

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

MARCELO PIERDONÁ MAITELLI

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

**ANÁLISE DOS FATORES EXTERNOS DE PRECIFICAÇÃO
NO MERCADO DE ENERGIA DE LONGO PRAZO**

Porto Alegre

2012

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

ANÁLISE DOS FATORES EXTERNOS DE PRECIFICAÇÃO NO MERCADO DE ENERGIA DE LONGO PRAZO

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: Profa. Dra. Gladis Bordin.

Porto Alegre

2012

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

MARCELO PIERDONÁ MAITELLI

ANÁLISE DOS FATORES EXTERNOS DE PRECIFICAÇÃO NO MERCADO DE ENERGIA DE LONGO PRAZO

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 pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Profª. Dra. Gladis Bordin, UFRGS

Doutora, UFSC – Florianópolis, Brasil.

Banca Examinadora:

Profª. Dra. Gladis Bordin, UFRGS

Doutora pela UFSC – Florianópolis, Brasil

Engenheiro Antônio Dreyer

Engenheiro Eletricista pela UFRGS – Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos, UFRGS

Doutor pela UFSC – Florianópolis, Brasil

Porto Alegre, junho de 2012.

DEDICATÓRIA

Este trabalho é dedicado aos meus pais, Neusa e Jacob, pelo amor, pelas palavras sábias, pela paciência, pelos exemplos, pelo apoio incondicional e pela estrutura que foi carinhosamente construída não só para que eu pudesse crescer como pessoa e como profissional, mas também para que ao longo do meu caminho eu fosse feliz.

AGRADECIMENTOS

À Profa. Dra. Gladis Bordin, pela orientação, pela grande importância na minha jornada acadêmica e por toda atenção dispensada para que este trabalho pudesse ser adequadamente realizado.

Ao Sr. Antônio Dreyer, que além de um grande líder, nos últimos anos também desempenhou o papel um grande professor, fundamental ao desenvolvimento deste Projeto de Diplomação.

A toda equipe da GV Energy & Associados.

Ao meu grande amigo Davi Bastos Morgado, que há vários anos é alguém com quem eu posso contar em absolutamente todas as empreitadas.

Ao meu grande amigo Fernando Sossmeier Arnhold, pelos conselhos e pela fiel parceria.

Ao meu grande amigo Laurence Rossetto, pela paciência, sabedoria e por toda a tranquilidade permanentemente transmitida.

Por último e certamente não menos importante, à minha namorada, Gabriela Gerson Feldens, por ser uma motivação e por me mostrar que a felicidade e a plenitude são mais facilmente atingíveis do que eu poderia imaginar.

RESUMO

Este Projeto de Diplomação objetiva analisar os impactos e a coerência dos efeitos sofridos pelos preços da energia elétrica no longo prazo, devido à oscilações de naturezas meteorológica, mercadológica e estrutural de curto prazo. O foco é o Mercado Livre de Energia brasileiro, a análise é desenvolvida a partir de preços reais praticados no mercado e apresentados comparativamente com os Custos Marginais de Expansão, Preços de Liquidação das Diferenças e com as Garantias Físicas do Sistema.

Palavras-chave: Energia. Elétrica Mercado Livre. Preços. Longo Prazo.

ABSTRACT

This Graduation Project was developed aiming to discuss the impacts and the consistency of the effects over long term energy prices due to meteorological, market and structural short term oscillations, focusing in the brazilian free competitive energy market, developing the analysis with real market prices, presented comparatively to the expansion costs, settlement prices and the system's physical guarantees.

Keywords: Electrical. Energy. Free Market. Prices. Long Term.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Apresentação do Problema	12
1.2	Objetivo	12
1.3	Estrutura do Projeto de Diplomação	13
2	SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	14
2.1	O Setor Elétrico	14
2.1.1	Estrutura Institucional do Setor Elétrico	15
2.1.2	Agentes Setoriais	17
2.2	Conceitos Básicos Referentes ao Mercado	18
2.2.1	Energia Elétrica	18
2.2.2	Ambiente de Contratação Regulada versus Ambiente de Contratação Livre	19
2.2.3	O Consumidor Cativo	20
2.2.4	O Consumidor Livre	21
2.2.5	O Consumidor Livre Especial	22
3	METODOLOGIA	23
3.1	Pesquisa Qualitativa	23
3.2	Pesquisa Documental	23
4	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE	25
4.1	Matriz Energética Brasileira	25
4.2	Potencial Hídrico	27
4.3	Rateio de Perdas de Rede Básica	28
4.4	Integração Eletroenergética	29
4.5	Visão Geral da Otimização da Operação Hidrotérmica	31
4.6	Preço de Liquidação das Diferenças e Custo Marginal de Operação	32
4.7	Energia Convencional e Energia Incentivada	35
4.8	Contratação e Registro da Energia	36
4.9	Principais Flexibilidades Contratuais	39
4.10	PROINFA	42
4.11	Lastro de Média Móvel	42
4.12	Movimentações Financeiras CCEE	43
4.12.1	Liquidação Financeira	44
4.12.2	Aporte de Garantias Financeiras	44
4.12.3	Encargo de Energia de Reserva	45
4.13	Tributação	46
4.14	Considerações Finais	47
5	PRECIFICAÇÃO DE ENERGIA NO LONGO PRAZO	49
5.1	Preâmbulo	49
5.2	Custo Marginal de Expansão	49
5.3	Custo das Fontes pelo CME	50
5.4	Cenário do Mercado de Energia	52
5.4.1	Balço entre Oferta e Demanda	52
5.4.2	Custo da Oferta	54
5.5	Influência dos Preços de Curto Prazo sobre os Preços de Longo Prazo	55
5.6	Considerações Finais	65
6	CONCLUSÕES	68
	REFERÊNCIAS	70

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 DIAGRAMA DA ESTRUTURA INSTITUCIONAL DO SETOR.....	17
FIGURA 2 ESTRUTURA DE VENDA DE ENERGIA.....	20
FIGURA 3 EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE AGENTES NO MERCADO LIVRE.....	22
FIGURA 4 PARTICIPAÇÃO PERCENTUAL NA MATRIZ POR FONTE	26
FIGURA 5 HISTÓRICO DE PARTICIPAÇÃO PERCENTUAL POR FONTE.....	26
FIGURA 6 INTEGRAÇÃO ELETROENERGÉTICA DO SIN.....	30
FIGURA 7 DESPACHO DE USINAS.....	31
FIGURA 8 ENERGIA NATURAL AFLUENTE E PREÇO DE LIQUIDAÇÃO	34
FIGURA 9 EVOLUÇÃO DO PLD SUDESTE	34
FIGURA 10 PLD MÉDIO ANUAL ENTRE 2003 E 2011.....	35
FIGURA 11 CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NO LONGO PRAZO	37
FIGURA 12 CONSUMO EXCEDENTE TRATADO NO MERCADO DE CURTO PRAZO ...	38
FIGURA 13 FLEXIBILIDADE MENSAL NO FORNECIMENTO DE ENERGIA	40
FIGURA 14 SAZONALIZAÇÃO NO FORNECIMENTO DE ENERGIA	40
FIGURA 15 MODULAÇÃO NO FORNECIMENTO DE ENERGIA	41
FIGURA 16 PATAMARES DE CARGA.....	41
FIGURA 17 EXEMPLO DE APURAÇÃO DE LASTRO CCEE.....	43
FIGURA 18 EXEMPLO DA METODOLOGIA DE CÁLCULO DO APORTE.....	45
FIGURA 19 CALENDÁRIO DE GESTÃO DE EVENTOS	46
FIGURA 20 LEI DA OFERTA E DEMANDA	52
FIGURA 21 OFERTA ESTRUTURAL VERSUS DEMANDA DE ENERGIA	53
FIGURA 22 ENERGIA DE RESERVA E ENERGIA NOVA CONTRATADAS NO ACR	54
FIGURA 23 ENERGIA CONVENCIONAL NO LONGO PRAZO VERSUS PLD SE.....	61
FIGURA 24 ENERGIA 50% INCENTIVADA NO LONGO PRAZO VERSUS PLD SE....	62
FIGURA 25 VARIAÇÃO PERCENTUAL DO PLD E DAS MÉDIAS DE LONGO PRAZO....	64
FIGURA 26 DIAGRAMA DOS FATORES DE PRECIFICAÇÃO NO LONGO PRAZO.....	67

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 HORAS POR MÊS	19
TABELA 2 RESERVAS PROVADAS E POTENCIAL HÍDRICO.....	28
TABELA 3 CUSTO DAS FONTES.....	51
TABELA 4 OFERTA ESTRUTURAL VERSUS DEMANDA DE ENERGIA.....	53
TABELA 5 PREÇOS MÉDIOS DE ENERGIA CONVENCIONAL.....	57
TABELA 6 PREÇOS MÉDIOS DE ENERGIA 50% INCENTIVADA	58
TABELA 7 VARIAÇÃO DA ENERGIA CONVENCIONAL.....	59
TABELA 8 VARIAÇÃO DA ENERGIA INCENTIVADA 50%.....	60

LISTA DE ABREVIATURAS

ACEP: Agente Comercializador da Energia do PROINFA
ACL: Ambiente de Contratação Livre
ACR: Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CME: Custo Marginal de Expansão
CMO: Custo Marginal de Operação
CMSE: Comitê de Monitoramento do Setor Energético
CNPE: Conselho Nacional de Política Energética
COFINS: Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social
EER: Encargo de Energia de Reserva
EPE: Empresa de Pesquisa Energética
ESS: Encargos de Serviço do Sistema
ICMS: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IPCA: Índice de Preços ao Consumidor - A
MME: Ministério de Minas e Energia
MRE: Mecanismo de Realocação de Energia
ONS: Operador Nacional do Sistema
PCH: Pequena Central Hidrelétrica
PIS: Programa de Integração Social
PLD: Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
SCDE: Sistema de Coleta de Dados de Energia
SCL: Sistema de Contabilização e Liquidação

1 INTRODUÇÃO

Este capítulo é dirigido à apresentação do problema, dos objetivos e da estrutura do projeto de diplomação. Os conceitos relativos ao mercado de energia serão desenvolvidos adiante.

1.1 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA

O mercado brasileiro de energia elétrica e os seus mecanismos de funcionamento e monitoramento possuem um grau de complexidade considerável devido a peculiaridades inerentes à matriz energética nacional. Mais de 75% da energia elétrica gerada no país é proveniente de usinas hidrelétricas, fato que automaticamente cria uma relação permanente de dependência entre a disponibilidade de energia e o regime hídrico nas principais bacias hidrográficas. Mudanças climáticas e meteorológicas se refletem rapidamente em variações nos custos de geração e comercialização de energia, tornando os cenários de mercado altamente dinâmicos e criando um baixo grau de previsibilidade para a precificação.

É parte da cultura atual estabelecida no mercado de energia elétrica, realizar o balizamento dos preços de comercialização a partir das variações do Preço de Liquidação das Diferenças – ou PLD – que consiste em um índice calculado computacionalmente a partir de modelos matemáticos e que busca otimizar a valoração da energia no curtíssimo prazo, em base semanal, em função de uma gama de variáveis que abrangem do viés meteorológico ao estrutural. Embora sabe-se que o PLD é um indicador de curto prazo, ele influencia diretamente nos preços de longo prazo, sendo a lógica desta interação – e em alguns casos a ausência dela – um dos assuntos abordados e discutidos neste Projeto de Diplomação.

1.2 OBJETIVO

O objetivo principal deste trabalho é analisar os impactos e a coerência dos efeitos sofridos pelos preços da energia elétrica no longo prazo devido à oscilações de naturezas meteorológica, mercadológica e estrutural de curto prazo, com foco no Ambiente de Contratação Livre. A análise é desenvolvida a partir de preços reais praticados no mercado, apresentados comparativamente com os Custos Marginais de Expansão, Preços de Liquidação

das Diferenças e com as Garantias Físicas do Sistema. O objetivo secundário deste trabalho é estruturar o assunto sob análise de forma autocontida visando servir de referência para leitores interessados no tema.

1.3 ESTRUTURA DO PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

Este trabalho é estruturado em seis capítulos. O Capítulo 1 realiza a introdução, o Capítulo 2 efetua a conceitualização básica e o Capítulo 3 insere a metodologia do processo de pesquisa. O Capítulo 4 apresenta de forma ampla o Ambiente de Contratação Livre, criando o embasamento e a definição do cenário necessária para a discussão do problema, e o Capítulo 5 realiza a análise do problema proposto. Finalmente, o Capítulo 6 é dedicado à apresentação das conclusões do trabalho.

2 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Para melhor entendimento da análise desenvolvida neste Projeto de Diplomação, são apresentados inicialmente os conceitos básicos referentes ao tema exposto. Este capítulo possui caráter introdutório e complementarmente elabora e apresenta os principais conceitos relativos ao mercado de energia elétrica.

2.1 O SETOR ELÉTRICO

O novo modelo do setor elétrico possui três principais objetivos:

1. Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
2. Promover a modicidade tarifária;
3. Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro através de programas de universalização de atendimento.

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 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004; e pelo Decreto 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 para dar continuidade às atividades do MAE (Mercado Atacadista de Energia), relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE).

Outras alterações importantes incluem a definição do exercício do Poder Concedente ao Ministério de Minas e Energia (MME) e a ampliação da autonomia do 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.

2.1.1 ESTRUTURA INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO

O setor elétrico brasileiro possui um marco regulatório bem traçado. As principais entidades que compõem institucionalmente o setor elétrico brasileiro são listadas a seguir.

- Conselho Nacional de Política Energética – CNPE: Em 6 de agosto de 1997, a Lei 9.478 criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), vinculado à Presidência da República e presidido pelo ministro de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais, medidas para o setor e diretrizes energéticas;

- Ministério de Minas e Energia – MME: O Ministério de Minas e Energia (MME) foi criado em 1960, pela Lei 3.782, de 22 de julho de 1960. Em 1990, a Lei 8.028 extinguiu o MME e transferiu suas atribuições ao Ministério da Infraestrutura, criado pela mesma lei, que também passou a ser responsável pelos setores de transportes e comunicações. O Ministério de Minas e Energia voltou a ser criado em 1992, por meio da Lei 8.422. Em 2003, a Lei 10.683/2003 definiu como competências do MME as áreas de geologia, recursos minerais e energéticos; aproveitamento da energia hidráulica; mineração e metalurgia; e petróleo, combustível e energia elétrica, incluindo a nuclear. A estrutura do Ministério foi regulamentada pelo decreto 5.267, de 9 de dezembro de 2004, que criou as secretarias de Planejamento e Desenvolvimento Energético; de Energia Elétrica; de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis; e Geologia, Mineração e Transformação Mineral;

- Comitê de Monitoramento do Setor Energético – CMSE: Em 2004, foi criado pela Lei 10.848 o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), cuja função é acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional;

- Empresa de Pesquisa Energética – EPE: Em 15 de março de 2004, por meio da Lei 10.847, foi autorizada a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético;

- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: A ANEEL foi criada em 1996, pela Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996. A ANEEL é uma autarquia sob regime especial (Agência Reguladora), vinculada ao Ministério das Minas e Energia, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as Políticas e Diretrizes do Governo Federal;

- Operador Nacional do Sistema – ONS: O Operador Nacional do Sistema Elétrico foi criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei 9.648/98, com as alterações introduzidas pela Lei 10.848/04 e regulamentado pelo Decreto 5.081/04. O ONS é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);

- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) começou a operar em 10 de novembro de 2004 - regulamentada pelo Decreto 5.177, de 12 de agosto de 2004, sucedendo ao Mercado Atacadista de Energia (MAE). A CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo, as quais são auditadas externamente, nos termos da Resolução Normativa ANEEL 109, de 26 de outubro de 2004 (Convenção de Comercialização de Energia Elétrica). As Regras e os Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela ANEEL.

- De acordo com o artigo 24 da Resolução 109/2004, entre os objetivos da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica enquadram-se a implantação e divulgação das regras de comercialização e dos procedimentos de comercialização, a administração do ACR e do ACL, a manutenção do registro dos dados de energia gerada e consumida pelos Agentes da CCEE, o registro dos contratos firmados entre os Agentes da CCEE, a realização de leilões de energia elétrica, a apuração das infrações e cálculo de penalidades por variações de contratação de energia, a apuração do PLD e o monitoramento das condutas e ações empreendidas pelos Agentes da CCEE.

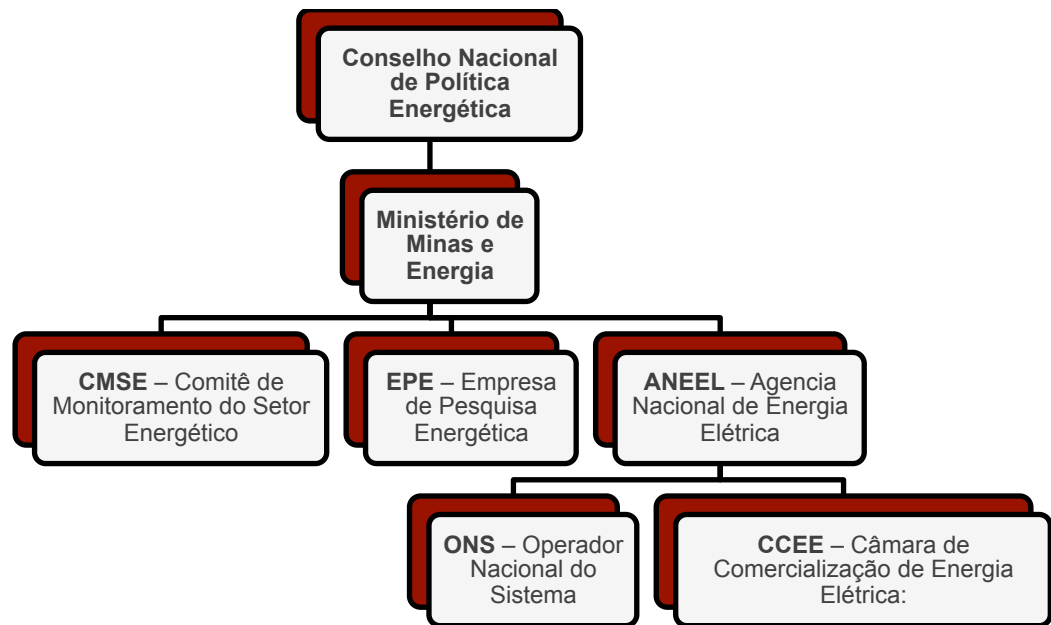


Figura 1 – Diagrama da Estrutura Institucional do Setor.

