação de energia no mercado livre. Na sequência verifica-se, através de um estudo de caso com dados reais, uma contratação de energia de um consumidor do mercado livre. Inicialmente, aborda-se a forma de registro da energia contratada, realizada após negociação comercial. O fornecedor, gerador ou comercializador, é responsável pelo registro da energia contratada no sistema CCEE, e o consumidor é responsável pela validação do montante registrado no sistema. Analisam-se, também, as flexibilidades contratuais mais comuns do mercado de energia, com as quais pode-se melhor adequar a energia contratada à curva de energia consumida. O PROINFA, que é uma quota de energia mensal, proporcional ao seu consumo, que todo consumidor livre tem direito, também é abordado.

4.1 REGISTRO E VALIDAÇÃO DO MONTANTE DE ENERGIA CONTRATADA

Todos os contratos celebrados entre os Agentes no âmbito do SIN devem ser registrados na CCEE. Esse registro inclui apenas as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência; os preços de energia dos contratos não são registrados na CCEE, sendo utilizados especificamente pelas partes envolvidas em suas negociações bilaterais [6].

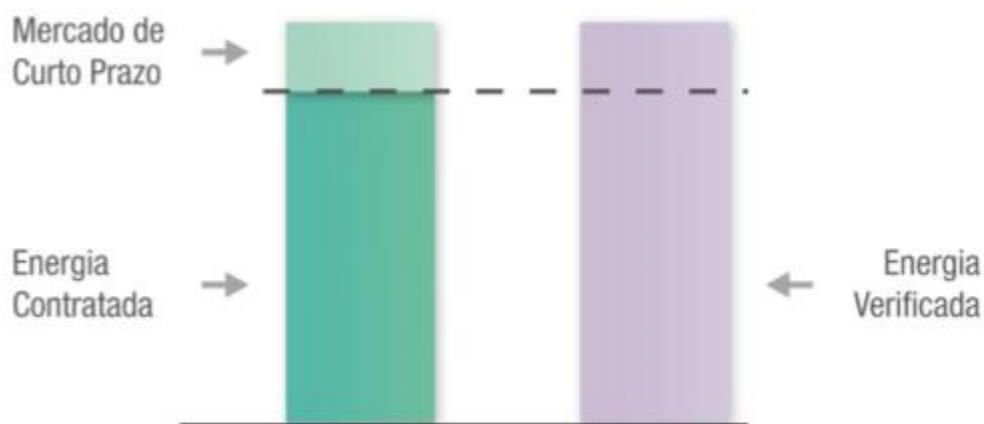
Da mesma forma, os valores de medições verificadas de geração e consumo de energia são registrados na CCEE pelos Agentes ou coletados diretamente através do Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE), que consiste em um sistema administrado pela CCEE para a coleta e tratamento dos dados de geração e consumo de todos os pontos de medição do SIN [6].

Considerando-se os contratos e os dados de medição registrados, a CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido e consumido, e o que foi contratado; as diferenças positivas ou negativas são liquidadas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o Custo Marginal de Operação do sistema, limitado por um preço mínimo e por um preço máximo. Nos casos em que houve um consumo maior que a energia contratada, deve-se

comprar a energia faltante no mercado *spot*, que será melhor definido na sequência. Quando o consumo de energia for menor que a energia contratada, o agente recebe um crédito financeiro, sendo este remunerado pelo valor do PLD mensal no submercado em que se encontra [6].

Com base nessas duas informações (montantes contratados e montantes medidos), é realizada a contabilização e são calculados os montantes negociados no Mercado de Curto Prazo (*Spot*). Dessa forma, pode-se dizer que o Mercado de Curto Prazo é o mercado das diferenças, conforme ilustrado na Figura 18 [6].

Figura 18 – Mercado de Curto Prazo.



Fonte: CCEE (2013).

Os contratos de compra e venda de energia elétrica, bem como os dados de medição dos pontos de consumo e geração, são registrados na CCEE pelos Agentes no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL), disponível para acesso no site institucional da CCEE. O SCL é o sistema que efetua todos os cálculos previstos nas Regras de Comercialização, permitindo à CCEE contabilizar mensalmente as diferenças entre os montantes de energia produzidos ou consumidos e os montantes contratados [6].

Os Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL) consistem em relações comerciais de compra e venda de energia elétrica resultantes da livre negociação entre agentes da CCEE, de acordo com as legislações e regulamentações vigentes, estabelecendo-se preços, prazos e montantes de suprimento em comum acordo entre as partes envolvidas [6].

Os CCEAL são registrados na CCEE, por meio do SCL, pela parte vendedora, e devem ser validados pela parte compradora, para que possam ser considerados no processo de Contabilização e Liquidação Financeira, que será detalhado na sequência. O vendedor deve inserir os prazos de suprimento e montantes contratados em MWh, não sendo necessário informar os preços negociados [6].

Os agentes podem efetuar a sazonalização e modulação de seus CCEAL quando do ato do registro ou podem optar por efetuar tais procedimentos mensalmente, inserindo o montante mensal e os montantes horários, os quais podem ser alocados livremente pelos agentes entre as semanas e patamares de um mês específico [6].

Caso um CCEAL não seja sazonalizado e validado, o SCL efetua automaticamente a Sazonalização “flat”, quando do processo de contabilização, alocando para o mês em questão uma parcela da energia anual do contrato na proporção de horas do mês contabilizado em relação ao total de horas dos meses não validados no referido ano. Da mesma forma, caso um CCEAL não seja modulado e validado, o SCL faz automaticamente a modulação “flat”, por meio da divisão do montante mensal do contrato pelo número de horas do mês [6].

4.2 PRINCIPAIS PROCEDIMENTOS DA CCEE

Na Contabilização ocorre mensalmente o processamento das informações de contratos e consumo, e de todas as informações requeridas para que sejam realizados os cálculos individuais de cada Agente no âmbito da CCEE, com base nas regras de comercialização, que realiza o levantamento das exposições de energia e financeira, débitos e créditos de encargos, e finalmente a consolidação financeira dos resultados a serem liquidados. Os resultados atingidos são levados para a operação de Liquidação Financeira [6].

Na operação de Liquidação Financeira acontecem as saídas e entradas dos débitos e créditos inerentes à aquisição e venda de energia elétrica, com abrangência sobre o mercado de curto prazo, apuradas na Contabilização. A Liquidação ocorre de forma multilateral, ou seja, em base mensal, o sistema calcula em qual posição o agente se enquadra – devedora ou credora – em relação ao mercado de curto prazo, não havendo a possibilidade de identificação da contraparte [6].

