

CAMILA AVILÉ GIGLIO LAGRANHA

FELIPE VILHENA

**Volatilidade do PLD – Preço de Liquidação de Diferenças - na
Comercialização de Energia Elétrica no Mercado de Curto Prazo e
sua Repercussão no Custo de Aquisição de Energia dos
Consumidores Livres**

**Monografia apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo –
Programa de Educação Continuada – PECE
para obtenção do título de Especialista em
Energia - MBA**

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

MBA/EN

2009

L 137v

CAMILA AVILÉ GIGLIO LAGARINHA

FELIPE VILHENA

Volatilidade do PLD - Preço de Liquidação de Diferenças - na
Comercialização de Energia Elétrica no Mercado de Curto Prazo e
sua Repercussão no Custo de Aquisição de Energia dos
Consumidores Livres

DEDALUS - Acervo - EPEL



31500018998

M 2009 J

FICHA CATALOGRÁFICA

M 2009 J

Lagranha, Camila Avilé Giglio
Vilhena, Felipe

Volatilidade do PLD – Preço de Liquidação de Diferenças - na Comercialização de Energia Elétrica no Mercado de Curto Prazo e sua Repercussão no Custo de Aquisição de Energia dos Consumidores Livres/ Camila Avilé Giglio Lagranha e Felipe Vilhena – São Paulo, 2009.

Monografia (MBA) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Programa de Educação Continuada – PECE.

1. PLD (Preço de Liquidação das Diferenças). 2. Garantias Financeiras. 3. Faturamento no Mercado de Curto Prazo.

1794 204

AGRADECIMENTOS

Aos companheiros e aos professores do MBA Energia, que contribuíram para nosso crescimento pessoal e profissional.

Ao nosso orientador Prof. Dr. Dorel Soares Ramos, pela paciência e por sempre nos ter fornecido valiosas contribuições para a elaboração dessa Monografia.

À família que soube abdicar de momentos em prol da nossa dedicação à vida acadêmica.

SUMÁRIO

RESUMO.....	viii
ABSTRACT.....	ix
LISTA DE TABELAS	x
LISTA DE SIGLAS.....	xi
LISTA DE GRÁFICOS	xiii
LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTA DE anexos.....	xv
Capítulo 1 – INTRODUÇÃO	1
1.1 - Motivação, Justificativa e Relevância do Estudo.....	1
1.2 – Síntese da Monografia.....	5
Capítulo 2 – A Comercialização de Energia na CCEE.....	7
2.1 - Introdução	7
2.2 – Agentes Participantes da CCEE.....	9
2.3 – Direitos e Obrigações dos Agentes da CCEE.....	10
2.4 – As Regras de Comercialização.....	12
2.5 – Módulos das Regras de Comercialização	14
2.6 – Os Procedimentos de Comercialização	23
Capítulo 3 – Garantias Financeiras	25
3.1 – Necessidade das Garantias Financeiras.....	26
3.2 – Funcionamento do processo de Liquidação e Garantias no Mercado de Curto Prazo	30
3.3 – O cálculo das Garantias (até 2008).....	31
3.3.1 – Garantias aceitas.....	31

3.3.2 – Rateio de Inadimplência.....	32
3.3.3 – Inadimplência.....	32
3.4 – O novo cálculo das Garantias Financeiras	36
3.4.1 – Princípios do novo cálculo de Garantias Financeiras.....	38
3.4.2 – Processo.....	41
Capítulo 4 – O Processo de Cálculo do PLD – Preço de Liquidação das	
Diferenças	43
4.1 – Conceitos Básicos	43
4.2 – Os modelos utilizados para o Cálculo do PLD.....	47
4.3 – Os dados de entrada do NEWAVE e DECOMP.....	48
4.4 – Variáveis mais impactantes para o Cálculo do PLD.....	49
4.4.1 – ENA – Energia Natural Afluente	50
4.4.2 – Consumo de Energia Elétrica.....	53
4.4.3 – Disponibilidade de Gás	58
4.5 – A Previsão do PLD	61
4.6 – Pesquisa realizada	65
Capítulo 5 – Volatilidade do PLD.....	68
5.1 – A variação ocorrida em junho de 2007	69
5.2 – A vinculação entre o despacho e o preço de energia.....	72
5.3 – A consideração da CAR no cálculo do PLD.....	74
5.4 – As Forças Tarefa e os Grupos de Trabalho	77
Capítulo 6 – Impactos da volatilidade do PLD no Mercado de Curto Prazo.....	80
6.1 – Impactos da consideração da CAR no cálculo do PLD para o mercado de curto prazo	84
6.2 – Impactos do Aumento dos Encargos de Serviço do Sistema no Mercado de Curto Prazo decorrentes da volatilidade do PLD e da baixa afluência.....	88
Capítulo 7 – Ações que mitigam o impacto da volatilidade do PLD	96

7.1 - Preâmbulo	96
7.2 – Os estudos de Mercado e Planejamento	99
Capítulo 8 – Conclusão	101
Bibliografia Adotada	104
Sites Consultados	105
ANEXOS	<u>106</u>