2.1.2 AGENTES SETORIAIS

Os Agentes setoriais são divididos em diferentes classes:

- 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: Agentes 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;
- h) Agente Comercializador da Energia de Itaipu: Agente de comercialização de energia de Itaipu no Brasil com coordenação da Eletrobrás;

2.2 CONCEITOS BÁSICOS REFERENTES AO MERCADO

No Ambiente de Contratação Livre (ACL) participam os Agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres. Nesta modalidade existe a liberdade para se estabelecer volumes de compra e venda de energia elétrica e os seus respectivos preços, sendo as operações concretizadas através de contratos bilaterais.

Para o início de uma discussão relativa a assuntos englobados pelo ACL, é necessária a familiarização com conceitos básicos referentes a este mercado, assim como é necessária a apresentação dos conceitos que dizem respeito ao Ambiente de Contratação Regulada – ACR – que existe paralelamente ao Mercado Livre. Os conceitos básicos para compreensão do tema são subdivididos e apresentados detalhadamente a seguir. O ACL também é chamado de Mercado Livre de Energia, e o ACR é chamado de Mercado Cativo.

2.2.1 ENERGIA ELÉTRICA

Parte da comunidade científica argumenta que a ciência não é capaz de definir a energia como um conceito independente, sendo a definição associada à capacidade de produzir trabalho ou atuar na realização de uma ação. Esta associação é fundamental à ciência, à física, à engenharia e também à economia, essencialmente dependente da indústria, movida pela energia elétrica.

A energia elétrica, especificamente, consiste na capacidade de uma corrente elétrica realizar trabalho e, considerando o viés físico, é obtida através da diferença de potencial entre dois pontos de um condutor. A engenharia e o mercado, por uma questão prática, adotam uma visão macro e tratam a energia elétrica como o resultado da conversão eletromecânica, ou fotovoltaica, de energia através de um gerador.

Em 2011, a indústria brasileira realizou o consumo energético de 183,61 mil GWh, volume equivalente a 42,7% do consumo nacional total e 2,3% a mais do que em 2010, em reflexo à recuperação da indústria perante à crise econômica de 2009 (EPE, 2012). Esta informação é apresentada como balizamento para a dimensão do consumo industrial do país e como demonstração do efeito econômico sobre a carga.

As unidades geralmente utilizadas para quantificar a energia elétrica são o megawatt-hora (MWh) e o megawatt médio (MWm). O megawatt-hora procede naturalmente da

multiplicação da potência demandada pelo período de tempo em que ocorreu a demanda, e o megawatt médio resulta da divisão de uma determinada quantidade de energia pela quantidade de horas em um mês ou em um ano. A quantidade de horas para cada mês é apresentada na Tabela 1.

Tabela 1 – Horas por Mês

janeiro	744
fevereiro	673
fevereiro - ano bissexto	697
março	744
abril	720
maio	744
junho	720
julho	744
agosto	744
setembro	720
outubro	743
novembro	720
dezembro	744
TOTAL	8760
TOTAL - ano bissexto	8784

Na tabela, observa-se que os meses possuem 744 horas quando são compostos por 31 dias e 720 horas quando são compostos por 30 dias. O mês de fevereiro possui 673 horas pois é constituído por 28 dias, e outubro tem 743 horas por conta do horário de verão.

2.2.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA VERSUS AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO

LIVRE

O novo Modelo do setor elétrico define que a comercialização de energia elétrica é realizada em dois ambientes de mercado, o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre - ACL.

A contratação no ACR é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

(CCEAR), celebrados entre Agentes Vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e Compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica.

Já no ACL há a livre negociação entre os Agentes Geradores, Comercializadores, Consumidores Livres, Importadores e Exportadores de energia, sendo que os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de contratos bilaterais.

Os Agentes de Geração, sejam concessionários de serviço público de Geração, Produtores Independentes de energia ou Autoprodutores, assim como os Comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração, e todos os contratos, sejam do ACR ou do ACL, são registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

Uma visão geral da comercialização de energia, envolvendo os dois ambientes de contratação, é apresentada na Figura 1.

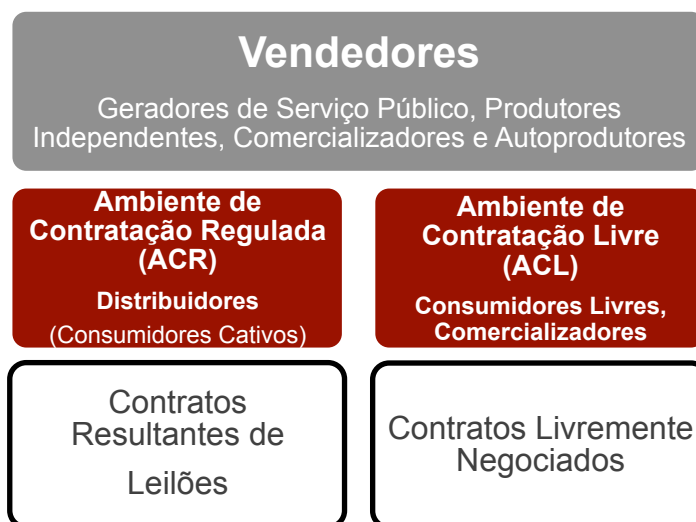


Figura 2 – Estrutura de Venda de Energia para os Ambientes Regulado e Livre.

2.2.3 O CONSUMIDOR CATIVO

Consumidores Cativos participam do ACR e adquirem energia da concessionária ou permissionária em cuja rede estejam conectados, segundo tarifas reguladas. Ou seja, um consumidor cativo obrigatoriamente compra da distribuidora a energia que utiliza, pagando por esta energia as tarifas, que a ANEEL regulamenta e divulga com competência anual na

resolução homologatória vigente da distribuidora. As tarifas de energia variam de acordo com os horários de ponta e fora-ponta e também conforme os períodos nos quais tradicionalmente ocorrem estiagem e chuvas, denominados períodos seco e úmido, respectivamente estendendo-se de maio a novembro e de dezembro a abril.

Um Consumidor Cativo contrata uma determinada potência com a distribuidora da sua área de concessão e consome energia limitada a esta potencia contratada. Em todos os casos, é considerado que o Consumidor possui uma subestação adequada e está conectado em nível de tensão que suporte a contratação de demanda.

2.2.4 O CONSUMIDOR LIVRE

Consumidores Livres participam do ACL e podem legalmente optar pela compra de energia elétrica junto a qualquer fornecedor autorizado a comercializar energia. Em outras palavras, os Consumidores enquadrados como Livres podem escolher de quem irão adquirir energia e de qual fonte proverá a energia adquirida – fonte que poderá ser convencional ou incentivada.

Este formato de consumidor não possui a limitação da aquisição compulsória de energia pelos preços regulados da distribuidora e, portanto realiza a compra dos volumes requeridos com comercializadoras, pagando pela energia preços praticados no mercado, com a possibilidade de buscar as alternativas mais competitivas entre os fornecedores ofertantes. Como característica, o Consumidor Livre recebe a fatura da distribuidora com todos os custos referentes a conexão, mas sem englobar o custo de fornecimento de energia, e complementarmente recebe a fatura do fornecedor escolhido com o custo relativo ao fornecimento de energia elétrica.

Para a caracterização de um possível Consumidor Livre, é necessário que ele possua em horário de ponta ou fora-ponta uma demanda (potência) contratada de no mínimo 3.000 kW. Plantas antigas, anteriores a 1995, devem estar conectadas em um nível mínimo de tensão de 69 kV (A3).

Destacam-se como atributos importantes para o Consumidor Livre:

- Liberdade de escolha do seu Fornecedor e possibilidade de busca por preços mais competitivos;
- A presença de capital privado na oferta de energia, gerando a redução do risco e do custo de investimentos;

- Possibilidade e viabilidade econômica de acesso aberto à transmissão para unidades que necessitem se conectar em nível de tensão A1 (igual ou superior a 230 kV);

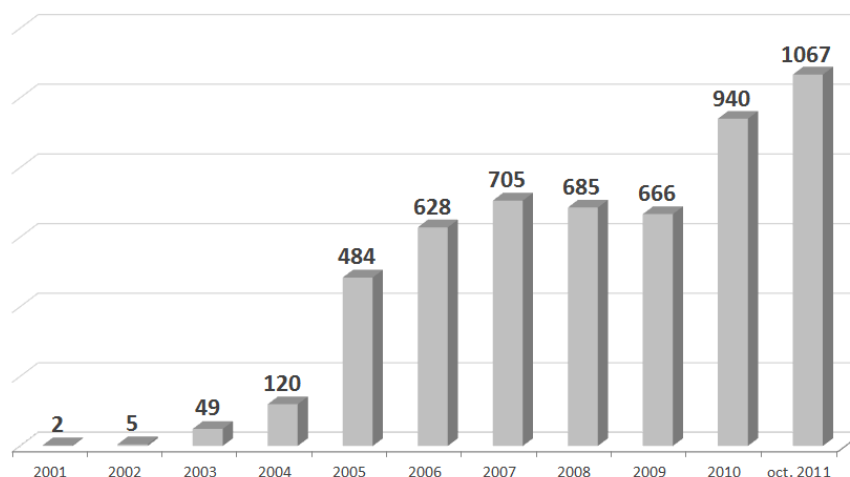


Figura 3 – Evolução do Número de Agentes no Mercado Livre.

2.2.5 O CONSUMIDOR LIVRE ESPECIAL

Os Consumidores Especiais possuem os mesmos benefícios dos consumidores livres no que se refere à liberdade de escolha de fornecedores, todavia, de acordo com a Resolução Normativa 247 de 21 de dezembro de 2006, a energia deverá prover obrigatoriamente de fontes incentivadas. Esses consumidores devem contratar energia renovável proveniente, por exemplo, de usinas eólicas, PCHs, e usinas de biomassa. Salvo esta diferença, o modo de operação no mercado é idêntico ao do Consumidor Livre.

Os requisitos que caracterizam um potencial consumidor livre especial são possuir demanda contratada igual ou superior a 500 kW e estar conectado em qualquer nível de alta tensão.

3 METODOLOGIA

É essencial a apresentação da metodologia do processo de pesquisa. Isto engloba as suposições e valores utilizados como justificativa para a pesquisa, e os padrões e critérios utilizados na interpretação de dados e busca de conclusões ao longo do desenvolvimento do Projeto de Diplomação. Este trabalho foi estruturado a partir do método de pesquisa qualitativa documental.

3.1 PESQUISA QUALITATIVA

De acordo com Godoy (1995), *“A pesquisa qualitativa parte de questões ou focos de interesse amplos, que vão se definindo na medida que o estudo se desenvolve. 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”*.

3.2 PESQUISA DOCUMENTAL

Godoy (1995) descreve a pesquisa documental como: *“Este tipo de pesquisa permite o estudo de pessoas às quais não temos acesso físico. Além disso, 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 a medida que, por terem origem em um determinado contexto histórico, econômico e social, retratam e fornecem dados sobre esse contexto. Também é apropriada para estudar longos períodos de tempo, buscando identificar uma ou mais tendências no comportamento de um fenômeno”*.

Segundo Polit & Hungler (1991), *“O propósito da análise dos dados é o de impor alguma ordem sobre um corpo grande de informações, de modo que possam ser tiradas algumas conclusões gerais e comunicadas através de um relatório. Embora a meta geral seja a de organizar, sintetizar e fornecer estrutura aos dados da pesquisa, a coleta dos dados e sua análise ocorrem, normalmente, de modo simultâneo nos estudos qualitativos. Pelo fato dos pesquisadores qualitativos tenderem a usar um método intuitivo para a amostragem e*

indagação das perguntas, eles precisam estar preparados para redirecionar sua pesquisa, na medida que novos insights emergem a partir da análise”.

4 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

Este capítulo apresenta os principais conceitos vinculados ao ACL. O conteúdo é apresentado de maneira a contextualizar e fundamentar a discussão que ocorre no Capítulo 5, que trata dos efeitos sofridos pelos preços de comercialização de energia no longo prazo devido às oscilações dos fatores aos quais os preços possuem sensibilidade.

A compreensão dos conceitos e mecanismos operacionais, regulatórios e comerciais é necessária para o desenvolvimento da percepção sobre os elementos que influenciam o mercado e, apresentando estes conceitos de maneira clara e informativa, o objetivo complementar deste capítulo é apresentar dentro da sua própria estrutura um texto para referência, consulta e treinamento a nível acadêmico e corporativo.

4.1 MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

A Matriz Energética Brasileira define as participações por fonte de energia do portfólio de geração e é composta por diversas fontes, embora seja predominantemente composta por fontes hídricas. O Brasil possui a matriz energética com maior participação de fontes renováveis entre os países industrializados, com aproximadamente 45% de sua produção proveniente de PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas – usinas de biomassa e etanol, além de parques eólicos e geração solar. As usinas hidrelétricas são responsáveis pela geração de mais de 75% da eletricidade do País. A matriz energética mundial é composta por 13% de fontes renováveis no caso de países industrializados, caindo para 6% entre as nações em desenvolvimento.

A seguir, é apresentada a situação da Matriz Energética em fevereiro de 2012, ilustrando a significativa participação das fontes hídricas na Matriz.

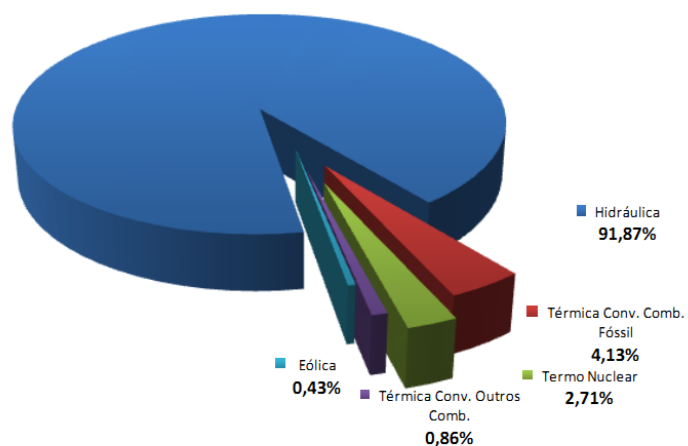


Figura 4 – Participação na Matriz por Fonte de Geração em fevereiro de 2012.

Fonte: GV Energy (2012)

Na Figura 5 se pode observar as participações percentuais por fonte de geração ocorridas nos últimos meses. Foi inserida uma linha de tendência polinomial de ordem 3 de forma a estabelecer-se uma tendência.

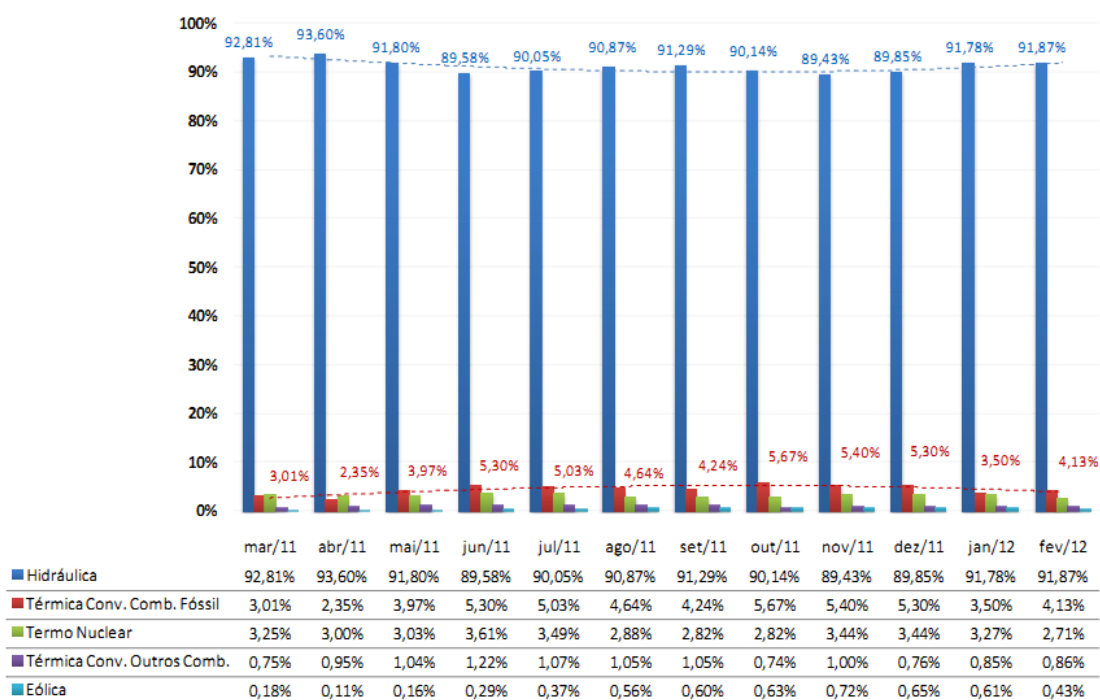


Figura 5 – Histórico de Participação Percentual por Fonte na Matriz.

Fonte: GV Energy (2012)

Em média, nos últimos 12 meses, a participação das fontes hídricas sobre o total do portfólio nacional de geração manteve-se acima dos 90%, de maneira coerente à predominância histórica intensa dos empreendimentos baseados nestas fontes sobre a matriz, consequentemente tornando a importância dos regimes de chuva para efeitos de geração de energia uma decorrência à constituição do corpo da matriz, com reflexos diretos na operação hidrotérmica conduzida pelo Operador Nacional do Sistema, e sobre os preços da energia no curto e longo prazo, tendo em vista os custos de despacho e operação das usinas.