O atual sistema de Garantias Financeiras da CCEE, como uma caução no formato de aporte bancário, serve para quitar os possíveis débitos da Liquidação Financeira, que deverão

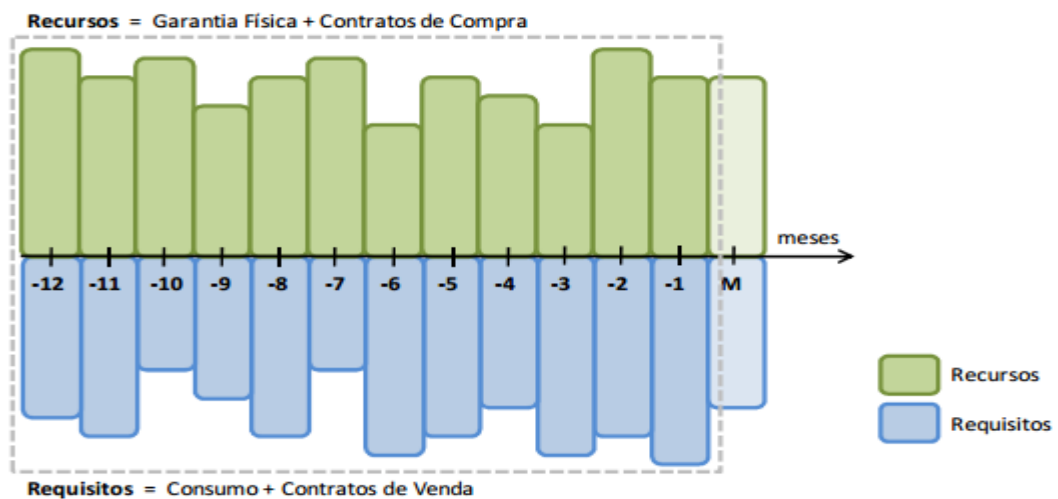
ser pagos em meados do mês seguinte ao do aporte. A Garantia Financeira é executada parcialmente ou totalmente quando o agente não deposita o montante suficiente para o atendimento do débito da Liquidação Financeira. Dessa forma, a Garantia Financeira é um mecanismo de segurança para a realização dos pagamentos da Liquidação [6].

4.3 APURAÇÃO DO LASTRO DE ENERGIA

Mensalmente, a CCEE apura a penalidade por insuficiência de lastro de energia, com base nas exposições dos 12 meses precedentes ao mês de apuração. Apenas para os agentes da categoria de distribuição, o cálculo da penalidade é feito uma única vez no ano, considerando o ano civil anterior, sempre no mês de janeiro [6].

A Figura 19 ilustra a apuração feita pela CCEE para cálculo do saldo do lastro de energia. Na apuração dos valores para cálculo de penalidade, o mês de referência é representado pela letra “M” [6].

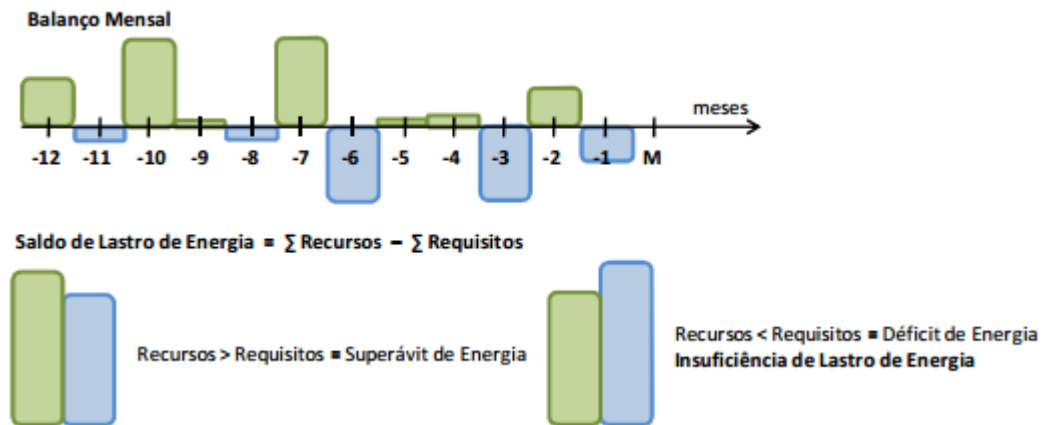
Figura 19 – Apuração CCEE: Média de Lastro Móvel.



Fonte: ANEEL (2013).

O agente apresentará insuficiência de lastro de energia caso o total de requisitos seja superior ao total de seus recursos, conforme ilustrado na Figura 20.

Figura 20 – Média de Lastro Móvel.



Fonte: ANEEL (2013).

A apuração do nível de insuficiência de lastro de energia é feita pelo tipo de energia (convencional e incentivada), sendo que, na determinação da penalidade por insuficiência de lastro de energia, déficits de energia incentivada não poderão ser atendidos por sobras de energia convencional, mas sobras de energia incentivada poderão atender déficits de energia convencional [6].

Como consequência prática, se o consumidor possuir sobra de energia apurada no período de 12 meses, tal energia pode ser utilizada para cobrir eventual necessidade de compra para o agente. No entanto, o consumidor está sujeito à penalidade por insuficiência de cobertura contratual para o período. Atualmente, o valor da penalidade é de R\$ 161,94/MWh.

4.4 FLEXIBILIDADE CONTRATUAIS

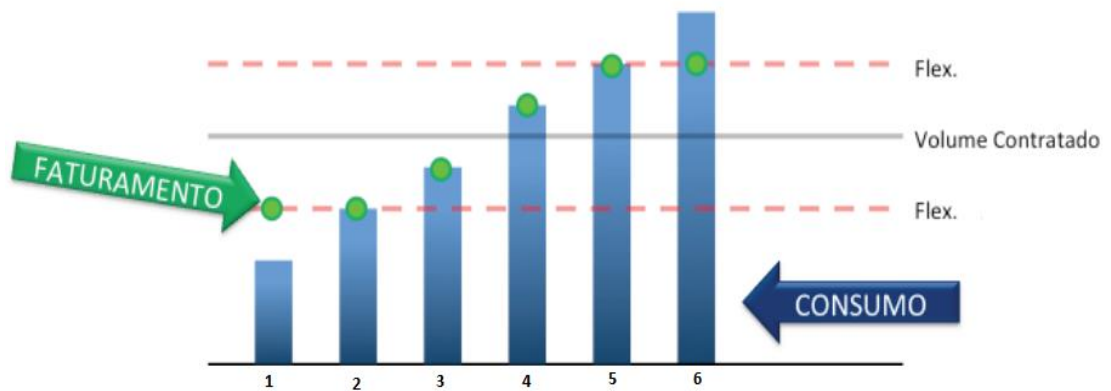
Durante a negociação para o fechamento da operação de contratação de energia de longo prazo, define-se algumas flexibilidades contratuais, que visam alterar o volume de energia fornecido para um determinado período. Essas flexibilidades visam melhor adequar a energia contratada com a curva de consumo.

- **Flexibilidade Mensal**

A Flexibilidade Mensal indica uma porcentagem, em relação ao valor estabelecido em contrato, na qual a energia medida será registrada e faturada. A Flexibilidade indica os limites

contratuais da energia a ser registrada no sistema da CCEE, portanto, mesmo que o consumo não tenha atingido a flexibilidade mínima, a Energia a ser registrada será a da flexibilidade mínima. Da mesma forma, se o consumo verificado for maior que a flexibilidade máxima, o excedente deverá ser adquirido no mercado *spot*. Na Figura 21 analisa-se a energia consumida em um 6 períodos distintos.

Figura 21 – Flexibilidade Mensal.



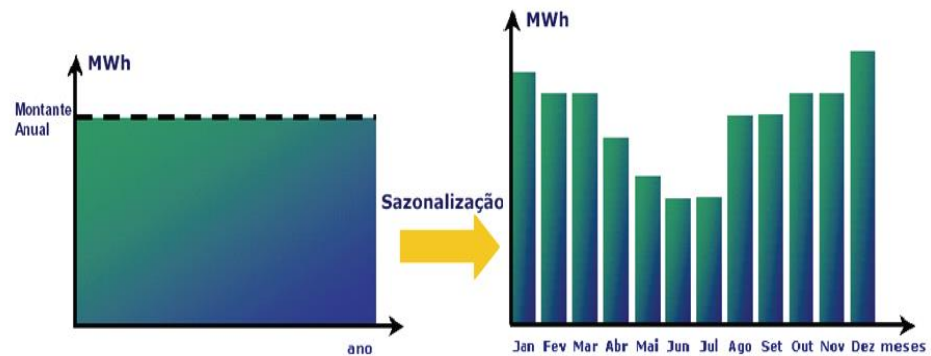
Fonte: GV Energy (2013).

No período 1, onde o consumo não ultrapassou a flexibilidade mínima, ocorre o registro e faturamento deste valor mínimo de energia, conforme negociado entre fornecedor e consumidor. Para os períodos 2 a 5, onde a energia consumida ficou dentro dos limites previamente estabelecidos, para efeitos de registro e faturamento, considera-se a energia consumida. Para o período 6, fatura-se e registra-se a energia determinada pela flexibilidade máxima, levando o consumidor a comprar a parcela faltante de sua energia no mercado *spot*.

- **Sazonalização**

Através da sazonalização, discretiza-se a energia anual contratada em valores diferentes do valor médio para cada mês. A sazonalização pode ser definida em função da curva de carga do consumidor, ou ainda, pela estratégia de exposição, considerando os valores previstos do PLD. É comum na sazonalização a elevação do montante de energia para os meses onde o PLD estimado é mais elevado, podendo, assim, receber créditos na liquidação da CCEE em caso de sobra de energia, ou ainda, diminuir o volume a ser contratado por um preço mais elevado em casos de exposição. A Figura 22 ilustra a sazonalização.

Figura 22 – Sazonalização.

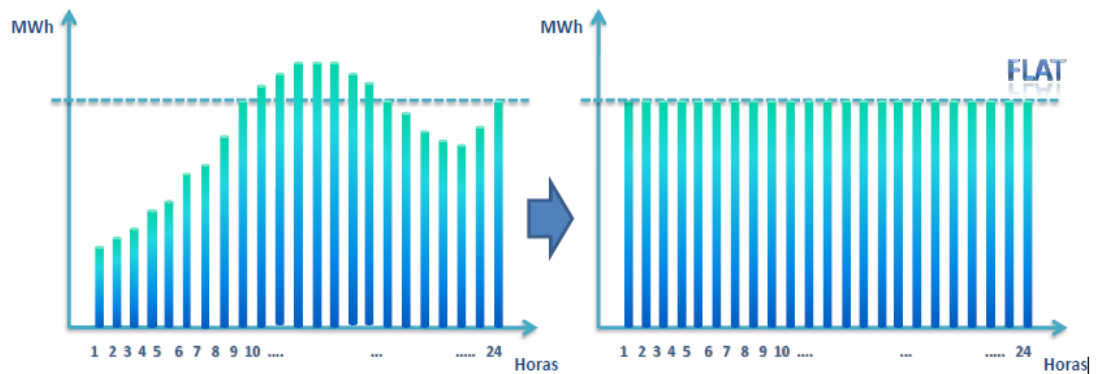


Fonte: CCEE (2013).

- **Modulação**

Com a modulação, divide-se o montante mensal de energia contratada em valores horários, como pode-se observar na Figura 23.

Figura 23 – Modulação.



Fonte: CCEE (2013).

A Figura 23 ilustra uma modulação livre, acompanhando a curva de consumo, e uma modulação flat, onde os montantes de energia são registrados de maneira uniforme para todos os horários. Para efeito de registro no sistema da CCEE, adotam-se os patamares de carga, conforme a Figura 24, onde o Tipo 1, corresponde de segunda a sábado, e o Tipo 2, domingos e feriados nacionais.

Figura 24 – Patamares de Carga.

Tipo 1			Tipo 2		
PATAMAR	Hora Início	Hora Fim	PATAMAR	Hora Início	Hora Fim
LEVE	00:00	01:00	LEVE	00:00	01:00
LEVE	01:00	02:00	LEVE	01:00	02:00
LEVE	02:00	03:00	LEVE	02:00	03:00
LEVE	03:00	04:00	LEVE	03:00	04:00
LEVE	04:00	05:00	LEVE	04:00	05:00
LEVE	05:00	06:00	LEVE	05:00	06:00
LEVE	06:00	07:00	LEVE	06:00	07:00
MÉDIO	07:00	08:00	LEVE	07:00	08:00
MÉDIO	08:00	09:00	LEVE	08:00	09:00
MÉDIO	09:00	10:00	LEVE	09:00	10:00
MÉDIO	10:00	11:00	LEVE	10:00	11:00
MÉDIO	11:00	12:00	LEVE	11:00	12:00
MÉDIO	12:00	13:00	LEVE	12:00	13:00
MÉDIO	13:00	14:00	LEVE	13:00	14:00
MÉDIO	14:00	15:00	LEVE	14:00	15:00
MÉDIO	15:00	16:00	LEVE	15:00	16:00
MÉDIO	16:00	17:00	LEVE	16:00	17:00
MÉDIO	17:00	18:00	MÉDIO	17:00	18:00
PESADO	18:00	19:00	MÉDIO	18:00	19:00
PESADO	19:00	20:00	MÉDIO	19:00	20:00
PESADO	20:00	21:00	MÉDIO	20:00	21:00
MÉDIO	21:00	22:00	MÉDIO	21:00	22:00
MÉDIO	22:00	23:00	LEVE	22:00	23:00
MÉDIO	23:00	24:00	LEVE	23:00	24:00

Fonte: CCEE (2013).