Com a imensa participação de energia produzida através de hidrelétricas, o regime de chuvas é um fator chave para a determinação dos preços de curto e longo prazo e os institutos de meteorologia e suas previsões são fontes importantes para a formação de preços, custos e para a gestão da operação física do sistema realizada pelo ONS.

4.2 POTENCIAL HÍDRICO

Entende-se por potencial hidrelétrico o potencial possível de ser técnica e economicamente aproveitado nas condições atuais de tecnologia. O potencial hidrelétrico é medido em termos de energia firme, que é a geração máxima contínua na hipótese de repetição futura de um período hidrológico crítico.

O potencial hidrelétrico inventariado compreende as usinas em operação ou construção e os aproveitamentos disponíveis estudados nos níveis de inventário, viabilidade e projeto básico. Tomando-se por base o inventário como etapa em que se mede com toda precisão o potencial, pode-se avaliar a precisão dos valores obtidos para o potencial estimado.

De acordo com estudos de avaliação, já procedidos, os valores estimados se situam em até cerca de 35% abaixo do valor final inventariado, donde se conclui que o potencial estimado é bastante conservador.

A Tabela 2 mostra as reservas provadas e o potencial hídrico nacional.

Tabela 2 – Reservas Provasdas e Potencial Hidráulico

ESTADO	PETRÓLEO OIL		GÁS NATURAL NATURAL GAS	POTENCIAL HIDRÁULICO MW ^a HYDRAULIC POTENTIAL MW ^a			STATE
	10 ⁶ m ³	10 ⁶ bbl	10 ⁶ m ³	TOTAL	OPERAÇÃO (% do total) ^b	CONSTRUÇÃO (% do total) ^b	
					OPERATING (% of total) ^b	BUILDING (% of total) ^b	
BRASIL	2.263	14.234	423.002	243.362	33,2	2,3	BRAZIL
NORTE	17	107	55.878	97.251	11,2	3,4	NORTH
Rondônia		0		12.891	2,3	0	Rondônia
Acre		0		1.121	0	0	Acre
Amazonas	17	107	55.878	19.898	1,4	0	Amazonas
Roraima		0		5.262	0,1	61,9	Roraima
Pará		0		49.400	17,1	0	Pará
Amapá		0		2.006	3,8	0	Amapá
Tocantins		0		6.674	26,7	0,2	Tocantins
NORDESTE	163	1.025	51.366	24.967	43,8	0,1	NORTHEAST
Maranhão		0		2.191	5,4	0	Maranhão
Piauí		0		495	24,1	0	Piauí
Ceará	10	63	652	25	0	0	Ceará
Rio Grande do Norte	59	371	10.095	2	0	0	Rio Grande do Norte
Paraíba		0		11	36,0	0	Paraíba
Pernambuco		0		1.566	47,6	0	Pernambuco
Alagoas	1	6	3.476	4.269	87,2	0	Alagoas
Sergipe	45	283	3.626	4.246	37,2	0	Sergipe
Bahia	48	302	33.517	12.163	38,3	0,2	Bahia
SUDESTE	2.078	13.071	314.490	43.969	55,8	1,2	SOUTHEAST
Minas Gerais		0		24.244	48,6	1,1	Minas Gerais
Espírito Santo	213	1.340	44.611	1.356	39,5	0	Espírito Santo
Rio de Janeiro	1.861	11.706	220.506	3.250	38,7	6,1	Rio de Janeiro
São Paulo	4	25	49.373	15.120	72,6	0,5	São Paulo
SUL	5	31	1.268	41.950	55,3	3,2	SOUTH
Paraná	4	25	1.038	24.115	64,7	4,5	Paraná
Santa Catarina	1	6	230	7.232	48,9	1,3	Santa Catarina
Rio Grande do Sul		0		10.603	38,2	1,5	Rio Grande do Sul
CENTRO-OESTE	0	0	0	35.224	31,6	1,3	CENTER-WEST
Mato Grosso do Sul		0		6.044	58,6	0	Mato Grosso do Sul
Mato Grosso		0		16.807	8,6	2,5	Mato Grosso
Goiás		0		12.343	49,5	0,2	Goiás
Distrito Federal		0		30	100	0	Distrito Federal

^a Fontes: SIPOT – Sistema do Potencial Hidrelétrico Brasileiro (Eletrobras); Aneel. / Sources: SIPOT – Brazilian Hydroelectric Potential System; Aneel

^b Potenciais calculados considerando distribuição equitativa nos aproveitamentos de fronteira. / Percentages are calculated considering the equal distribution between neighbor plants

Através da Tabela 2 é possível observar que ainda existe uma ampla margem para o aproveitamento do potencial hídrico não explorado.

4.3 RATEIO DE PERDAS DE REDE BÁSICA

O Sistema Interligado Nacional SIN é representado na CCEE através de uma estrutura de pontos de medição de geração e de consumo, que são definidos através da Modelagem do Sistema Elétrico, com o objetivo de se obter os montantes líquidos medidos de energia para

cada Agente, possibilitando a Contabilização e Liquidação Financeira das operações no mercado de curto prazo.

Para que sejam obtidos tais montantes, as Regras de Comercialização estabelecem um processo de apuração e tratamento das quantidades de geração e consumo de energia elétrica, que são agrupadas e ajustadas, possibilitando a contabilização da energia comercializada pelos Agentes. O processamento dos dados é chamado de Agregação Contábil da Medição. Os Ajustes são necessários, pois, no atendimento ao consumo pela geração, ocorrem perdas elétricas no sistema de transmissão.

Na CCEE, estas perdas são rateadas entre os Agentes proprietários de pontos de medição de geração e de consumo. Através do rateio das perdas, garante-se que a geração efetiva total do sistema coincida com a carga efetiva total do sistema. O ponto virtual onde as perdas entre os pontos de geração e de consumo se igualam é denominado Centro de Gravidade e neste ponto são consideradas todas as compras e vendas de energia na CCEE. A existência deste ponto virtual torna possível a comparação entre as medições realizadas em diferentes pontos reais do SIN.

Os pontos do SIN que participam do referido rateio são aqueles definidos pela Aneel como sendo participantes do rateio de perdas da rede básica. As perdas elétricas são compartilhadas igualmente entre os pontos de geração e de consumo, sendo metade das perdas abatida do total gerado e a outra metade adicionada ao total consumido. A partir dos valores de medição informados pelos Agentes à CCEE, os totais de geração e consumo de cada Agente no Centro de Gravidade são calculados para utilização no processo de contabilização da energia comercializada no Mercado de Curto Prazo.

4.4 INTEGRAÇÃO ELETROENERGÉTICA

O SIN cobre grande parte do território brasileiro e permite o intercâmbio de energia entre submercados. Este método de operação conectada do sistema é de utilidade para a realização da interligação dos geradores de energia que, em sua maioria usinas hidrelétricas, têm altos e baixos em sua produtividade devido à dependência do regime pluviométrico e muitas vezes distam dos centros consumidores.

Atualmente, a malha de transmissão cobre o país de maneira menos densa em determinados pontos, como se observa na Figura 6, e por estas questões estruturais, e também devido a questão da demanda, são ocasionadas restrições ao atendimento e intercâmbio

principalmente nos submercados nordeste e norte, sendo o último ainda parcialmente integrado ao sistema. Os gargalos na integração impactam o preço da energia pois são agregados custos devido às limitações regionais. As relações básicas entre o que observa-se no mercado em termos de custos, e as restrições estabelecidas serão desenvolvidas adiante quando forem especificados o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

O volume do deslocamento de energia entre os submercados possui efeito sobre as perdas de rede básica, que tendem a aumentar caso a energia percorra grandes caminhos ao longo da sua transmissão.

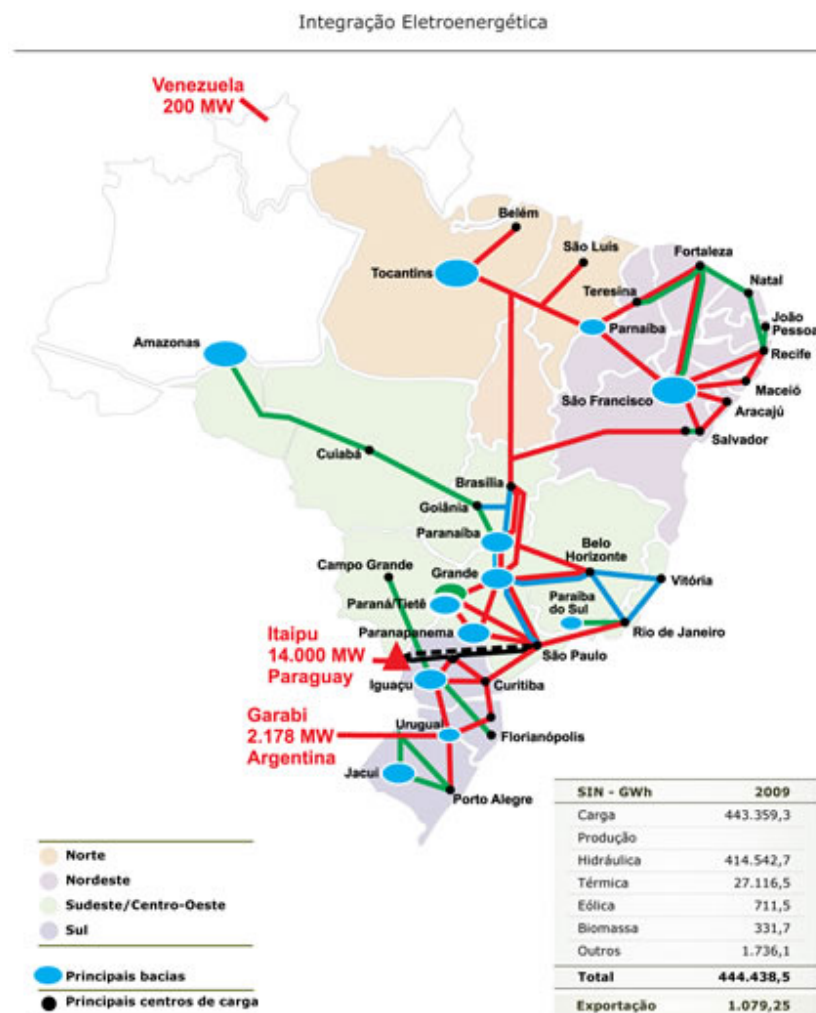


Figura 6 – Integração Eletroenergética do SIN.

Fonte: ONS (2012)

4.5 VISÃO GERAL DA OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO HIDROTÉRMICA

É função do ONS realizar a otimização da operação no que compete ao despacho das usinas que fazem parte do sistema interligado. Com a intenção de equilibrar o custo e a segurança no atendimento à demanda, na sua tomada de decisão de despacho, o Operador deve observar a ordem de mérito, o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, as previsões meteorológicas, a Energia Natural Afluyente (ENA) e os custos de despacho, operação e geração.

De forma simplificada, o diagrama da Figura 7 mostra os possíveis custos imediatos e futuros ocasionados no SIN pela decisão de despacho de usinas térmicas – alternativamente à utilização da geração hídrica – frente ao comportamento climático. Previsões climáticas são balizadores importantes nas simulações para a decisão do ONS ao que se refere à utilização de usinas, pois acionamentos em momentos impróprios poderão implicar em cenários de déficit de carga ou custos elevados desnecessários. A partir das previsões e demais informações à sua disposição, o Operador procede visando sempre a otimização de recursos.

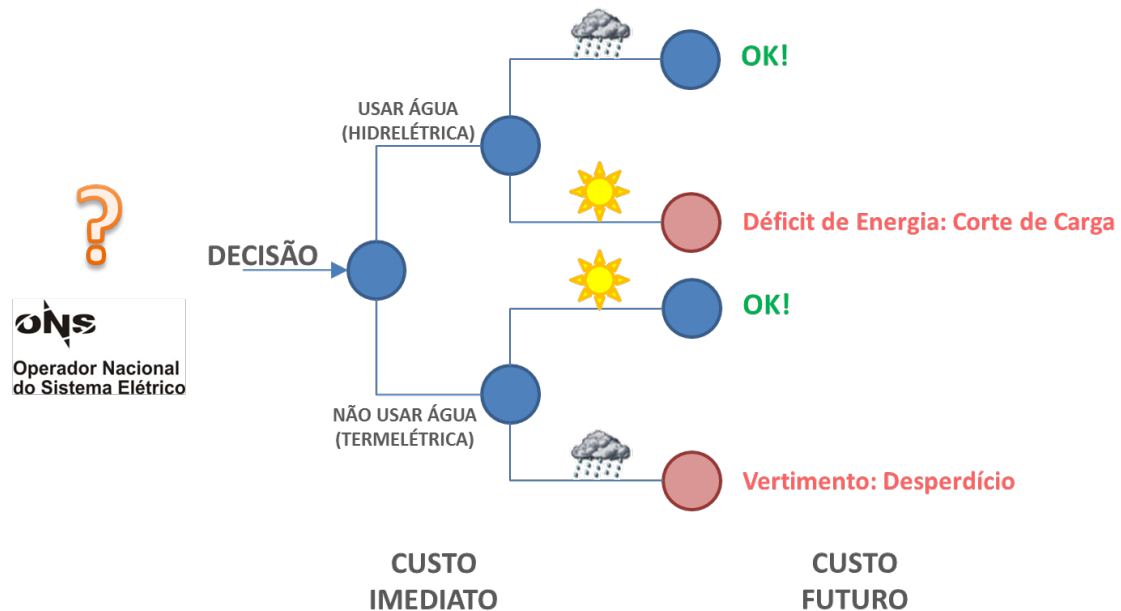


Figura 7 – Despacho de Usinas.

4.6 PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS E CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é empregado na valoração da compra e venda de energia no mercado de curto prazo. A formação do preço da energia comercializada é feita através dos dados avaliados pelo ONS na otimização da operação do Sistema Interligado Nacional.

Devido à grande participação da geração hídrica na matriz brasileira, é utilizada a modelagem matemática computacional para que seja realizado o cálculo do PLD, que têm por objetivo encontrar o ponto ótimo de equilíbrio entre o benefício do uso presente da água e o benefício futuro resultante do seu armazenamento, medido em termos da economia projetada dos combustíveis das usinas termoeletricas.

Do ponto de vista imediato, o esgotamento da energia hidrelétrica disponível é a premissa mais econômica porque diminui ao máximo os custos de combustível. Entretanto, a operação do sistema dessa forma resulta em grandes riscos de déficits de carga no futuro. Já a máxima confiabilidade no fornecimento provém da manutenção dos níveis dos reservatórios no seus máximos, o que implica na utilização da geração térmica em maior intensidade, ocasionando o aumento dos custos de operação. Na prática os dois extremos devem ser conciliados em um ponto ótimo de operação.

O modelo de valoração atinge o despacho ótimo baseando-se nos cenários de precipitações, nos preços dos combustíveis, na demanda de energia, no custo projetado do déficit, na entrada de novos empreendimentos de geração e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, definindo os níveis de geração hidráulica e térmica. Os Custos Marginais de Operação (CMO) são o resultado deste processo para o período em questão, para cada patamar de carga e para cada submercado.

A cada semana o PLD é determinado 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, para que sejam considerados no Sinercom.

Na CCEE são utilizados os mesmos modelos adotados pelo ONS para determinação da programação e despacho de geração do sistema, com as adaptações necessárias para refletir as condições de formação de preços na CCEE. No cálculo do PLD não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado e as usinas em testes, de forma que a

energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo e que, conseqüentemente, o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões. No cálculo do preço são consideradas apenas as restrições de transmissão de energia entre os submercados.

As usinas que apresentarem limitações operativas, chamadas de inflexibilidade, para o cumprimento de despacho por parte do ONS têm sua parte inflexível não considerada no estabelecimento do preço e são consideradas como abatimentos da carga a ser atendida. Contudo, se a unidade geradora tiver declarado um nível mínimo de geração obrigatória (inflexível) e estiver programada para gerar acima desse nível (flexível), esse será considerado na formação do preço. As gerações de teste produzidas pela entrada de novas unidades também não são consideradas no processo de formação do PLD.

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 de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal.

Tendo em vista que o PLD é o indicador utilizado como referência para as operações de comercialização, é importante demonstrar a variabilidade do PLD ao longo do tempo frente às variações do clima. Essa relação existente entre fatores meteorológicos e preços, confere ao indicador oscilações características aos distintos períodos do ano, quando ocorre maior ou menor quantidade de chuvas nas regiões das principais bacias do país. A Energia Natural Afluente (ENA) é a energia que pode ser produzida com a vazão de água de um determinado rio a um reservatório de uma usina hidrelétrica e, obviamente, é dependente do regime de chuvas.

Na Figura 8 são comparados o PLD Sudeste e a ENA no ano de 2010. Observando o gráfico, conclui-se que em momentos de grande ENA, o preço de liquidação é inferior como consequência aos baixos custos da geração hídrica e por não haver a necessidade do despacho massivo de usinas térmicas, cujos custos são consideravelmente superiores.