Durante o período de vigência do horário de verão, o patamar de carga pesado nos dias Tipo 1 e o patamar de carga leve nos dias Tipo 2 são adiantados em 1 hora.

4.5 MODALIDADES PARA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA

A energia consumida no mercado livre pode ser contratada em 2 modalidades, como segue.

Longo Prazo: adquire-se a energia livremente através de contratos bilaterais no ACL, antecipadamente ao consumo. Esta modalidade é o foco deste Projeto de Diplomação.

Curto Prazo (Mercado *Spot*): Compra-se energia para cobrir o consumo do mês imediatamente anterior, tanto no caso de não haver um contrato de Longo Prazo vigente, quanto para os casos onde o consumo for maior que a energia contratada. A energia negociada no mercado *spot* é negociada por um valor composto do PLD consolidado para o mês de

consumo, adicionado de uma parcela denominada *Spread*, que representa um ágio para efetivar a operação.

4.6 Contratos do PROINFA

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e gerenciado pela Eletrobrás, surgiu com o objetivo de ser um instrumento para a diversificação da matriz energética nacional, garantindo assim maior confiabilidade e segurança ao abastecimento [6].

Toda energia produzida pelas usinas do programa tem garantia de contratação por 20 anos pela Eletrobrás. O total de 3.299,40 MW contratados é proveniente da seguinte divisão: 1.191,24 MW provenientes de 63 PCHs, 1.422,92 MW provenientes de 54 usinas eólicas, e 685,24 MW provenientes de 27 usinas de biomassa [6].

O PROINFA foi criado pela Lei nº 10.438 em 2002, e revisado pela Lei nº 10.762 em 2003, que assegurou a participação de um maior número de estados no programa, o incentivo à indústria nacional e a exclusão dos consumidores de baixa renda do pagamento do rateio da compra da nova energia. Sua regulamentação foi estabelecida pelas Resoluções ANEEL nº 652 em 2003, nº 56, nº 62 e nº 127 em 2004 [6].

Os Contratos do PROINFA representam os montantes comercializados pela ELETROBRÁS na CCEE, da energia elétrica produzida pelas usinas participantes do PROINFA, com as concessionárias de distribuição de energia elétrica, consumidores livres e especiais e autoprodutores com unidades de consumo, adquirentes das quotas parte deste programa, conforme disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 127 em 2004 [6].

As quotas anuais de energia elétrica são representadas na CCEE sob a forma de compromisso de entrega de energia entre a ELETROBRÁS e os Agentes detentores das referidas quotas. A energia destinada pelo PROINFA não é gratuita, seu custo é incluído nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

CONSIDERAÇÕES

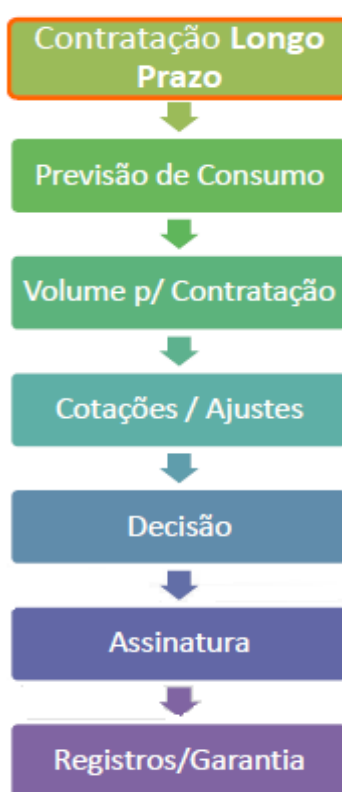
No Capítulo 5 analisou-se como ocorre a contratação da energia no sistema da CCEE, onde o fornecedor da energia é responsável pelo registro da energia contratada, e o consumidor é responsável pela validação do montante registrado, oficializando, para a CCEE a energia contratada. Fez-se uma análise sobre as flexibilidades contratuais mais comuns do

mercado de energia elétrica, e abordou-se o PROINFA, programa do governo federal para incentivar as fontes alternativas de energia, no qual todo consumidor no ACL recebe uma cota de energia, cujo custo é inserido das tarifas de uso do sistema de distribuição.

5. ESTUDO DE CASO: CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE LONGO PRAZO

Ilustra-se o processo de contratação de energia de longo prazo através de um estudo de caso, com dados reais, de uma indústria de vidros, localizada na região Sudeste do Brasil, no estado de São Paulo. A Figura 25 mostra todas as etapas do processo para a contratação de energia de longo prazo no ACL.

Figura 25 – Fluxograma: Contratação de Longo Prazo.



O processo para a contratação de energia de longo prazo inicia com a previsão do consumo de energia, para a definição do volume a ser contratado. Em seguida realiza-se as cotações com os fornecedores, e os ajustes nas propostas recebidas, caso necessário. Após, ocorre a decisão, onde o consumidor define o fornecedor de energia para o período contratado, cuja oficialização comercial do processo ocorre com a assinatura do contrato. Em seguida, ocorre o registro dos montantes de energia contratado, e a validação por parte do consumidor, oficializando a contratação da energia junto ao sistema da CCEE. Como garantia contratual, devido aos altos valores envolvidos, os consumidores fornecem uma garantia financeira, geralmente uma fiança bancária, para a energia contratada.

5.1 Caracterização do Consumidor

O Agente consumidor está no mercado livre desde janeiro de 2011, e durante todo aquele ano, permaneceu no mercado livre, adquirindo sua energia consumida somente no mercado *spot*, estando durante aquele período, exposto frente às variações do PLD. A partir de 2012, por questões de previsibilidade financeira e planejamento estratégico da própria empresa, optou-se por pagar um preço fixo pela energia consumida, contratando assim, energia por um período de 3 anos.

5.2 Definição do volume de energia a ser contratada

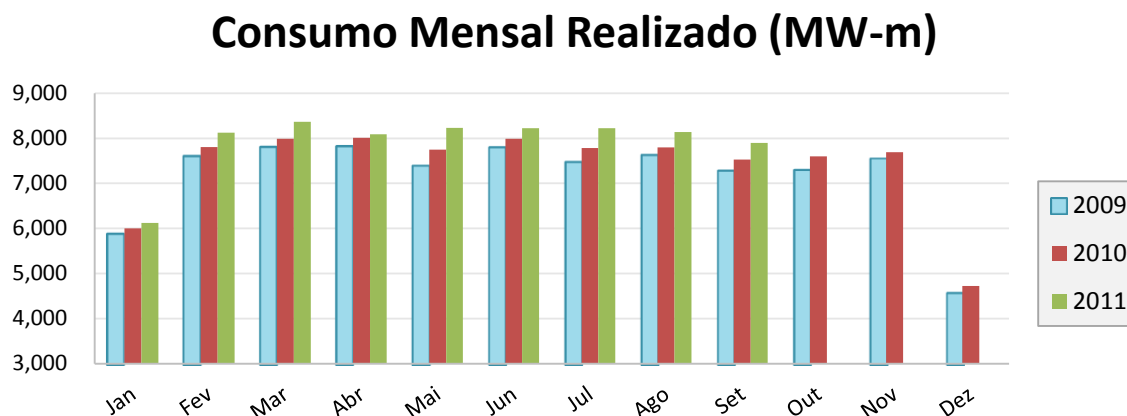
Inicia-se o processo da contratação de energia de longo prazo no mercado livre, analisando a curva de consumo prevista para o período de suprimento da energia. Como previsão de consumo de energia para o período de contratação, usualmente utiliza-se o consumo realizado nos anos anteriores, e, considera-se o mesmo comportamento da curva de carga prevista para os próximos anos. O consumidor em questão trabalha com uma previsão de aumento de produção de 5% por ano, incrementando da mesma forma a previsão de consumo de energia.

No mercado livre de energia, a energia é tratada na unidade MWmédio (MW-m), que é a divisão do volume total em MWh pelo número de horas do referido período. Por exemplo: 1488 MWh consumidos em janeiro de 2011, representa 2MW-m, pois janeiro possui 744 horas.

Na Figura 26, analisa-se o consumo de energia verificado nos meses anteriores à contratação de energia, cujo processo iniciou em outubro de 2011.

A energia consumida é obtida através do consumo verificado pelo SCDE, para o período no qual o consumidor já estava no ACL, e através das faturas de energia elétrica para o período no qual a empresa estava no ACR. Com base nos dados de consumo, calcula-se que o volume de energia médio anual consumido foi de 7,5 MW-m durante o período verificado. Considerando-se a previsão de aumento no consumo de 5% para cada ano, após 2012, estimam-se os seguintes volumes de energia para o período de contratação: em 2012, 7,875 MW-m; em 2013, 8,268 MW-m e, em 2014, 8,682 MW-m.

Figura 26 – Consumo de Energia Verificado.



A definição do montante de energia a ser contratada, depende do perfil de risco do consumidor, descritos a seguir:

- **Perfil conservador:** optam por contratar 100% de sua previsão de consumo, para evitar assim exposição à volatilidade do mercado *spot*. Desta forma, paga-se um valor fixo pela energia consumida ao longo do período de contratação, estando livre, desta forma, dos valores praticados no mercado *spot* em períodos de PLD elevado.
- **Perfil intermediário:** optam por contratar 50% de sua previsão de consumo de energia, necessitando, portanto, contratar uma parcela de seu consumo no mercado *spot*.
- **Perfil agressivo:** optam por não contratar energia de longo prazo, ficando, na totalidade de seu consumo de energia, exposto à volatilidade do PLD, pagando valores que podem variar entre R\$12,20/MWh e R\$727,52/MWh.

O consumidor em análise, que até o momento apresentava um perfil agressivo, estando totalmente exposto à volatilidade do mercado *spot*, devido às mudanças na política da direção da empresa, passou a apresentar um perfil conservador, buscando, portanto, um preço fixo pela energia consumida, aumentando assim a previsibilidade dos gastos com a energia elétrica, com a finalidade de aumentar a precisão da projeção de custos da empresa.

5.3 Definição das Flexibilidades Contratuais

Após a definição do montante de energia a ser contratado, faz-se a análise das flexibilidades contratuais a serem adicionadas ao contrato, para a melhor adequação da energia contratada à curva de consumo. Como a expectativa é de manutenção do perfil anual de produção, e conseqüentemente do seu perfil de consumo, com o montante total reajustado em 5% ao ano, analisa-se a curva de consumo realizada para os anos de 2009 e 2010, respectivamente, através das Figuras 27 e 28.

Figura 27 – Flexibilidades Contratuais: Consumo de 2009.

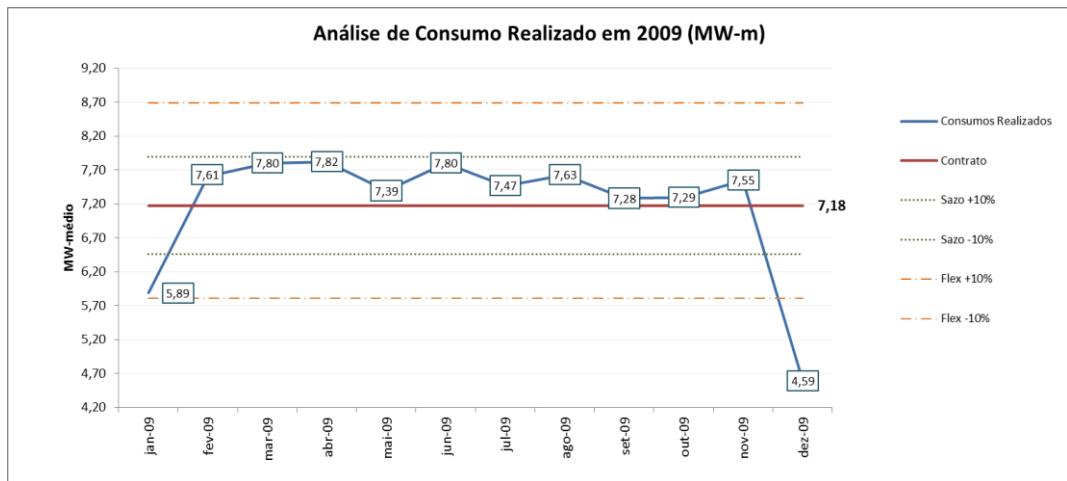
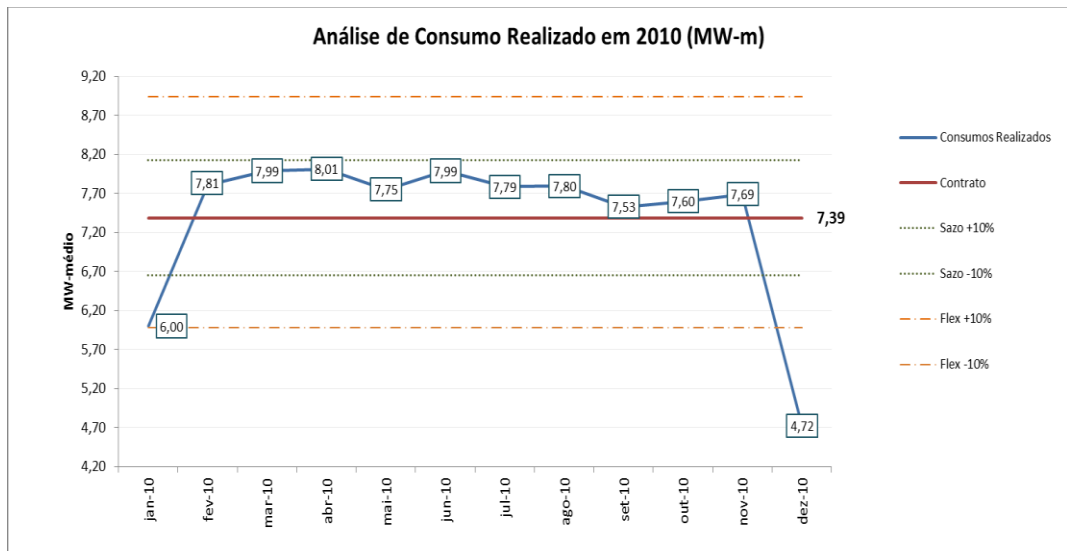