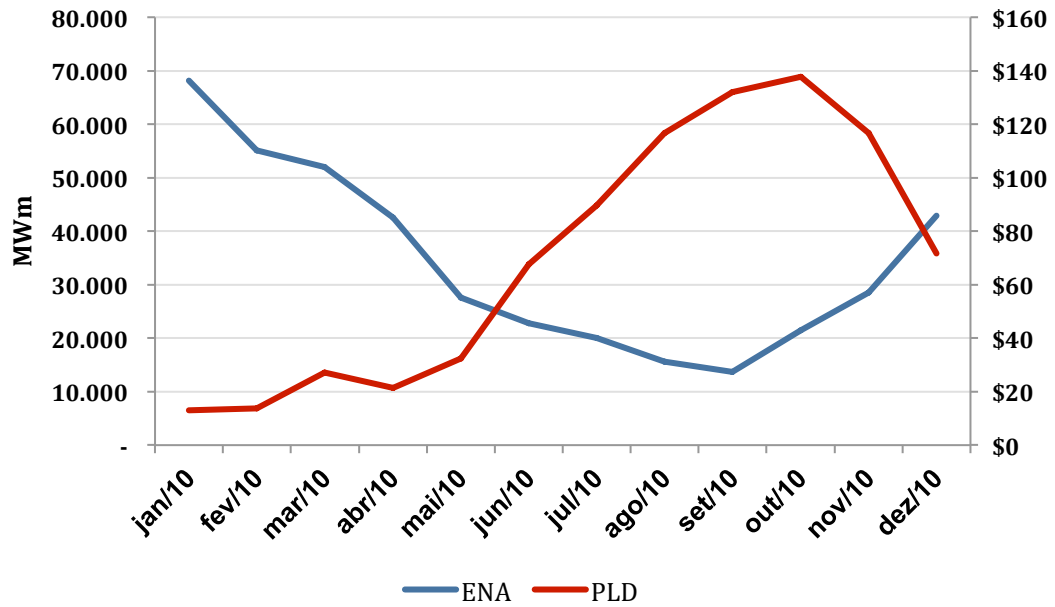


Figura 8 – Energia Natural Afluyente e Preço de Liquidação das Diferenças.

Fonte: CCEE e ONS (2012)

Utilizando o PLD do submercado Sudeste como exemplo, já foram observados valores variando entre R\$ 12,20/MWh e R\$ 502,45/MWh, coincidindo fenômenos climáticos aos máximos e mínimos relativos. Como histórico, demonstrativo da variação e como exemplos das interações com estes fenômenos, as Figuras 9 e 10 explicitam a evolução do PLD de 2003 até 2012.



Figura 9 – Evolução do PLD Sudeste.

Fonte: CCEE (2012)

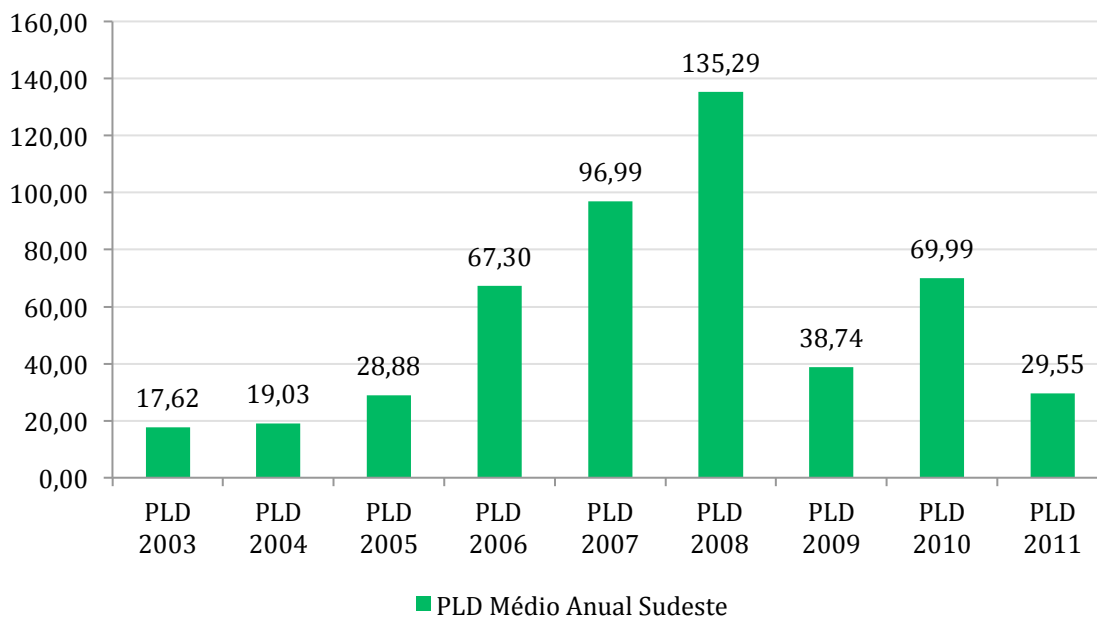


Figura 10 – PLD Médio anual entre 2003 e 2011.

4.7 ENERGIA CONVENCIONAL E ENERGIA INCENTIVADA

A Energia Convencional é oriunda de hidrelétricas e de usinas térmicas. Paralelamente, a Energia Incentivada provém de fontes renováveis: usinas de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas, turbinas eólicas, etc.

No mercado, a Energia Incentivada é mais cara em comparação à Convencional, porém, em determinados casos torna-se viável pois o preço é compensado pelo incentivo – cedido em formato de desconto – nas tarifas de demanda cobradas pela distribuidora de energia. A energia pode ser 50% ou 100% Incentivada e gerará o desconto percentualmente equivalente na parcela sujeita ao desconto que compõe as tarifas de demanda. Geralmente, este tipo de energia possui boa aderência a consumidores industriais conectados em nível de tensão A4 e com baixo fator de carga.

4.8 CONTRATAÇÃO E REGISTRO DA ENERGIA

No Mercado Livre os contratos de compra e venda de energia são livremente negociados. Os consumidores possuem total liberdade para buscarem propostas e cotações de fornecimento de energia com qualquer comercializador autorizado pela ANEEL e CCEE.

A liberdade de negociação e escolha possibilita que o Agente comprador estruture um processo de contratação de energia no qual ele poderá definir a fonte de energia, o volume de energia a ser contratado, o período de fornecimento e as demais flexibilidades que possam ser vantajosas e interessantes ao perfil de consumo do Agente. Este formato de negociação cria certames que conferem vantagens ao consumidor, pois os ofertantes necessitam uma postura agressiva e competitiva, visando o oferecimento dos melhores preços ou a apresentação de um conjunto mais amplo de vantagens que serão respaldadas pelo formato de cláusulas pertencentes ao contrato de fornecimento. As vantagens podem dizer respeito a flexibilizações nos volumes de energia fornecidos, indexação dos preços, oferecimento de paradas programadas ou sazonalização do contrato ao longo do ano para adequar-se aos diferentes perfis de consumo de cada consumidor e às diferentes estratégias de cobertura.

Após a escolha da proposta por parte do comprador, o contrato é assinado e o fornecedor registra mês a mês na CCEE os volumes adquiridos ao longo de todo o período de contratação e o consumidor, ou seu representante, valida estes volumes. Como segurança para ambas as partes envolvidas no contrato, são emitidas garantias financeiras bancárias como cobertura nos casos de inadimplemento.

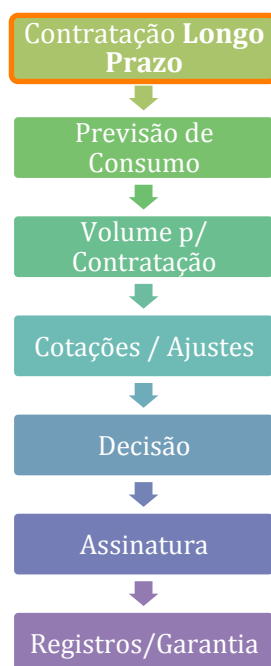


Figura 11 – Contratação de Energia no Longo Prazo.

A CCEE verifica a energia contratada e consumida pelos Agentes e as diferenças entre estes valores são objeto das regras de comercialização de energia. Caso a verificação constate que houve falta de energia, o Agente consumidor deverá suprir a necessidade excedente com a aquisição deste volume de ultrapassagem.

Preventivamente o cliente pode cobrir esta exposição e evitar as futuras ultrapassagens através de mais contratações de longo prazo mas tradicionalmente os Agentes recorrem ao mercado de curto prazo, também chamado de mercado *Spot*, aonde negociam-se apenas volumes de energia para o mês de competência acertado entre as partes. Não é possível realizar a contratação para meses passados. Neste mercado a Energia Convencional é negociada ao preço do PLD do mês no submercado aonde situa-se o Agente, somado a uma parcela de ágio, e a Energia Incentivada é comercializada ao preço de curto prazo daquele mês. O preço da Energia Incentivada também conta com uma parcela de ágio mas é tratado como um preço fechado, sem discriminação de *spread*.

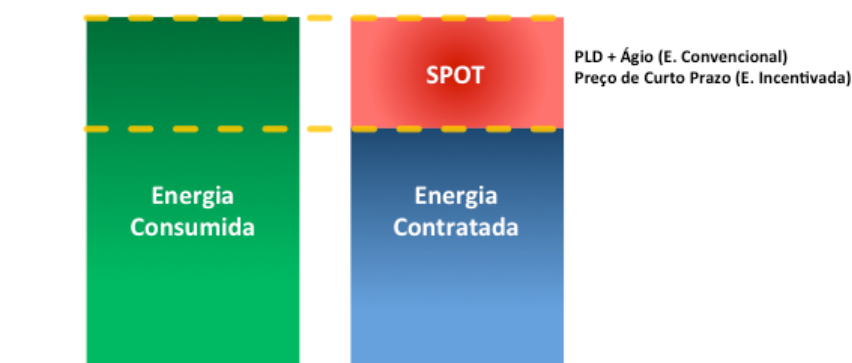


Figura 12 – Consumo Excedente tratado no Mercado de Curto Prazo.

É possível que os consumidores optem estrategicamente por realizar toda a aquisição de sua energia no mercado de curto prazo, especulando com o histórico de baixas médias anuais do PLD. Entretanto, além de estarem sujeitos às variações do preço de liquidação, realidade que gera baixa previsibilidade do preço da energia, os Agentes expostos também estão sujeitos a altos valores de garantias financeiras a serem aportadas de acordo com as regras da CCEE. Este assunto será tratado adiante com mais detalhes e o aporte de garantias financeiras exigido mensalmente pela CCEE não deve ser confundido com as garantias financeiras bancárias que são emitidas para evitar inadimplemento entre fornecedores e consumidores ao assinarem um contrato de fornecimento.

A exposição, caracterizada pela ultrapassagem do volume de energia consumida sobre o volume de energia contratada e registrada, apresenta como oposto o caso no qual ocorre sobra de contrato, ou seja, o caso no qual o volume consumido é inferior ao volume contratado. Esta situação é chamada de liquidação de energia e nesse caso, para ambas as fontes de energia, o Agente recebe um crédito financeiro equivalente ao volume de energia sobrado naquele mês multiplicado pelo valor do PLD mensal do submercado no qual o Agente situa-se. O crédito é recebido através da liquidação financeira promovida pela CCEE e o volume de energia sobrado no mês passa a constituir o lastro de energia e poderá ser aproveitado em uma janela de 12 meses. Estes temas serão abordados adiante com maior minúcia.

Uma das estratégias frequentemente adotadas por Agentes consumidores no Mercado Livre versa mesclar contratações de longo e curto prazo no intuito de reduzir o preço médio da energia adquirida, prevalecendo-se dos momentos de baixo PLD. Obviamente, um Agente que adota esta estratégia também está sujeito ao risco associado à situação oposta, ou seja, o consumidor também está à mercê de possíveis cenários de altos valores no curto prazo. A

obtenção dos benefícios financeiros associados à adoção desta estratégia é dependente de uma boa gestão de riscos.

O registro dos volumes de energia comprados e vendidos, assim como a disponibilização dos relatórios contendo os resultados das operações de cada Agente da CCEE, é realizado através do Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL) também denominado Sinercom. Este é o sistema online, acessado diretamente através do site da Câmara, 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. São requisitos necessários aos usuários do Sinercom o Certificado Digital e o *Cryptocard* para acesso ao sistema. A tecnologia de autenticação da *Cryptocard* utiliza um sistema simples para autenticar todos os utilizadores, unindo algo na sua posse (*smart card* multifuncional, *hardware token* ou *software token*), com algo que só ele conhece (o seu PIN). Esta solução de autenticação gera uma senha única para cada tentativa de logon, fazendo com que as senhas roubadas sejam inúteis para hackers e ao mesmo tempo eliminando a necessidade de memorização de senhas complicadas, reduzindo o trabalho relacionado com as senhas esquecidas e o risco de os utilizadores escreverem as suas senhas em documentos que possam ser extraviados.

O Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE) realiza a coleta e tratamento dos dados de medição que serão utilizados para a contabilização na CCEE, para a formação do PLD, na gestão dos encargos de transmissão e no que mais couber.

4.9 PRINCIPAIS FLEXIBILIDADES CONTRATUAIS

A longo do processo de contratação de energia elétrica é viabilizada a negociação de flexibilidades no fornecimento que possam trazer benefícios ao consumidor contratante. As flexibilidades são posteriormente apresentadas no formato de cláusulas contratuais e estabelecem que em determinadas condições sejam alterados os volumes de fornecimento. Os casos mais comuns são apresentados neste subcapítulo.

A Flexibilização Mensal dos volumes contratuais, demonstrada na Figura 13, consiste na possibilidade de realizarem-se desvios em relação ao volume contratado em um devido mês, baseado no consumo e no desvio percentual permitido pelo contrato.

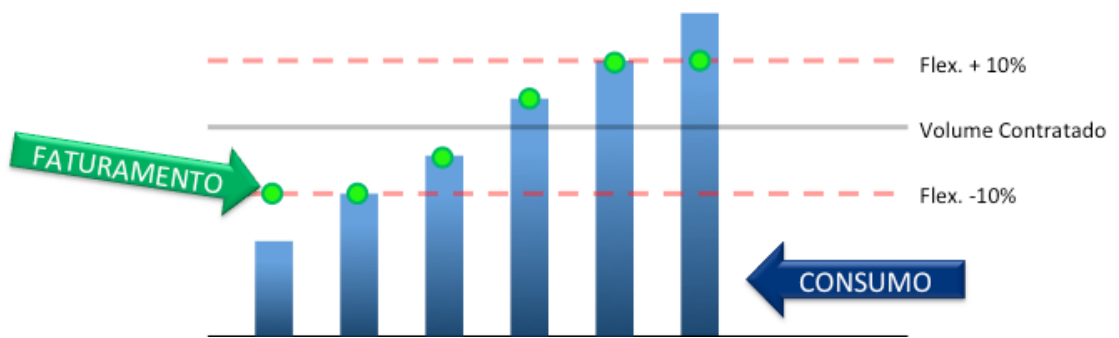


Figura 13 – Flexibilidade Mensal no fornecimento de Energia.

Outra flexibilização comum é a Sazonalização, o processo no qual o volume anual de energia contratada é distribuído em valores mensais, de acordo com o perfil de consumo do Agente (baseado na previsão de consumo) e/ou com a estratégia de cobertura. Esta flexibilização é mostrada na Figura 14.

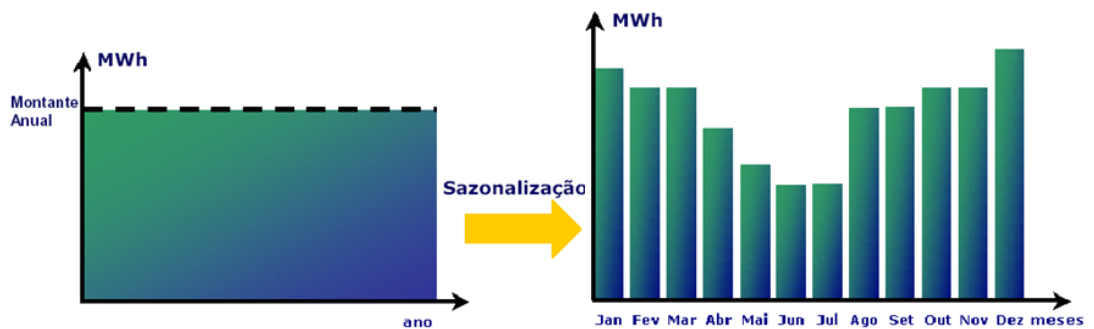


Figura 14 – Sazonalização no fornecimento de Energia.

Por fim, a Modulação é o processo no qual os volumes mensais de energia dos Contratos são distribuídos em valores horários de acordo com os patamares de carga, conforme exibido na Figura 15.

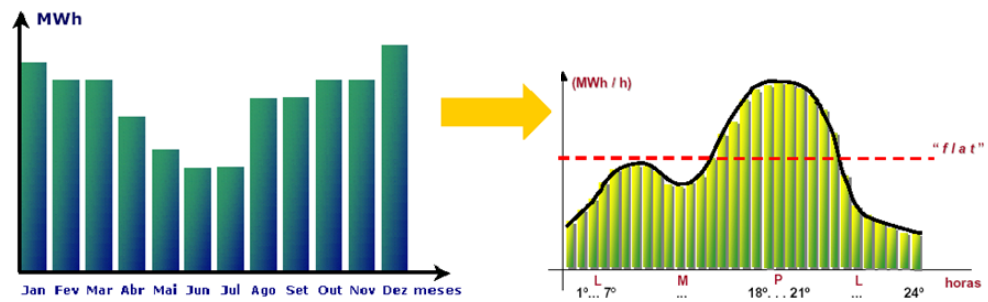


Figura 15 – Modulação no fornecimento de Energia.

Um Patamar de Carga é um período de tempo caracterizado por valores similares de carga, ocorrendo o Tipo 1 de segunda a sábado e o Tipo 2 nos domingos e feriados Nacionais. Os Patamares são apresentados na Figura 16.

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

Figura 16 – Patamares de Carga CCEE.

Durante o Horário de verão, o patamar de carga pesada nos dias Tipo 1 e o patamar de carga média nos dias Tipo 2 são deslocados uma hora para frente.

4.10 PROINFA

O PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – tem o objetivo de aumentar a participação de empreendimentos concebidos com base em fonte Eólica, Biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), no Sistema Interligado Nacional (SIN). As usinas participantes do PROINFA são cadastradas na CCEE para o Agente Comercializador da Energia do PROINFA – ACEP, representado pela Eletrobrás.

Cada consumidor livre, anualmente, recebe cotas mensais de energia do PROINFA proporcionais ao seu consumo médio. Esta energia não é gratuita e o seu custo está embutido nos encargos das tarifas de uso do sistema de distribuição. A entrega da energia do PROINFA aos quotistas é realizada através de contratos de venda do ACEP registrados pela CCEE, observando as quotas estabelecidas anualmente pela ANEEL e/ou pelo Procedimento de Comercialização PdC AC.05 - Tratamento da Energia do PROINFA na CCEE.