Figura 28 – Flexibilidades Contratuais: Consumo de 2010.



A análise das Figuras 27 e 28 nos mostra que nos meses de dezembro, devido as férias coletivas, e a conseqüente parada da produção durante certos dias, faz com que o consumo de energia diminua drasticamente. Como solução, durante a negociação de contratação, busca-se no contrato de fornecimento de energia, um aditivo denominado Parada Programada, onde reduz-se durante período não superior a 1 mês, o montante originalmente contratado, desde que informado com antecedência mínima de 6 meses.

As flexibilidades tradicionalmente utilizadas pelo mercado de energia no Brasil são de 10%, 20% e até 30%, caso existirem. A análise das Figuras 27 e 28 comprova que uma Sazonalidade e uma Flexibilidade Mensal de 10%, juntamente com a Parada Programada, atenderia totalmente a curva de consumo. Para evitar exposição via liquidação da CCEE, o consumidor optou por uma modulação acompanhando o perfil de carga. Como considera-se o mesmo comportamento da curva de consumo para o período de contratação, define-se o produto a ser contratado, como segue:

- Período de suprimento: 2012 a 2014;
- Submercado: Sudeste;
- Fonte de suprimento: Fonte de energia Convencional;
- Volume (2012): 7,875 MW-m;
- Volume (2013): 8,268 MW-m;
- Volume (2014): 8,682 MW-m;
- Flexibilidade mensal: +/- 10%;
- Sazonalidade: +/- 10%;
- Modulação: Perfil de Carga e
- Possibilidade de Parada Programada.

5.4 Cotações de Mercado

Após a definição do montante a ser contratado, inicia-se as cotações. Envia-se uma carta convite aos principais fornecedores do mercado, e, em um primeiro momento, mantem-se o consumidor final incógnito no processo, visando proteger o mesmo contra a arbitragem de preços, pois a partir do momento que a distribuidora de energia do consumidor é conhecida, pode-se estimar o valor que o consumidor pagaria por sua energia no mercado cativo, ou ainda, podendo supor um valor do preço até então vigente para a energia contratada.

Segue a carta convite enviada aos fornecedores, denominada *Request For Quotation* (RFQ).

“Prezados,

Através desta, convidamos sua empresa a participar do processo de cotação de energia convencional, para contratação direta por unidade industrial de AGENTE CONSUMIDOR LIVRE, através desta RFQ.

A cotação deverá ser feita para o seguinte produto:

- Período de suprimento: 2012 a 2014;
- Submercado: Sudeste;
- Fonte de suprimento: Fonte de energia Convencional;
- Volume (2012): 7,875 MW-m;
- Volume (2013): 8,268 MW-m;
- Volume (2014): 8,682 MW-m;
- Flexibilidade mensal: +/- 10%;
- Sazonalidade: +/- 10%;
- Modulação: Perfil de Carga e
- Possibilidade de Parada Programada.

Ficamos no aguardo da sua proposta.”

Enviou-se a RFQ para 15 fornecedores, dos quais cinco enviaram propostas. A compilação das mesmas são mostradas no Quadro 1.

Quadro 1 – Propostas de fornecimento de Energia Elétrica.

Submercado	Fonte		Flex.	Sazon.	Modul.	Parada Programada	Período	Média de Preços		2012	2013	2014
	Incent.	Conv.										
SE		Fornecedor A	+/- 10%	+/- 10%	Curva de Carga	Sim	AUG12 / JUL14	R\$ 90,67	R\$/MWh MW-avg	84 7,875	94 8,268	94 8,682
SE		Fornecedor B	+/- 15%	+/- 15%	Curva de Carga	Sim	AUG12 / JUL14	R\$ 92,50	R\$/MWh MW-avg	92,50 7,875	92,50 8,268	92,50 8,682
SE		Fornecedor C	+/- 10%	+/- 10%	Curva de Carga	Não	AUG12 / JUL14	R\$ 92,92	R\$/MWh MW-avg	92,50 7,875	92,50 8,268	92,50 8,682
SE		Fornecedor D	+/- 10%	+/- 10%	Flat	Sim	AUG12 / JUL14	R\$ 93,33	R\$/MWh MW-avg	86 7,875	97 8,268	97 8,682
SE		Fornecedor E	+/- 10%	+/- 10%	Flat	Não	AUG12 / JUL14	R\$ 97,33	R\$/MWh MW-avg	85 7,875	103 8,268	104 8,682

No Quadro 1 observa-se que as propostas recebidas no processo refletem bem a conjuntura do mercado de energia elétrica brasileiro. Determinados fornecedores apresentam flexibilidades maiores que as necessárias por questões de portfólio, tornando este um fator diferencial, sobretudo em casos de preços para a energia muito próximos. O consumidor optou por fechar contrato com o Fornecedor A, pois apresentou todas as flexibilidades necessárias, conforme a análise feita sobre a curva de consumo, e apresentou o melhor preço no certame.

Após a definição da proposta vencedora, o consumidor é apresentado ao fornecedor, e, não havendo restrições quanto ao cliente, parte-se para os ajustes finais, onde o fornecedor elabora a minuta contratual, para análise prévia por parte do consumidor. Como garantia contratual, pede-se uma Carta Garantia, uma fiança bancária, com o valor equivalente de 3 meses de faturamento médio para o período de contratação (com renovações anuais). Considerando o preço médio para os 3 anos de contratação, de 2012 a 2014, chega-se a um valor de R\$ 90,67/MWh, para um volume de energia contratado mensal médio de 8,275 MW-m. O valor da Carta Garantia é de R\$ 1.643.144,40.