4.11 LASTRO DE MÉDIA MÓVEL

Conforme descrito anteriormente, se o volume de energia consumido por um Agente for inferior ao volume contratado, ocorre a liquidação de energia e, para ambas as fontes de energia, o Agente recebe um crédito financeiro equivalente ao volume de energia sobrado naquele mês multiplicado pelo valor do PLD mensal do submercado no qual o Agente situa-se. O crédito é recebido através da liquidação financeira promovida pela CCEE e o volume de energia sobrado no mês passa a constituir o lastro de energia.

No lastro, a insuficiência de contratação de energia elétrica dos Agentes Consumidores Livres e Especiais é apurada e notificada mensalmente, com base na média das exposições dos 12 meses precedentes ao mês de apuração (média móvel), conforme exemplificado na Figura 17. Se o Agente possuir sobra de energia verificada no lastro de média móvel, ela poderá ser utilizada para suprir necessidades de cobertura até o momento em que a sobra não seja mais contemplada pela janela de 12 meses ou tenha sido neutralizada pela ocorrência de exposições não acompanhadas de aquisições de energia.

MÊS	CONSUMO	CONTRATO	BALANÇO
JANEIRO	4	5	1
FEVEREIRO	5	7	2
MARÇO	6	5	-1
ABRIL	5	5	0
MAIO	5	5	0
JUNHO	6	7	1
JULHO	7	5	-2
AGOSTO	5	6	1
SETEMBRO	5	5	0
OUTUBRO	4	6	2
NOVEMBRO	5	7	2
DEZEMBRO	3	7	4
JANEIRO	7	5	-2
FEVEREIRO	5	7	2
MARÇO	7	5	-2
ABRIL	5	5	0
MAIO	6	5	-1
JUNHO	5	7	2
JULHO	6	5	-1

→ Lastro Maio: 6 MWh

Figura 17 – Exemplo de apuração do Lastro CCEE.

Os Agentes Distribuidores, Consumidores Livres e Consumidores Especiais estão sujeitos à penalidade por insuficiência de cobertura contratual, cujo valor de referencia atualmente é de R\$ 161,94/MWh.

4.12 MOVIMENTAÇÕES FINANCEIRAS CCEE

As Movimentações Financeiras coordenadas pela CCEE, constituídas pelo Aporte de Garantias Financeiras, pela Liquidação Financeira e pela Liquidação Financeira dos Encargos de Energia de Reserva, ocorrem em base mensal e possuem como objetivo a liquidação dos débitos e créditos decorrentes à operação de cada Agente no Mercado Livre, e a manutenção da segurança do mercado e do sistema em nível financeiro e estrutural. Obrigatoriamente, cada Agente do ACL deve possuir uma conta corrente na agência Trianon (SP) do banco Bradesco onde ocorrerão os aportes, débitos e créditos concernentes às Movimentações Financeiras.

O primeiro passo para a efetuação do cálculo dos montantes financeiros é a ocorrência do processo de Contabilização. A Contabilização é o processamento mensal, por patamar, dos dados de contratos, medição, preço e demais informações necessárias para cálculo do resultado final de cada agente de comercialização no âmbito da CCEE, com base nas regras

de comercialização, que apura exposições no curto prazo, recebimento e pagamento de encargos, exposições financeiras, Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e consolidação dos resultados financeiros a serem liquidados.

4.12.1 LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA

No processo de liquidação financeira ocorrem todos os pagamentos e recebimentos, dos débitos e créditos referentes à compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo, apurados no processo de contabilização. O processo de liquidação é multilateral, dessa forma, ao final de um determinado período de operações, sempre em base mensal, o sistema calcula qual a posição, devedora ou credora de cada agente com relação ao mercado de curto prazo, não sendo possível a identificação de pares de agentes referente a cada transação.

A principal linha de débito que compõe o valor da liquidação financeira é relativa ao ESS – Encargo de Serviço do Sistema – que têm como finalidade realizar o ressarcimento ao agente gerador térmico que cumpre a uma solicitação de despacho do ONS para atender uma restrição de operação. Quando uma usina térmica foi programada por ordem e mérito e foi solicitada a diminuir sua geração para atender a uma restrição de transmissão pelo ONS, é caracterizada uma situação de recebimento de encargos por *Constrained-Off* e a diferença entre a programação e sua efetiva geração é valorada pela diferença do PLD e o preço de despacho – INC. Quando a usina térmica não foi programada por ordem de mérito, mas teve que gerar para atendimento a restrição de operação, é qualificada uma circunstância de recebimento de encargos por *Constrained-On*. Neste caso, a diferença entre a sua efetiva geração e a programação é valorada pela diferença do preço de despacho – INC e o PLD.

4.12.2 APORTE DE GARANTIAS FINANCEIRAS

A Garantia Financeira aportada na agência Trianon do banco Bradesco é executada em parte ou no todo quando o agente não deposita recursos suficientes para quitar seu débito da Liquidação Financeira em um determinado mês. O Aporte de Garantias Financeiras possui como finalidade a concessão de maior segurança para o sistema perante os desdobramentos do mercado, pois assegura que os agentes serão capazes de liquidar seus débitos frente ao comportamento oscilatório dos fatores conjunturais que impactam os preços de mercado.

Para um Agente consumidor, o valor a ser aportado é calculado a partir da declaração das previsões de consumo do mês atual e dos próximos 4 meses, comparando-as aos volumes contratados e registrados para estes meses. As exposições previstas serão valoradas através das previsões de PLD fornecidas pela CCEE. De forma a evitar a imprecisão e a arbitragem nas declarações das previsões de consumo, participam também do cálculo do valor do Aporte de Garantias as diferenças entre as declarações realizadas anteriormente e o consumo efetivo do último mês com uma tolerância de 10% para a divergência entre os valores. O último componente no cálculo é o valor da última Liquidação Financeira, caso este tenha sido um débito. O procedimento é exemplificado na Figura 18.

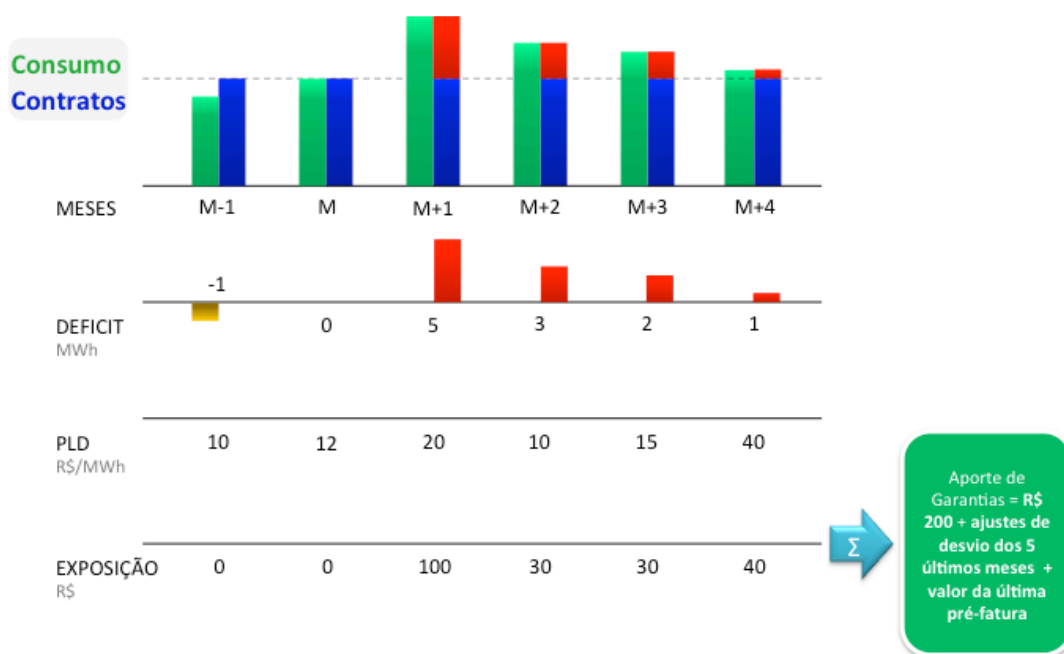


Figura 18 – Exemplo da metodologia de cálculo para aferição do valor do Aporte.

Em meses nos quais o PLD assume altos valores, e também para Agentes expostos, o valor da garantia financeira pode atingir montantes muito elevados, da ordem de dezenas de milhões de reais.

4.12.3 ENCARGO DE ENERGIA DE RESERVA

O objetivo da Energia de Reserva é elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional com energia proveniente de usinas especialmente

contratadas para este fim. Decorrente deste processo de contratação, o Encargo de Energia de Reserva (EER) passa a ser cobrado de todos os usuários do SIN.

O EER deverá incluir todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, considerando os custos administrativos, financeiros e tributários, que serão rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN, incluindo os consumidores livre. O EER será proporcional à parcela da carga do agente no SIN, conforme medição da CCEE, em bases anuais.

A Figura 19 apresenta a sequência dos principais eventos financeiros. Nesta figura, a sigla d.u. representa “dias úteis”.

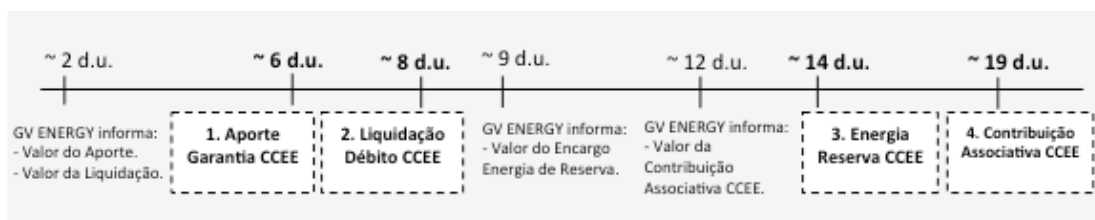


Figura 19 – Calendário de gestão de Eventos.

Fonte: GV Energy (2012)

O acompanhamento de um Agente por uma empresa de gestão e consultoria especializada no mercado de energia é aconselhável devido à complexidade dos mecanismos setoriais. Adequadamente, deve ser realizada a assessoria para grande quantidade de eventos financeiros, assegurando que o Agente cumpra todas as suas obrigações.

4.13 TRIBUTAÇÃO

Sobre as operações envolvendo fornecimento e distribuição de energia, incidem o ICMS e o PIS/COFINS.

O ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – incidente sobre o fornecimento de energia elétrica foi instituído, no âmbito do Estado de São Paulo, pela Lei Estadual nº 6.374, de 1/3/89. No Estado de São Paulo, às distribuidoras, cabe apenas a tarefa de recolher ao erário Estadual as quantias cobradas nas Notas Fiscais/Conta de Energia

Elétrica dos consumidores. Nos demais Estados, os próprios fornecedores de energia são responsáveis pelo recolhimento de energia.

O ICMS é um imposto calculado "por dentro", conforme prevê o artigo 33 do Conv. ICM66/88: o montante do imposto integra sua própria base de cálculo, constituindo o destaque mera indicação para fins de controle. Tal dispositivo refletido na lei estadual não é inovação, pois o próprio CTN - Código Tributário Nacional, na redação dada pelo artigo 1º do Ato Complementar nº 27, de 08.12.66, já definia dessa forma o cálculo do ICM, em seu artigo 53, parágrafo 4º. Para operacionalizar o cálculo conforme disposto no artigo nº 33, é adotada a fórmula a seguir fornecida pelo DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, definida pelo CONFAZ - Conselho de Política Fazendária: $ICMS = \text{Fornecimento} \times [1/(1 - \text{Alíquota})] - 1$.

O PIS/PASEP e a COFINS, são dois tributos federais que estavam embutidos na tarifas de energia elétrica e tinham alíquotas fixas (PIS/PASEP 0,65% e COFINS 3,00%) e que eram reajustadas juntamente com o reajuste das tarifas. O PIS/COFINS é legislado pelo Ministério da Fazenda. A forma de discriminar o imposto na conta de energia elétrica foi decidido pela Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica). Dos componentes deste imposto, o PIS/PASEP tem como finalidade o financiamento do programa do Seguro-Desemprego e o abono aos empregados que recebem até dois salários mínimos mensais, e a COFINS – Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social – foi instituída pela Lei Complementar nº 70, de 30 de dezembro de 1991, destinada a financiar as despesas das áreas de Saúde, Previdência e Assistência Social.

4.14 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os Consumidores Livres e Especiais participam do ACL e podem legalmente optar pela compra de energia elétrica junto a qualquer fornecedor que possua autorização a realizar comercialização de energia. A não-existência da limitação inerente à aquisição compulsória de energia pelos preços regulados da distribuidora na qual o Consumidor está conectado permite que seja realizada a compra dos volumes requeridos com comercializadores, pagando pela energia o preço praticado no mercado naquele determinado momento, havendo a possibilidade de cotar as alternativas mais competitivas entre os possíveis fornecedores ofertantes. Além do diferencial competitivo proveniente dos certames de contratação, outro

atributo importante para o Consumidor é a presença de capital privado na oferta de energia, gerando a redução do risco e do custo de investimento.

Como um dos principais objetivos do novo modelo do setor elétrico, existe a busca pela garantia da segurança do suprimento de energia elétrica, portanto, o controle da operação de despacho das usinas deve ser observado e se reflete nos preços praticados no curto prazo e também no longo prazo.

É papel do Operador Nacional do Sistema realizar a otimização da operação no que diz respeito ao despacho das usinas que participam do Sistema Interligado Nacional. Com a finalidade de equilibrar o custo e a segurança no atendimento à demanda, na sua tomada de decisão de despacho, o Operador deve observar a ordem de mérito, o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, as previsões meteorológicas, a Energia Natural Afluyente e os custos de despacho (dentro e fora de ordem de mérito), operação e geração.

Devido ao predomínio das usinas hidrelétricas no parque de geração do Brasil, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que tem como objetivo definir a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro do seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas. A premissa mais econômica em termos da operação do sistema, do ponto de vista imediato, é a máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período, pois minimiza os custos de combustível. Entretanto, a máxima confiabilidade no fornecimento é obtida com a manutenção do nível dos reservatórios em níveis seguros, o que exige a utilização da geração térmica, logo, ocorrendo o aumento dos custos de operação.

Os Custos Marginais de Operação são obtidos com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços dos combustíveis utilizados pelas usinas, 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 ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e térmica para cada submercado.

As usinas hidrelétricas são responsáveis pela geração de mais de 75% da eletricidade do País e, em média, nos últimos 12 meses, a participação das fontes hídricas sobre o total do portfólio nacional de despacho de geração manteve-se acima dos 90%, conseqüentemente tornando a importância dos regimes de chuva para efeitos de geração uma implicação à constituição da matriz energética brasileira, com reflexos diretos sobre a operação hidrotérmica conduzida pelo ONS, e sobre os preços da energia no curto e longo prazo, tendo em vista os custos de despacho e operação das usinas como fatores de precificação.

5 PRECIFICAÇÃO DA ENERGIA NO LONGO PRAZO

Nos capítulos anteriores foram apresentados conceitos básicos para o desenvolvimento da percepção e para o esclarecimento dos elementos naturais e artificiais que influenciam o mercado. Os principais conceitos relativos ao mercado de energia elétrica foram introduzidos e elaborados, sendo a compreensão dos conceitos e mecanismos operacionais, regulatórios e comerciais necessária para a evolução do tema. O conteúdo do Capítulo 4 foi introduzido de maneira a contextualizar e fundamentar a discussão que ocorrerá neste capítulo, que tratará dos efeitos sofridos pelos preços de comercialização de energia elétrica no longo prazo devido às oscilações de naturezas meteorológica, mercadológica e estrutural no curto prazo, com foco no Ambiente de Contratação Livre.

5.1 PREÂMBULO

De acordo com o que foi abordado anteriormente, o grande volume de energia proveniente de usinas hidrelétricas cria uma relação permanente de dependência entre a disponibilidade de energia e o regime hídrico nas principais bacias hidrográficas. As mudanças climáticas e meteorológicas se refletem em passo acelerado em variações nos custos de geração e comercialização de energia, tornando os cenários de mercado altamente dinâmicos e concedendo um baixo grau de previsibilidade para a precificação.

É parte da cultura atual estabelecida no mercado de energia elétrica, realizar o balizamento dos preços de comercialização a partir das variações do Preço de Liquidação de Diferenças. Embora sabe-se que o PLD é um indicador de curto prazo, ele influencia diretamente nos preços de longo prazo, sendo a lógica desta interação abordada neste capítulo.

5.2 CUSTO MARGINAL DE EXPANSÃO

Um dos critérios principais do planejamento é priorizar as fontes de menor custo, e, nesse sentido, uma das fontes mais baratas é a hidroeletricidade. Essa é a prioridade dada pelo planejamento nacional, desde que se consigam as licenças ambientais. No entanto, é sempre importante realizar a diversificação da matriz energética em prol da segurança do sistema.

Através deste prisma, é negociada a energia proveniente de diferentes fontes, mas essas fontes devem ser entendidas como complementares às hidrelétricas.

O Custo Marginal de Expansão (CME) representa o acréscimo de custo para suprir um aumento unitário na demanda considerando ajustes no programa de obras, ou seja, representa a expectativa de custo da expansão do parque de geração de energia elétrica. Na hipótese de expansão ótima e contínua, o CME será o custo do empreendimento obtido da curva de custo de expansão ao qual se fica indiferente entre construir o projeto ou operar o sistema a fim de atender à demanda adicional.

Além de ser empregado como critério no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) o CME também é utilizado em outros estudos do setor elétrico, tais como nos cálculos da garantia física de energia dos empreendimentos de geração e nos estudos de expansão da transmissão, para valoração das perdas elétricas. Anteriormente à absorção cultural da variação do PLD como principal *drive* balizador pelo mercado e até hoje em estudos de alto nível, o CME participa como referência para a precificação da energia no longo prazo.

Desde a retomada dos estudos de planejamento, a partir da publicação do PDE 2006-2015 pela EPE/MME, vem se estudando a melhor forma de definição do valor do CME, considerando as bases de dados dos projetos candidatos à expansão, a evolução tecnológica, os novos paradigmas e custos socioambientais e, principalmente, a competição econômica revelada nos leilões públicos de compra de energia nova.

5.3 CUSTO DAS FONTES PELO CME

O mais recente cálculo dos custos de energia adicionada ao sistema foi realizado com base nos preços dos leilões de energia, corrigidos pelo IPCA de julho de 2011. Neste cálculo foram considerados apenas os contratos realizados no ambiente regulado, onde são comercializados os maiores montantes da energia que suprem o mercado. Estes valores servem como referências também para o mercado livre, pois participam dos cálculos da garantia física de energia dos empreendimentos de geração, caracterizando a expansão da oferta.

Os custos são definidos por tipo de fonte, conforme as previsões indicadas de oferta de energia, e são calculados como média dos preços ponderados pela energia vendida ao Ambiente de Contratação Regulada por cada empreendimento vencedor dos leilões. Uma vez que a variação do preço da energia ao longo do tempo possui tendências diferentes conforme

o tipo de fonte e visando a redução da margem de erro no cálculo da expectativa de custos futuros, são estabelecidos critérios diferenciados para cada fonte.

O custo dos empreendimentos hidrelétricos depende de diversos fatores, como a localização e o tamanho da usina, e pode variar significativamente entre leilões consecutivos. Assim, a fim de não carregar tendências de leilões específicos, o custo considerado para esta fonte é o preço médio dos leilões dos últimos cinco anos, diferenciados no momento entre “Estruturante” (composto pelos leilões de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte) e “Hidrelétrica” (todos os leilões restantes, excluindo-se as pequenas centrais – PCH).

Em contrapartida, as outras fontes renováveis, mais notadamente as usinas térmicas que operam com biomassa e as usinas eólicas, apresentam tendência constante de queda nos preços e estes não seriam bem avaliados através do cálculo da média histórica. Desta forma, é considerada como melhor estimativa dos custos a utilização dos preços médios dos leilões no último ano (2011, leilão A-3). Para as PCHs é adotado o preço médio dos leilões do ano de 2010 (A-5), último ano em que foram comercializados contratos de energia com estas usinas.

A Tabela 3 apresenta os custos de energia calculados por fonte e serve como uma referência concreta para a precificação da energia, livre de efeitos meteorológicos de curtíssimo prazo.

Tabela 3 – Custo das Fontes

Fonte	Custo (R\$/MWh)
Estruturante	87
Hidrelétrica	107
PCH	156
Eólica	100
Biomassa	102

Fonte: EPE (2012)

5.4 CENÁRIO DO MERCADO DE ENERGIA

Ao lado do fator meteorológico, que influencia nos preços da energia como consequência à estrutura da Matriz Energética, figuram diferentes variáveis cujas flutuações geram impactos nos preços. A análise conjuntural a partir destas variáveis é ladeada pela realização de exercícios de observação, retrospectiva e prospectiva e, para realizá-la, são necessárias articulações entre conjuntura e estrutura, ou especificamente os entre os fatores de curto prazo e os marcos referenciais do mercado.

5.4.1 BALANÇO ENTRE OFERTA E DEMANDA

O balanço entre a oferta e a demanda é tratado diretamente como uma variável impactante sobre os preços, aonde a expansão da oferta e o crescimento da demanda devem evoluir paralelamente, tanto por questões econômicas quanto por aversão ao risco de insuficiência de oferta. Em economia, a Lei da Oferta e Procura, também chamada de Lei da Oferta e da Demanda, é a lei que estabelece a relação entre a demanda de um produto - isto é, a procura - e a quantidade que é oferecida, a oferta. A partir dela, é possível descrever o comportamento preponderante dos consumidores na aquisição de bens e serviços em determinados períodos, em função de quantidades e preços. Nos períodos em que a oferta de um determinado produto excede muito à procura, seu preço tende a cair. Já em períodos nos quais a demanda passa a superar a oferta, a tendência é o aumento do preço.

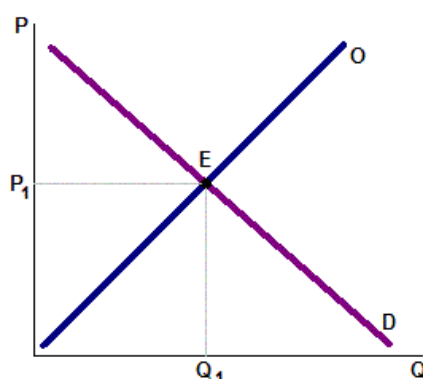


Figura 20 – Lei da Oferta e Demanda.

Na Figura 21 e na Tabela 4, a previsão de demanda de energia é comparada à oferta, representada pela Garanta Física do Sistema, a fim de ser aferido o balanço estrutural futuro. O excedente de oferta indica preços abaixo do que poderiam ser praticados em comparação à situação de ultrapassagem da demanda sobre os níveis de Garantia.

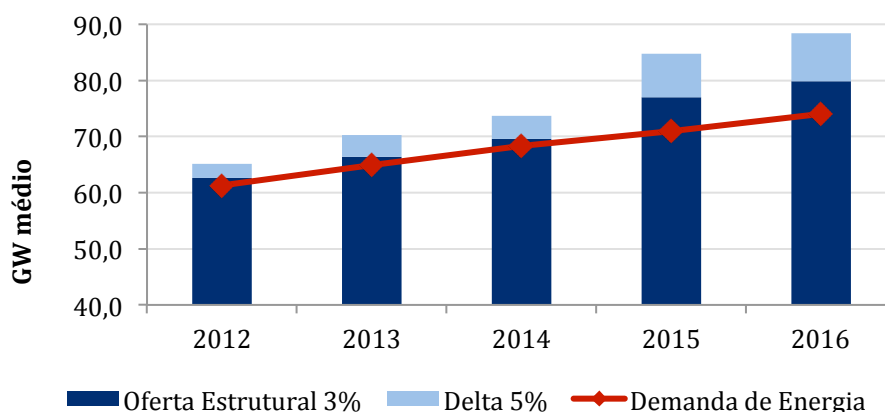


Figura 21 – Oferta Estrutural versus Demanda de Energia.

Fonte: ONS (2012)

Tabela 4 – Oferta Estrutural versus Demanda de Energia

	2012	2013	2014	2015	2016
Demanda de Energia	61,3	64,9	68,3	71,0	74,0
Oferta Estrutural 3%	62,6	66,4	69,6	77,0	79,9
Oferta Estrutural 5%	63,9	68,8	72,4	78,8	82,5
Delta 3%	1,3	1,5	1,3	6,0	5,9
Delta 3% (%)	2,1%	2,3%	1,9%	8,5%	8,0%
Delta 5%	2,6	3,9	4,1	7,8	8,5
Delta 5% (%)	4,2%	6,0%	6,0%	11,0%	11,5%

Fonte: ONS (2012)

Os limites percentuais são estabelecidos pelo ONS como referências base para o equilíbrio do sistema. Assim, a grosso modo, o limite de 3% na oferta significa equilíbrio no sistema e a margem de 5% significa superávit e sobras. O que se observa no gráfico, em todo o período, é que a oferta está sempre em posição confortável do ponto de vista estrutural: vide o delta percentual (diferença entre oferta e demanda) que inicia em 4,2% em 2012 e termina em 11,5% em 2016.

5.4.2 CUSTO DA OFERTA

Em 2010, consultando a CCEE, se observava que o preço médio do mix contratado por leilões no ACR era de R\$ 127,50 por MWh. Neste cenário, as usinas hidrelétricas possuíam para a sua energia preços abaixo do mix e as usinas eólicas já iniciavam a tornar-se mais competitivas em relação às demais fontes. A energia proveniente de usinas térmicas a combustíveis fósseis e biomassa, conforme esperado, tinha preço acima do mix e Angra III estava com o seu preço teto em torno de R\$ 150,00 por MWh, contratada como Energia de Reserva.

O resultado dos leilões referencia o comportamento futuro dos preços médios da energia com base na evolução da matriz energética e na expansão das fontes de geração, de maneira a atender o crescimento da demanda. As Energias Nova e de Reserva contratadas no ACR, são apresentadas na Figura 22. A forma como o governo trata as concessões que estão prestes a expirar afeta diretamente o preço futuro da energia e, conseqüentemente, o valor dos ativos de geração.

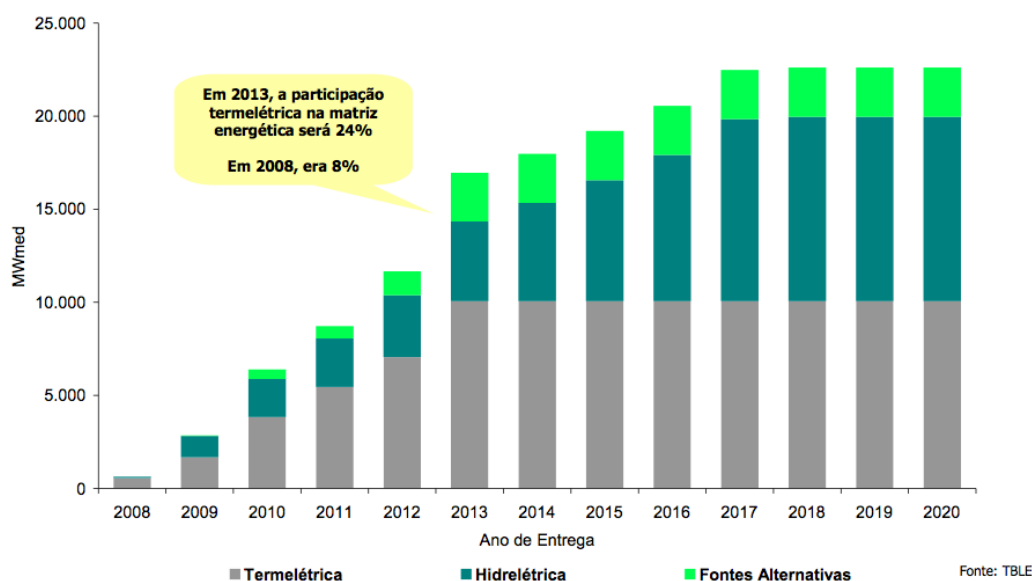


Figura 22 – Energia de Reserva e Energia Nova Contratadas no ACR.

Fonte: Tractebel (2010)

Cerca de 20% – 21.792 MW – da capacidade instalada do sistema brasileiro conta com concessões de geração expirando no ano de 2015, sem haver a possibilidade legal de

renovação ou prorrogação. A partir disso, a necessidade de recontração da energia existente no ACR será de 9.000 MWm em 2013, 6.800 MWm em 2014 e 1.300 MWm em 2015.

A definição de dois ambientes de atuação econômica – ACL e ACR – pressupõe que existirão elementos e condições para que estes ambientes coexistam. A solução da situação de recontração da energia no ACR deve assegurar a continuidade do ACL, fundamental para a sustentação dos produtores independentes e dos consumidores livres e especiais.

O planejamento da expansão é baseado em hidrelétricas, que apresentam os menores preços médios em leilões recentes e, em alguns casos, a viabilidade ambiental dos projetos ainda não está definida. Na visão do planejamento, a contratação de usinas a combustíveis fósseis deve surgir como última alternativa, sendo os altos custos dos combustíveis – agregados ao preço da energia – um dos motivos. Já, as usinas de fontes alternativas apresentam preços mais competitivos e devem continuar sendo contratadas em volumes significativos.

O maior fator de risco ao preço do mercado livre é a renovação das concessões.

5.5 INFLUÊNCIA DOS PREÇOS DE CURTO PRAZO SOBRE OS PREÇOS DE LONGO PRAZO

Um dos pontos centrais deste Projeto de Diplomação é apresentado a seguir e consiste na comparação entre a evolução do PLD e a variação dos preços de contratação de energia no mercado de longo prazo, com a posterior análise buscando estabelecer uma relação entre as variações, em um panorama onde o conteúdo desenvolvido até o momento é requerido como base para o enriquecimento da análise. Na conclusão do trabalho será imposta uma ordem entre as informações e o entrelaçamento dos dados conjunturais será efetuado para que sejam extraídas as considerações.

O preço “spot” é uma referência de preço de curto e médio prazos. Este preço é balizado pelo PLD, portanto, gera fortíssimo impacto nas negociações de curto prazo. Conjuntamente, o aumento da participação termelétrica, a construção de usinas hidrelétricas sem grandes reservatórios e o aumento da participação de usinas eólicas aumentará a volatilidade do PLD e do preço “spot”. É do interesse observar a forma como esta volatilidade afeta o mercado de longo prazo. Como observação adicional, cabe comentar que o despacho de usinas fora de mérito distorce o preço real, pois ele é percebido através de encargos, não formando o PLD.

Para a comparação da evolução do PLD com o desenvolvimento do mercado de longo prazo, a base de dados utilizada consiste no histórico divulgado pela CCEE do PLD médio do submercado Sudeste – onde encontram-se as principais bacias hídricas – e consiste também nas prospecções de mercado realizadas pela empresa GV Energy no intervalo entre maio de 2008 até abril de 2012 para a Energia Convencional, e no período entre abril de 2007 e abril de 2012 para a Energia 50% Incentivada. As prospecções são apresentadas no formato do preço médio de todas das propostas de fornecimento recebidas em cada mês. São utilizados como referências de longo prazo os anos de fornecimento 2012, 2013, 2014 e 2015, pois são os anos que receberam a maior quantidade de propostas de fornecimento, ou em outras palavras, são as amostras com a melhor resolução. O preço médio de todas as cotações obtidas no mercado em cada mês são apresentadas na Tabela 5 e na Tabela 6. Nos meses que não constam nas tabelas, não houve cotação de mercado e, para a análise, foi considerada a repetição do último preço disponível para cada ano.

**Tabela 5 – Preços Médios de Energia Convencional no Mercado de Longo Prazo
(em R\$/MWh)**

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
mai/08	168,80	154,85	151,84	149,20	149,20	149,20	149,20	144,97	135,20
jun/08	173,09	169,51	169,51	166,13	166,13	166,13	166,13	163,60	157,67
jul/08	166,50	165,00	151,60	151,60	151,60	151,60	154,25	141,50	141,50
ago/08	162,33	163,50	150,25	150,25	150,25	150,25	150,25	150,25	150,25
set/08	172,50	172,50	160,00						
out/08	165,00	160,00	147,50	135,00	135,00				
nov/08	151,83	148,60	146,25	146,25	146,25	145,00	145,00		
dez/08	137,33	136,00	136,00	136,00	135,00				
jan/09	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	145,00	145,00		
fev/09	146,00	143,00	142,88	142,88	142,57	142,57	142,57	142,75	146,00
mar/09	143,45	139,06	137,29	137,29	138,33	138,33	145,00		
abr/09	142,17	140,17	140,17	140,17	135,00	135,00			
mai/09	139,25	136,75	135,33	135,33	136,00	136,00	136,00	136,00	136,00
jun/09	137,00	137,00	139,00	139,00					
jul/09	137,17	136,52	136,52	137,30	137,30	132,00			
ago/09	133,50	132,64	132,86	134,00	130,00	130,00			
set/09	129,33	131,00	131,00	131,00					
out/09	131,86	134,17	134,33	134,33					
nov/09	130,57	132,00							
dez/09	130,02	131,07							
jan/10									
fev/10	128,90	130,75	130,42	130,25					
mar/10	127,67	129,00	129,00						
abr/10	130,36	132,74	134,17	135,32					
mai/10	129,49	130,62	130,92	131,55					
jun/10	126,39	128,82	129,04	129,29	129,50				
jul/10	126,16	127,57	127,79	127,84					
ago/10	133,13	131,08	131,40	131,40					
set/10	132,40	130,07	129,92	129,92	128,33	128,33	125,00		
out/10	133,67								
nov/10	127,60	127,00	126,67	126,67	126,00	125,00	125,00		
dez/10									
jan/11	127,00	127,00	126,67	126,67	126,00	125,00	125,00		
fev/11	123,50	123,50	123,00	123,00	123,50				
mar/11	122,13	121,78	121,78	117,75	117,75				
abr/11	118,85	118,43							
mai/11	118,33	118,43							
jun/11	108,72	109,75	109,75	110,00					
jul/11	107,75	108,31	108,31	109,00					
ago/11	96,36	101,79	109,25	109,25	109,25				
set/11	94,43	102,79	105,64	105,64					
out/11	85,75	96,85	97,68	97,96	105,00				
nov/11	79,44	91,26	94,07	96,11					
dez/11									
jan/12	65,00	91,21	93,27	97,75	99,64				
fev/12		86,07	100,83	102,50	103,17	103,17			
mar/12	120,00	103,50	103,50	103,50	103,50				
abr/12	133,44	110,89	102,33	101,33					

Fonte: GV Energy (2012)

A Tabela 6 mostra os preços médios das cotações de energia incentivada 50% recebidas em cada período.

**Tabela 6 – Preços Médios de Energia Incentivada no Mercado de Longo Prazo
(em R\$/MWh)**

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>abr/07</i>	140,00								
<i>set/07</i>									
<i>abr/08</i>	177,00	175,56	178,25	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	
<i>jun/08</i>	165,00	165,00							
<i>nov/08</i>	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00		
<i>jan/09</i>									
<i>mar/09</i>									
<i>out/09</i>	153,10	154,98	152,83	152,83					
<i>jun/10</i>									
<i>ago/10</i>		157,67	157,67	157,67	157,67	157,67			
<i>set/10</i>	157,33	157,33	152,00	152,00					
<i>out/10</i>	158,76	155,00	155,00	155,00					
<i>nov/10</i>									
<i>fev/11</i>		146,00	146,00	146,00	146,00	146,00			
<i>mar/11</i>	149,73	149,73	149,73						
<i>abr/11</i>	148,16	148,76	146,00	146,00	146,00				
<i>ago/11</i>	133,34	139,38	143,19	143,19	143,19				
<i>out/11</i>	127,00								
<i>jan/12</i>	121,67	123,67	126,17						
<i>mar/12</i>		128,00	129,00	129,00					
<i>abr/12</i>	155,25	147,5							

Fonte: GV Energy (2012)

Tanto na progressão dos preços de Energia Convencional quanto na dos preços de Energia Incentivada, observa-se uma variação considerável ao longo do tempo. A questão a ser abordada diz respeito ao real impacto da variação do PLD sobre o mercado de longo prazo, logo, as curvas de preços e a variação percentual destes preços, comparativamente à variação percentual do PLD, são apresentadas a seguir e discutidas.