Após os ajustes de ambas as partes, e em concordância dos pontos do contrato, ocorre a assinatura do mesmo, efetivando oficialmente a negociação. Com os acertos comerciais realizados, o gerador registra a energia no sistema da CCEE, e o consumidor valida o processo, consolidando a contratação da energia.

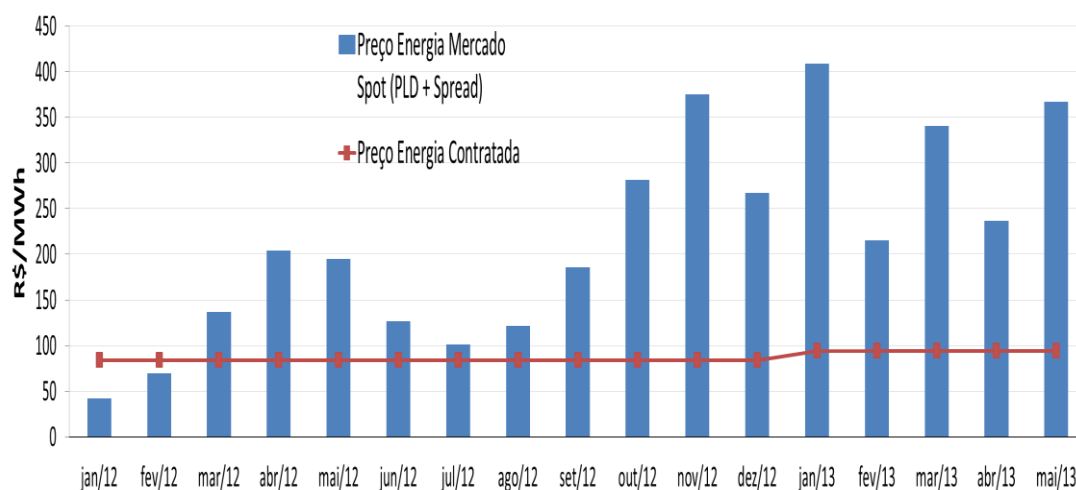
5.5 Resultado Financeiro Comparativo

A Tabela 1 apresenta o resultado financeiro comparativo desta contratação. Verifica-se o resultado financeiro da contratação da energia de longo prazo para o consumidor, desde o início da vigência do contrato, em janeiro de 2012, até o mês de maio de 2013.

Tabela 1 – Comparativo do preço de contrato versus preço do mercado *spot*.

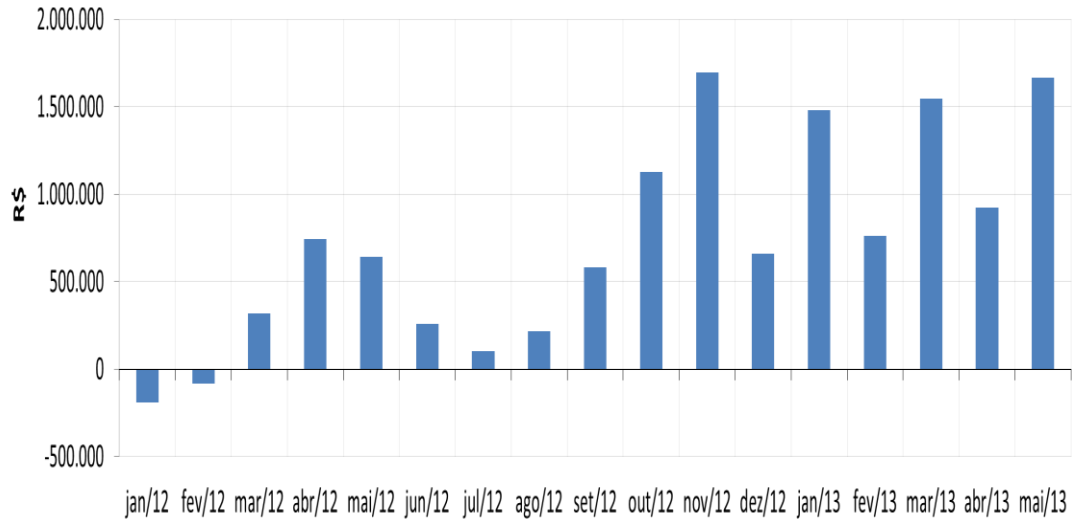
Período	Mercado Spot (R\$/MWh)			Preço Energia Contratada (R\$/MWh)		Economia (R\$/MWh)	Energia Consumida (MWh)	Economia Total (R\$)
	PLD	Spread	Total					
jan/12	R\$ 23,14	R\$ 19,25	R\$ 42,39	R\$ 84,00	-R\$ 41,61	4572,720	-R\$ 190.270,88	
fev/12	R\$ 50,67	R\$ 19,00	R\$ 69,67	R\$ 84,00	-R\$ 14,33	5974,962	-R\$ 85.621,21	
mar/12	R\$ 124,97	R\$ 11,50	R\$ 136,47	R\$ 84,00	R\$ 52,47	6118,502	R\$ 321.037,82	
abr/12	R\$ 192,70	R\$ 10,85	R\$ 203,55	R\$ 84,00	R\$ 119,55	6244,916	R\$ 746.579,76	
mai/12	R\$ 180,94	R\$ 13,50	R\$ 194,44	R\$ 84,00	R\$ 110,44	5815,910	R\$ 642.309,10	
jun/12	R\$ 118,49	R\$ 7,90	R\$ 126,39	R\$ 84,00	R\$ 42,39	6054,343	R\$ 256.643,58	
jul/12	R\$ 91,24	R\$ 9,98	R\$ 101,22	R\$ 84,00	R\$ 17,22	6130,263	R\$ 105.532,47	
ago/12	R\$ 119,08	R\$ 1,93	R\$ 121,01	R\$ 84,00	R\$ 37,01	5853,432	R\$ 216.606,25	
set/12	R\$ 182,94	R\$ 2,40	R\$ 185,34	R\$ 84,00	R\$ 101,34	5749,757	R\$ 582.680,41	
out/12	R\$ 280,39	R\$ 1,25	R\$ 281,64	R\$ 84,00	R\$ 197,64	5692,248	R\$ 1.125.015,89	
nov/12	R\$ 375,54	-R\$ 0,50	R\$ 375,04	R\$ 84,00	R\$ 291,04	5827,021	R\$ 1.695.896,08	
dez/12	R\$ 259,57	R\$ 7,22	R\$ 266,79	R\$ 84,00	R\$ 182,79	3614,434	R\$ 660.664,39	
jan/13	R\$ 413,95	-R\$ 5,00	R\$ 408,95	R\$ 94,00	R\$ 314,95	4700,756	R\$ 1.480.503,15	
fev/13	R\$ 214,54	R\$ 1,10	R\$ 215,64	R\$ 94,00	R\$ 121,64	6249,811	R\$ 760.202,93	
mar/13	R\$ 339,75	R\$ 1,05	R\$ 340,80	R\$ 94,00	R\$ 246,80	6277,583	R\$ 1.549.307,57	
abr/13	R\$ 196,13	R\$ 40,00	R\$ 236,13	R\$ 94,00	R\$ 142,13	6482,223	R\$ 921.318,39	
mai/13	R\$ 344,84	R\$ 22,50	R\$ 367,34	R\$ 94,00	R\$ 273,34	6100,890	R\$ 1.667.617,16	
Total							R\$ 12.456.022,87	