A variação percentual do PLD e do preço na Energia Convencional do Longo Prazo é o que mostra a Tabela 7.

Tabela 7 – Variação da Energia Convencional no Mercado de Longo Prazo

		Varição percentual do PLD em relação ao mês anterior	2012 R\$/MWh	Varição percentual do LP 2012 em relação ao mês anterior	2013 R\$/MWh	Varição percentual do LP 2013 em relação ao mês anterior	2014 R\$/MWh	Varição percentual do LP 2014 em relação ao mês anterior	2015 R\$/MWh	Varição percentual do LP 2015 em relação ao mês anterior
mai/08	34,18	-	168,80	-	154,85	-	151,84	-	149,20	-
jun/08	76,20	122,9%	173,09	2,5%	169,51	9,5%	169,51	11,6%	166,13	11,3%
jul/08	108,42	42,3%	166,50	-3,8%	165,00	-2,7%	151,60	-10,6%	151,60	-8,7%
ago/08	102,79	-5,2%	162,33	-2,5%	163,50	-0,9%	150,25	-0,9%	150,25	-0,9%
set/08	109,93	6,9%	172,50	6,3%	172,50	5,5%	160,00	6,5%	150,25	0,0%
out/08	92,43	-15,9%	165,00	-4,3%	160,00	-7,2%	147,50	-7,8%	135,00	-10,1%
nov/08	106,14	14,8%	151,83	-8,0%	148,60	-7,1%	146,25	-0,8%	146,25	8,3%
dez/08	96,97	-8,6%	137,33	-9,5%	136,00	-8,5%	136,00	-7,0%	136,00	-7,0%
jan/09	83,64	-13,7%	140,00	1,9%	140,00	2,9%	140,00	2,9%	140,00	2,9%
fev/09	52,08	-37,7%	146,00	4,3%	143,00	2,1%	142,88	2,1%	142,88	2,1%
mar/09	90,87	74,5%	143,45	-1,7%	139,06	-2,8%	137,29	-3,9%	137,29	-3,9%
abr/09	46,46	-48,9%	142,17	-0,9%	140,17	0,8%	140,17	2,1%	140,17	2,1%
mai/09	39,00	-16,1%	139,25	-2,1%	136,75	-2,4%	135,33	-3,4%	135,33	-3,4%
jun/09	40,84	4,7%	137,00	-1,6%	137,00	0,2%	139,00	2,7%	139,00	2,7%
jul/09	30,43	-25,5%	137,17	0,1%	136,52	-0,4%	136,52	-1,8%	137,30	-1,2%
ago/09	16,31	-46,4%	133,50	-2,7%	132,64	-2,8%	132,86	-2,7%	134,00	-2,4%
set/09	16,31	0,0%	129,33	-3,1%	131,00	-1,2%	131,00	-1,4%	131,00	-2,2%
out/09	16,31	0,0%	131,86	2,0%	134,17	2,4%	134,33	2,5%	134,33	2,5%
nov/09	16,31	0,0%	130,57	-1,0%	132,00	-1,6%	134,33	0,0%	134,33	0,0%
dez/09	16,31	0,0%	130,02	-0,4%	131,07	-0,7%	134,33	0,0%	134,33	0,0%
jan/10	12,91	-20,8%	130,02	0,0%	131,07	0,0%	134,33	0,0%	134,33	0,0%
fev/10	13,82	7,0%	128,90	-0,9%	130,75	-0,2%	130,42	-2,9%	130,25	-3,0%
mar/10	27,24	97,1%	127,67	-1,0%	129,00	-1,3%	129,00	-1,1%	130,25	0,0%
abr/10	21,47	-21,2%	130,36	2,1%	132,74	2,9%	134,17	4,0%	135,32	3,9%
mai/10	32,34	50,6%	129,49	-0,7%	130,62	-1,6%	130,92	-2,4%	131,55	-2,8%
jun/10	67,70	109,3%	126,39	-2,4%	128,82	-1,4%	129,04	-1,4%	129,29	-1,7%
jul/10	89,61	32,4%	126,16	-0,2%	127,57	-1,0%	127,79	-1,0%	127,84	-1,1%
ago/10	116,66	30,2%	133,13	5,5%	131,08	2,8%	131,40	2,8%	131,40	2,8%
set/10	132,10	13,2%	132,40	-0,5%	130,07	-0,8%	129,92	-1,1%	129,92	-1,1%
out/10	137,78	4,3%	133,67	1,0%	130,07	0,0%	129,92	0,0%	129,92	0,0%
nov/10	116,68	-15,3%	127,60	-4,5%	127,00	-2,4%	126,67	-2,5%	126,67	-2,5%
dez/10	71,62	-38,6%	127,60	0,0%	127,00	0,0%	126,67	0,0%	126,67	0,0%
jan/11	28,71	-59,9%	127,00	-0,5%	127,00	0,0%	126,67	0,0%	126,67	0,0%
fev/11	48,04	67,3%	123,50	-2,8%	123,50	-2,8%	123,00	-2,9%	123,00	-2,9%
mar/11	25,50	-46,9%	122,13	-1,1%	121,78	-1,4%	121,78	-1,0%	117,75	-4,3%
abr/11	12,20	-52,2%	118,85	-2,7%	118,43	-2,8%	121,78	0,0%	117,75	0,0%
mai/11	17,35	42,2%	118,33	-0,4%	118,43	0,0%	121,78	0,0%	117,75	0,0%
jun/11	31,80	83,3%	108,72	-8,1%	109,75	-7,3%	109,75	-9,9%	110,00	-6,6%
jul/11	23,08	-27,4%	107,75	-0,9%	108,31	-1,3%	108,31	-1,3%	109,00	-0,9%
ago/11	19,61	-15,0%	96,36	-10,6%	101,79	-6,0%	109,25	0,9%	109,25	0,2%
set/11	21,18	8,0%	94,43	-2,0%	102,79	1,0%	105,64	-3,3%	105,64	-3,3%
out/11	37,14	75,4%	85,75	-9,2%	96,85	-5,8%	97,68	-7,5%	97,96	-7,3%
nov/11	45,55	22,6%	79,44	-7,4%	91,26	-5,8%	94,07	-3,7%	96,11	-1,9%
dez/11	44,47	-2,4%	79,44	0,0%	91,26	0,0%	94,07	0,0%	96,11	0,0%
jan/12	23,14	-48,0%	65,00	-18,2%	91,21	-0,1%	93,27	-0,8%	97,75	1,7%
fev/12	50,67	119,0%	65,00	0,0%	86,07	-5,6%	100,83	8,1%	102,50	4,9%
mar/12	124,97	146,6%	120,00	84,6%	103,50	20,3%	103,50	2,6%	103,50	1,0%
abr/12	192,70	54,2%	133,44	11,2%	110,89	7,1%	102,33	-1,1%	101,33	-2,1%

A Tabela 8 apresenta a variação percentual do PLD e do preço na Energia Incentivada 50% no Longo Prazo. Na sequência, as Figura 23 e 24 ilustram respectivamente a evolução dos preços da energia Convencional e Incentivada 50% no Longo Prazo frente à oscilação do PLD.

Tabela 8 – Variação da Energia 50% Incentivada no Mercado de Longo Prazo

		Variação percentual do PLD em relação ao mês anterior	2012 R\$/MWh	Variação percentual do LP 2012 em relação ao mês anterior	2013 R\$/MWh	Variação percentual do LP 2013 em relação ao mês anterior	2014 R\$/MWh	Variação percentual do LP 2014 em relação ao mês anterior	2015 R\$/MWh	Variação percentual do LP 2015 em relação ao mês anterior
abr/07	49,36	-	140,00	-	140,00	-	140,00	-	140,00	-
mai/07	59,96	21,5%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%
jun/07	97,15	62,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%
jul/07	122,59	26,2%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%
ago/07	39,27	-68,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%
set/07	149,53	280,8%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%
out/07	198,13	32,5%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%
nov/07	185,11	-6,6%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%
dez/07	204,93	10,7%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%
jan/08	502,45	145,2%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%
fev/08	200,42	-60,1%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%
mar/08	124,70	-37,8%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%
abr/08	68,80	-44,8%	177,00	26,4%	175,56	25,4%	178,25	27,3%	180,00	28,6%
mai/08	34,18	-50,3%	177,00	0,0%	175,56	0,0%	178,25	0,0%	180,00	0,0%
jun/08	76,20	122,9%	165,00	-6,8%	165,00	-6,0%	178,25	0,0%	180,00	0,0%
jul/08	108,42	42,3%	165,00	0,0%	165,00	0,0%	178,25	0,0%	180,00	0,0%
ago/08	102,79	-5,2%	165,00	0,0%	165,00	0,0%	178,25	0,0%	180,00	0,0%
set/08	109,93	6,9%	165,00	0,0%	165,00	0,0%	178,25	0,0%	180,00	0,0%
out/08	92,43	-15,9%	165,00	0,0%	165,00	0,0%	178,25	0,0%	180,00	0,0%
nov/08	106,14	14,8%	140,00	-15,2%	140,00	-15,2%	140,00	-21,5%	140,00	-22,2%
dez/08	96,97	-8,6%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%
jan/09	83,64	-13,7%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%
fev/09	52,08	-37,7%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%
mar/09	90,87	74,5%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%
abr/09	46,46	-48,9%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%
mai/09	39,00	-16,1%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%	140,00	0,0%
jun/09	40,84	4,7%	153,10	9,4%	154,98	10,7%	152,83	9,2%	152,83	9,2%
jul/09	30,43	-25,5%	153,10	0,0%	154,98	0,0%	152,83	0,0%	152,83	0,0%
ago/09	16,31	-46,4%	153,10	0,0%	154,98	0,0%	152,83	0,0%	152,83	0,0%
set/09	16,31	0,0%	153,10	0,0%	154,98	0,0%	152,83	0,0%	152,83	0,0%
out/09	16,31	0,0%	153,10	0,0%	154,98	0,0%	152,83	0,0%	152,83	0,0%
nov/09	16,31	0,0%	153,10	0,0%	154,98	0,0%	152,83	0,0%	152,83	0,0%
dez/09	16,31	0,0%	153,10	0,0%	154,98	0,0%	152,83	0,0%	152,83	0,0%
jan/10	12,91	-20,8%	153,10	0,0%	154,98	0,0%	152,83	0,0%	152,83	0,0%
fev/10	13,82	7,0%	153,10	0,0%	154,98	0,0%	152,83	0,0%	152,83	0,0%
mar/10	27,24	97,1%	153,10	0,0%	154,98	0,0%	152,83	0,0%	152,83	0,0%
abr/10	21,47	-21,2%	153,10	0,0%	154,98	0,0%	152,83	0,0%	152,83	0,0%
mai/10	32,34	50,6%	153,10	0,0%	154,98	0,0%	152,83	0,0%	152,83	0,0%
jun/10	67,70	109,3%	153,10	0,0%	154,98	0,0%	152,83	0,0%	152,83	0,0%
jul/10	89,61	32,4%	153,10	0,0%	154,98	0,0%	152,83	0,0%	152,83	0,0%
ago/10	116,66	30,2%	153,10	0,0%	157,67	1,7%	157,67	3,2%	157,67	3,2%
set/10	132,10	13,2%	157,33	2,8%	157,33	-0,2%	152,00	-3,6%	152,00	-3,6%
out/10	137,78	4,3%	158,76	0,9%	155,00	-1,5%	155,00	2,0%	155,00	2,0%
nov/10	116,68	-15,3%	158,76	0,0%	155,00	0,0%	155,00	0,0%	155,00	0,0%
dez/10	71,62	-38,6%	158,76	0,0%	155,00	0,0%	155,00	0,0%	155,00	0,0%
jan/11	28,71	-59,9%	158,76	0,0%	155,00	0,0%	155,00	0,0%	155,00	0,0%
fev/11	48,04	67,3%	158,76	0,0%	146,00	-5,8%	146,00	-5,8%	146,00	-5,8%
mar/11	25,50	-46,9%	149,73	-5,7%	149,73	2,6%	149,73	2,6%	146,00	0,0%
abr/11	12,20	-52,2%	148,16	-1,0%	148,76	-0,6%	146,00	-2,5%	146,00	0,0%
mai/11	17,35	42,2%	148,16	0,0%	148,76	0,0%	146,00	0,0%	146,00	0,0%
jun/11	31,80	83,3%	148,16	0,0%	148,76	0,0%	146,00	0,0%	146,00	0,0%
jul/11	23,08	-27,4%	148,16	0,0%	148,76	0,0%	146,00	0,0%	146,00	0,0%
ago/11	19,61	-15,0%	133,34	-10,0%	139,38	-6,3%	143,19	-1,9%	143,19	-1,9%
set/11	21,18	8,0%	133,34	0,0%	139,38	0,0%	143,19	0,0%	143,19	0,0%
out/11	37,14	75,4%	127,00	-4,8%	139,38	0,0%	143,19	0,0%	143,19	0,0%
nov/11	45,55	22,6%	127,00	0,0%	139,38	0,0%	143,19	0,0%	143,19	0,0%
dez/11	44,47	-2,4%	127,00	0,0%	139,38	0,0%	143,19	0,0%	143,19	0,0%
jan/12	23,14	-48,0%	121,67	-4,2%	123,67	-11,3%	126,17	-11,9%	143,19	0,0%
fev/12	50,67	119,0%	121,67	0,0%	123,67	0,0%	126,17	0,0%	143,19	0,0%
mar/12	124,97	146,6%	121,67	0,0%	128,00	3,5%	129,00	2,2%	129,00	-9,9%
abr/12	192,70	54,2%	155,25	27,6%	147,50	15,2%	129,00	0,0%	129,00	0,0%

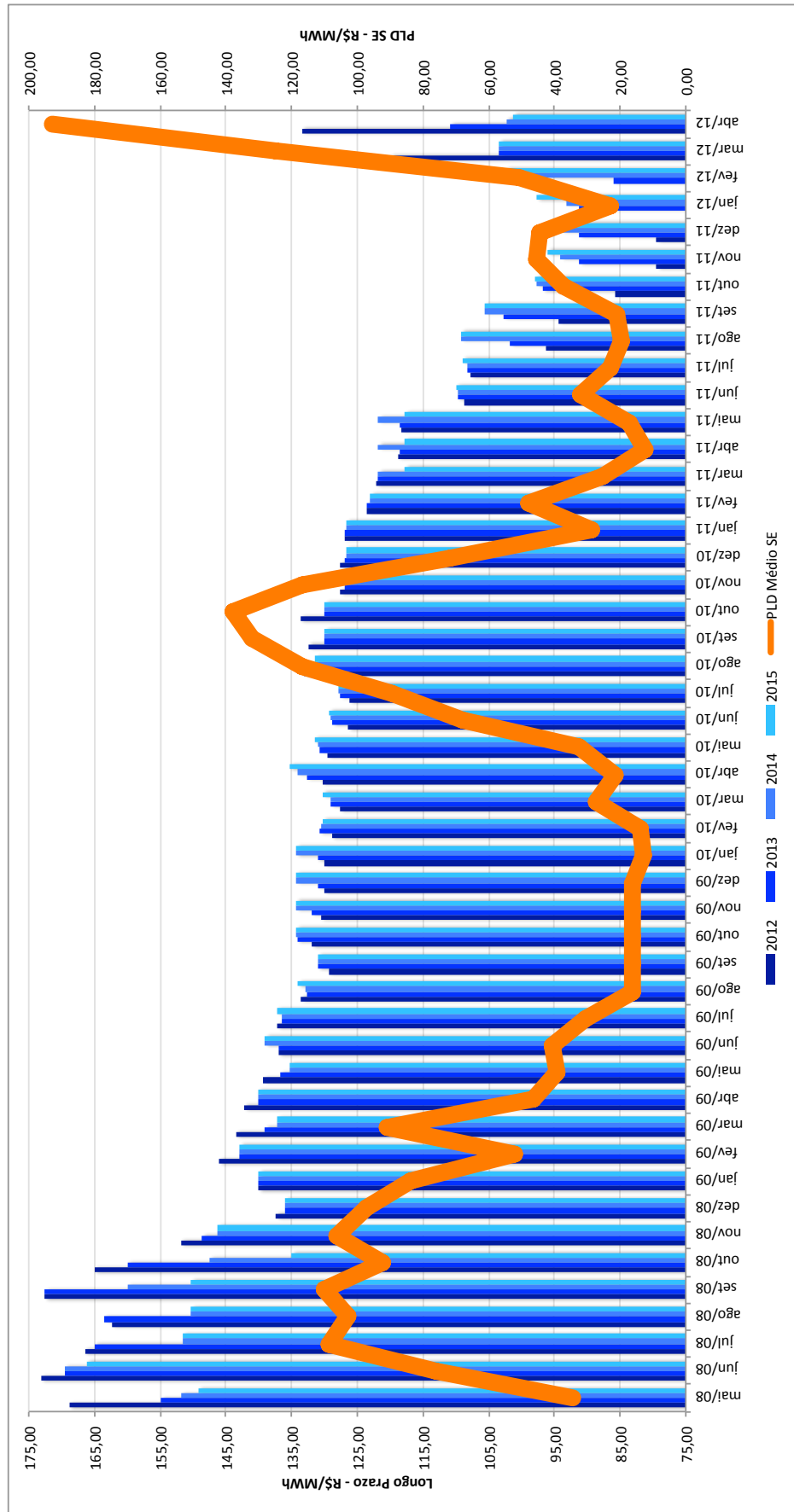


Figura 23 – Energia Convencional no Longo Prazo versus PLD SE.