A Figura 29 apresenta o preço da energia no mercado *spot*, composto pelo valor do PLD mais o *spread*, que seria o preço que o consumidor pagaria se não possuísse o contrato estudado, e o preço do contrato em questão. Em janeiro e fevereiro de 2012, o consumidor pagou um preço mais alto em relação ao preço do mercado *spot*, entretanto, para o restante do período, o mercado *spot* apresentou um preço superior em relação ao preço contratual, possibilitando desta forma, uma economia gerada em função da contratação de energia analisada no Estudo de Caso.

Figura 29 – Mercado *Spot* versus Preço do Contrato.

A Figura 30 mostra o resultado financeiro comparativo em decorrência da contratação de energia de Longo Prazo do Estudo de Caso em questão.

Figura 30 – Resultado Financeiro Comparativo.



Com a contratação de energia de longo prazo estudada, atendeu-se o objetivo inicial do consumidor, que era buscar maior previsibilidade nos custos com a energia elétrica, visto que o consumo de energia elétrica, durante o período estudado, ficou dentro das flexibilidades contratuais, e não houve necessidade de compra de energia no mercado *spot*. Além disso, considerando o preço da energia elétrica no mercado *spot*, onde o consumidor adquiria sua energia no período anterior à contratação estudada, evitou-se um custo total adicional R\$ 12.456.027,87.

CONSIDERAÇÕES

Neste capítulo desenvolveu-se o Estudo de Caso, onde ocorreu a demonstração prática com dados de mercado, para melhor ilustrar as considerações teóricas analisadas no Capítulo 4. No Estudo de Caso contemplaram-se todas as etapas do processo de contratação de Energia de Longo Prazo no mercado livre de energia, iniciando com a previsão de consumo previsto para o consumidor e a definição do montante de energia a ser contratado pelo mesmo, em função do seu perfil de risco. Após, ocorrem as cotações de mercado, onde define-se um fornecedor para a energia contratada. Na sequência, ocorrem os ajustes comerciais para a

elaboração do contrato, possibilitando o registro desta energia no sistema da CCEE, oficializando a contratação de energia. Verificou-se também que a contratação de energia estudada resultou uma redução no custo da energia do consumidor, que anteriormente à contratação em análise, estava totalmente exposto à variação do PLD.

6. CONCLUSÕES

Verificou-se a divisão do Mercado de Energia no Brasil, no qual aproximadamente 25% da energia consumida está no ACL. O ACL está em expansão: em 2001, existiam dois consumidores no ACL e, no final de 2012, chegou-se a 1577. Um consumidor pode migrar para o ACL se possuir demanda superior a 500 kW. No ACL, o consumidor pode contratar sua energia de qualquer fornecedor – seja ele gerador ou comercializador –, podendo negociar os preços livremente, enquanto, no ACR, o consumidor paga uma tarifa regulada pela ANEEL, não havendo possibilidade de alteração no preço.

A matriz energética brasileira é composta por aproximadamente 80% de energia de origem hidrelétrica e o restante, em sua grande composição, é de origem térmica, que possui um custo mais elevado. No sistema hidrotérmico, como consequência, se a geração hidrelétrica é maior, pode-se diminuir o uso de energia de fontes térmicas, reduzindo, portanto, o custo de produção do MWh do SIN. Verificou-se que, em períodos de maior índice de chuvas, o valor da energia no mercado *spot*, composto pelo PLD acrescido de um *spread*, é menor que em períodos de seca.

No estudo de caso, verificou-se que o consumidor cumpriu seu objetivo de pagar um preço fixo pela energia elétrica consumida e, ainda, para a contratação de longo prazo analisada, pôde-se reduzir o custo com a energia elétrica, se comparado com sua estratégia anterior, em que estava totalmente exposto à variação do mercado *spot*.

Pelas investigações conduzidas neste trabalho, observa-se que o objetivo do mesmo foi atingido, qual seja, análise de todas as etapas de um processo de contratação de energia de Longo Prazo no Mercado Livre de Energia Brasileiro.

REFERÊNCIAS

- [1] GODOY, A. S. **Introdução à Pesquisa Qualitativa e suas Possibilidades**. Revista de Administração de Empresas - RAE, v.35, n.2, mar./abr., 1995.
- [2] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e Operador Nacional do Sistema – ONS. **Treinamento Newave – Decomp: O SIN e os modelos para o Planejamento da Operação Energética**. São Paulo, 2008. Relatório Interno.
- [3] **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2011**. Brasília: Ministério de Minas e Energia/ Empresa de Pesquisa Energética, 2011. Disponível em: <www.epe.gov.br/>. Acesso em: 8 de junho de 2013.
- [4] **Instituições do setor elétrico brasileiro**. Informação postada no site da CCEE. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 5 de maio de 2013.
- [5] SCARABELOT, A. G. **Ferramenta de apoio à Tomada de Decisão de Migração ao Mercado Livre para Consumidores Potencialmente Livres**. Projeto de Diplomação. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.
- [6] CCEE. **Regras de comercialização de energia elétrica**. Regras de comercialização, versão 2012. São Paulo. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 29 de abril de 2013.
- [7] **Matriz Energética**. Informação postada no site do governo do Brasil. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/cop/panorama/o-que-o-brasil-esta-fazendo/matriz-energetica>>. Acesso em: 5 maio. 2013.
- [8] **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 8 de junho de 2013.
- [9] - SILVA, E. L. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**. Porto Alegre: Editora do Autor, 2012.
- [10] **Matriz Energética**. Porto Alegre: GV ENERGY, Mensal, abril de 2013. Disponível em: <<http://www.gvenergy.com.br/>>. Acesso em: 8 de junho de 2013
- [11] **Preço de Liquidação de Diferenças**. Porto Alegre: GV ENERGY, Semanal, maio de 2013. Disponível em: <<http://www.gvenergy.com.br/>>. Acesso em: 5 de junho de 2013.
- .
- .