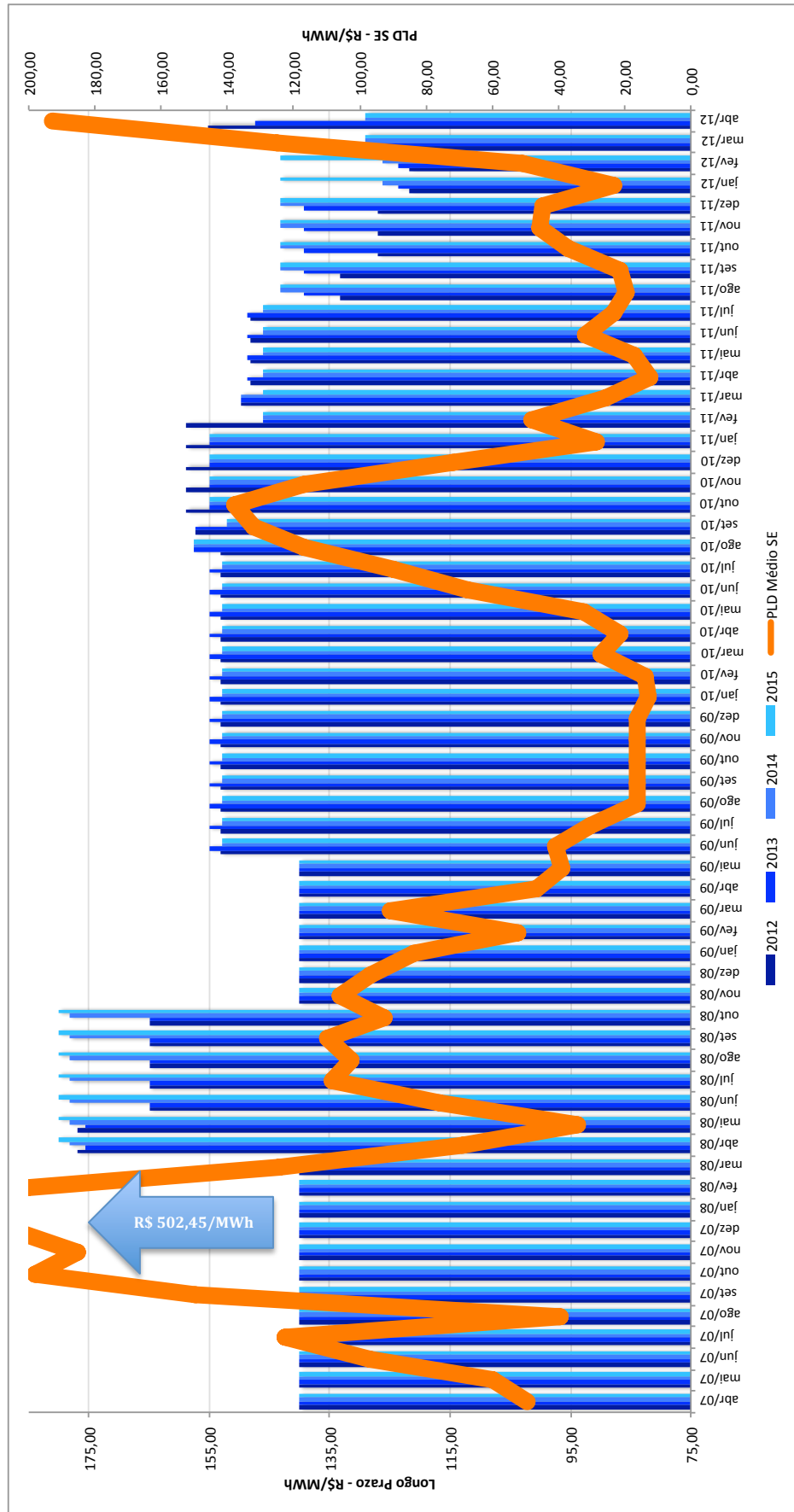


Figura 24 – Energia 50% Incentivada no Longo Prazo versus PLD SE

As células que são exibidas em amarelo nas tabelas indicam 0% de variação em relação ao mês anterior, ou seja, para a análise, houve a repetição do valor praticado no último mês com dados disponíveis, devido à falta de amostras para o mês em questão. Percebe-se que a baixa amostragem de preços para a Energia 50% Incentivada, em alguns períodos, prejudicou a base do estudo.

Os gráficos nas Figuras 23 e 24 expõem o aumento da sensibilidade do mercado de longo prazo às variações do PLD em meados de 2010 para todos os anos de fornecimento de energia contemplados na análise. Anteriormente, o mercado também recebeu influência das oscilações do indicador de curto prazo, percebida algumas vezes com certa defasagem entre o movimento do PLD e a resposta do mercado. Observa-se também que os preços possuem menor resistência para o seu incremento do que para o seu decréscimo.

Mesmo para intervalos de 5 anos entre a data da proposta de fornecimento e o ano de suprimento, o PLD – índice de curto prazo com grande suscetibilidade ao comportamento das afliências – influencia na precificação. O comportamento da variação percentual do PLD e das propostas de longo prazo (LP) são expostos na Figura 25.

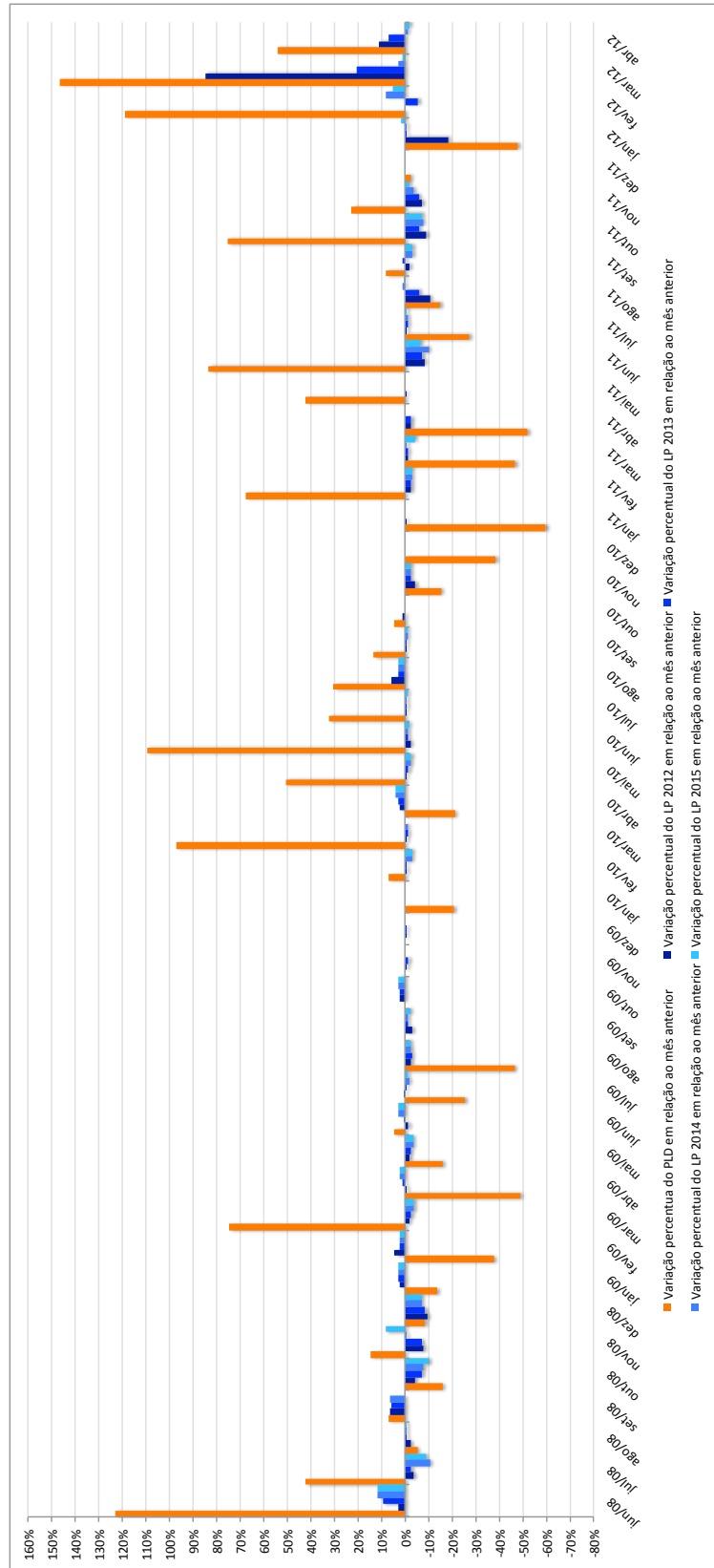


Figura 25 – Variação percentual do PLD e das Médias de Longo Prazo em relação ao mês anterior.

5.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Como um dos principais objetivos do novo modelo do setor elétrico, existe a busca pela garantia da segurança do suprimento de energia elétrica, portanto, o controle da operação de despacho das usinas deve ser observado e se reflete nos preços praticados no curto prazo e também no longo prazo.

Devido ao predomínio das usinas hidrelétricas no parque de geração do Brasil, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que tem como objetivo definir a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro do seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas. A premissa mais econômica em termos da operação do sistema, do ponto de vista imediato, é a máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período, pois minimiza os custos de combustível. No entanto, a máxima confiabilidade no fornecimento é obtida com a manutenção do nível dos reservatórios em níveis seguros, o que exige a utilização da geração térmica, logo, ocorrendo o aumento dos custos de operação.

As usinas hidrelétricas são responsáveis pela geração de mais de 75% da eletricidade do País e, em média, nos últimos 12 meses, a participação das fontes hídricas sobre o total do portfólio nacional de despacho de geração manteve-se acima dos 90%, conseqüentemente tornando a importância dos regimes de chuva e da ENA para efeitos de geração uma implicação à constituição da matriz energética brasileira, com reflexos diretos sobre a operação hidrotérmica conduzida pelo ONS, e sobre os preços da energia no curto e longo prazo, tendo em vista os custos de despacho e operação das usinas como fatores de precificação.

Conforme colocado ao longo do capítulo, o valor do Custo Marginal de Expansão é definido considerando as bases de dados dos projetos candidatos à expansão, a evolução tecnológica aplicada aos projetos e à operação, os novos paradigmas e custos socioambientais e os certames dos leilões públicos de compra de energia nova. No mercado livre, os valores do CME servem como excelentes apontadores, pois participam dos cálculos da Garantia Física e caracterizam a expansão da oferta. Estes valores, são referências concretas para a precificação da energia, livre de efeitos meteorológicos de curtíssimo prazo. Com o emprego do CME como principal critério de estabelecimento de preços de longo prazo, ocorreria, de maneira mais coerente, a estabilização dos preços de fornecimento em anos mais distantes da data na qual é realizada a cotação, ou seja, os preços não seriam tão sensíveis às variações

meteorológicas de curto prazo, passando a depender principalmente da realidade conjuntural do sistema, em termos de expansão, oferta e valoração da energia nova.

O balanço entre a oferta e a demanda é uma variável diretamente impactante sobre os preços da energia, de modo que a expansão da oferta e o crescimento da demanda devem evoluir paralelamente, tanto por questões econômicas quanto por aversão ao risco próprio da falta de estrutura para o atendimento da demanda do sistema. Economicamente, nos períodos em que a oferta de um determinado produto excede muito a procura, seu preço tende a cair. Já em períodos nos quais a demanda passa a superar a oferta, a tendência é que ocorra o aumento do preço.

A previsão de demanda e oferta de energia pode ser representada pela Garantia Física do Sistema, aonde observa-se que no intervalo de 2012 até 2016, a oferta encontra-se em posição confortável ao longo de todo o período. Esta leitura sinaliza que o mercado não deve se afetar no momento por questões de limitação oferta.

Do ponto de vista do custo da oferta, o resultado dos leilões referencia o comportamento futuro dos preços médios da energia com base na evolução da matriz energética e na expansão das fontes de geração, de maneira a atender o crescimento da demanda. A forma como o governo trata as concessões que estão prestes a expirar afeta diretamente o preço futuro da energia e, conseqüentemente, o valor dos ativos de geração. Cerca de 20% da capacidade instalada do sistema brasileiro conta com concessões de geração expirando no ano de 2015, sem existir a possibilidade legal de renovação ou prorrogação.

Pela definição de dois ambientes de contratação, o ACL e o ACR, pressupõe-se que existirão elementos e condições para que os ambientes coexistam. A solução da situação de recontração de energia no mercado cativo deve assegurar a continuidade do ACL. Neste cenário, o maior fator de risco ao preço do mercado livre é a renovação das concessões.

Tanto nos preços de Energia Convencional quanto nos preços de Energia Incentivada praticados no mercado, observa-se uma variação considerável ao longo do tempo. A análise reflete o aumento da sensibilidade do mercado de longo prazo às variações do PLD em meados de 2010 para todos os anos de fornecimento de energia contemplados. Nos períodos anteriores a 2010, o mercado também recebeu influência das oscilações do PLD, percebida em alguns momentos com certa defasagem entre o movimento do preço de liquidação e a resposta do mercado. Mesmo para intervalos de 5 anos entre a data de realização da proposta de fornecimento de energia e o ano de suprimento, o PLD, com toda a sua suscetibilidade ao

comportamento das afluências recentes, incoerentemente influencia na precificação de longo prazo.

O diagrama com os fatores que influenciam os preços no mercado de energia de longo prazo são apresentados na Figura 26.



Figura 26 – Diagrama dos Fatores de Precificação no Longo Prazo.

Este diagrama ilustra os fatores investigados ao longo deste projeto de diplomação, onde se pode observar o complexo conjunto de fatores que explicam o preço de energia elétrica no horizonte de longo prazo.

6 CONCLUSÕES

As principais conclusões obtidas neste Projeto de Diplomação são apresentadas a seguir.

- Regimes de chuva e a ENA são fundamentais para a operação hidrotérmica conduzida pelo ONS como implicação à constituição da matriz energética brasileira;
- A operação de despacho das usinas deve ser observado e se reflete nos preços praticados no curto prazo e também no longo prazo, tendo em vista os custos de despacho e operação das usinas como fatores de precificação;
- Com o emprego do CME como principal critério de estabelecimento de preços de longo prazo, ocorreria, de maneira mais coerente, a estabilização dos preços de fornecimento em anos mais distantes da data na qual é realizada a cotação. Os preços não seriam tão sensíveis às variações meteorológicas de curto prazo, passando a depender principalmente da realidade conjuntural do sistema, em termos de expansão, oferta e valoração da energia nova;
- A expansão da oferta e o crescimento da demanda devem evoluir paralelamente, tanto por questões econômicas quanto por questões de risco ao atendimento da demanda do sistema;
- A previsão de demanda e oferta de energia pode ser representada pela Garantia Física do Sistema, onde observa-se que no intervalo de 2012 até 2016, a oferta encontra-se em posição confortável ao longo de todo o período;
- O resultado dos leilões no ACR referencia o comportamento futuro dos preços médios da energia com base na evolução da matriz energética e na expansão das fontes de geração, de maneira a atender o crescimento da demanda;
- A forma como o governo trata as concessões que estão prestes a expirar afeta diretamente o preço futuro da energia e, conseqüentemente, o valor dos ativos de geração;
- Existe risco ao preço do mercado livre associado à forma como ocorrerá a renovação das concessões;

- A definição de dois ambientes de atuação econômica – ACL e ACR – pressupõe que existirão elementos e condições para que estes ambientes coexistam;
- A análise realizada com os preços reflete o aumento da sensibilidade do mercado de longo prazo às variações do PLD em meados de 2010 para todos os anos de fornecimento de energia contemplados;
- Nos períodos anteriores a 2010, o mercado também recebeu influência das oscilações do PLD, percebida em alguns momentos com certa defasagem entre o movimento do preço de liquidação e a resposta do mercado;
- Mesmo para intervalos de 5 anos entre a data de realização da proposta de fornecimento de energia e o ano de suprimento, o PLD, com toda a sua suscetibilidade ao comportamento das afluências recentes, incoerentemente influencia na precificação de longo prazo; e
- Os preços de longo prazo possuem maior resistência para o seu decréscimo do que para o seu incremento.

REFERÊNCIAS

- TOLMASQUIM, Maurício T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011. 320 p. ISBN 978-85-61325-59-6.
- VIEIRA, José P. **Antivalor – Um Estudo da Energia Elétrica: Construída como Antimercadoria e Reformada pelo Mercado nos anos 1990**. São Paulo: Paz e Terra, 2007. 312 p. ISBN 978-85-7753-008-3.
- SOARES CORREIRA, Salatiel P. **Tarifas e a Demanda de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Synergia, 2010. 90 p. ISBN 978-85-61325-31-2.
- REGO, Erik E. **Aspectos Regulatórios e Financeiros nos Leilões de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Synergia, 2009. 208 p. ISBN 978-85-61325-08-4.
- EL HAGE, Fábio S.; FERRAZ, Lucas P. C.; DELGADO, Marco A. P. **A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011. 257 p. ISBN 978-85-61325-65-7
- MOCHÓN, F. **Economia: Teoria e Prática**. São Paulo: McGraw-Hill, 2006. 592 p. ISBN 85-86804-76-2.
- CÂMERA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA. **Comercialização de Energia**. Disponível em <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=29d9a5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>. Acesso em: 29 de abril de 2012.
- MATRIZ ENERGÉTICA. Porto Alegre: GV ENERGY, Mensal, Relatório Interno, fevereiro de 2011.
- PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS. Porto Alegre: GV ENERGY, Semanal, Relatório Interno, maio de 2011.
- CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO. Porto Alegre: GV ENERGY, Mensal, Relatório Interno, maio de 2011.
- TRACTEBEL – GDF SUEZ. Cenários de Preço Futuro de Energia. In: WORKSHOP PARA INVESTIDORES, 2010, Florianópolis, Brasil. **Cenários . . .** Florianópolis [Brasil], 2010. p. 3-30.
- RESENHA MENSAL. Rio de Janeiro: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, Mensal, janeiro de 2012.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Histórico da Operação**. Disponível em http://www.ons.org.br/historico/intercambio_entre_regioes.aspx. Acesso em: 2 de maio de 2012.