RESUMO

O trabalho teve como objetivo descrever a importância do PLD – Preço de Liquidação das Diferenças, na formação do custo operacional das empresas que fazem parte do ambiente de contratação de energia, seja este ambiente livre ou regulado. Procuramos citar sua influência no processo do cálculo das garantias financeiras, seja este processo, o antigo ou o atual, bem como os pagamentos decorrentes dos mecanismos de segurança adicionados ao processo do cálculo do PLD e o faturamento efetivo das empresas no mercado de curto prazo de energia elétrica. Colocando de um lado todos os aspectos sob influência do PLD, sublinhou-se a questão, por outro lado, relativa à dificuldade atualmente encontrada pelas empresas para a previsão do preço no mercado de curto prazo, tendo sido realizada uma pesquisa junto aos Agentes de Mercado, para levantamento dessas dificuldades. A alta volatilidade do PLD foi abordada, assim como os aspectos que mais influenciam seu cálculo. Foram realizados estudos, onde as variáveis de entrada dos modelos utilizados para o cálculo do preço foram alteradas significativamente e através da tabulação dos resultados, foi possível avaliar quais as variáveis mais impactantes. Além disso, considerando a previsibilidade destas variáveis, foi possível constatar a real dificuldade enfrentada pelas empresas na previsão do PLD. Citamos os grupos de estudos existentes para o aprimoramento dos modelos de cálculo de preço, descrevendo o principal objetivo de cada um. Considerando a vinculação entre o despacho de energia elétrica e o cálculo do PLD, descrevemos os impactos da consideração de mecanismos de segurança do sistema, sejam eles internos ao modelo, como a CAR, como externos, como o despacho por segurança energética. Adicionalmente, este trabalho trata do que as empresas podem ou necessitam fazer para se proteger da volatilidade. Finalmente, espera-se que este trabalho possa contribuir para posteriores pesquisas sobre o tema.

Palavras chave: 1. PLD (Preço de Liquidação das Diferenças). 2. Garantias Financeiras. 3. Faturamento no Mercado de Curto Prazo.

ABSTRACT

This work is focused on the importance of PLD - Spot Market Price as a factor influencing the operational cost of the companies on the wholesale electrical energy commercial environment, either free or regulated environment. We quote the PLD influence in the calculation of financial guarantees, considering both old and current process to get the prices as well as the payments arising from security mechanisms added to the PLD, impacting the billing activities in the short-term electricity market.

In addition to the aspects influenced by PLD, we describe the difficulties currently by companies to forecast this parameter. This way, we organized and applied an inquire to the agents of the market, in order to know their ideas about this subject. Besides that, our research have addressed the high volatility of the PLD and the issues that most affect their calculation. We have done a sensibility analysis, taking into account a base case and simulating relevant changes in the input variables of the models used to calculate the prices and, with aid of the tabulation of results, it was possible to evaluate which variables are the most important in terms of impact on the PLD itself. Furthermore, considering these variables uncertainty, it was possible to see the real difficulty faced by companies to forecast the price. Electrical Sector Working Groups aiming at the improvement of existing models for calculating the PLD were mentioned, as well as the main purpose of each one was described. Considering the link between the generation dispatch and the calculation of PLD, we describe the impact of the security mechanisms of the system, whether internal to the model, such as CAR, or external, as for instance the thermal plants dispatch aiming at to guarantee the energy supply. Additionally, this work suggests the guidelines to the companies in order to protect themselves from volatility. Finally, it is expected that this work may contribute to further research on the subject.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Valores liquidados na CCEE – Setembro/2000 a Dezembro/2002
Tabela 2	Valores liquidados na CCEE - 2003
Tabela 3	Valores liquidados na CCEE - 2004
Tabela 4	Valores liquidados na CCEE - 2005
Tabela 5	Valores liquidados na CCEE – 2006
Tabela 6	Valores liquidados na CCEE – 2007
Tabela 7	Valores liquidados na CCEE - 2008
Tabela 8	Valores liquidados na CCEE - Consolidação
Tabela 9	Comparação PLD – Afluência
Tabela 10	Comparação da Carga utilizada no cálculo do PLD de abr/09
Tabela 11	Comparação do PLD calculado com Cargas distintas
Tabela 12	Montantes da Portaria MME nº 125
Tabela 13	Comparação PLD com Disponibilidade Original x Disponibilidade Observada
Tabela 14	Comparação de PLD – Junho de 2007
Tabela 15	Riscos e Oportunidades Contratuais
Tabela 16	Comparação PLD com e sem a CAR
Tabela 17	Montantes pagos pelos ESS em 2008
Tabela 18	Faturamento MCP x ESS – Outubro de 2008

LISTA DE SIGLAS

ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASMAE	Agência Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica
BACEN	
CAR	Curva de Aversão ao Risco
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMCP	Custo Marginal de Curto Prazo
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CVU	Custo Variável Unitário
Earm	Energia Armazenada
ENA	Energia Natural Afluente
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
FGV	Fundação Getúlio Vargas
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
GT	Grupo de Trabalho
IPDO	Informação Preliminar Diária da Operação
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MCP	Mercado de Curto Prazo
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déicits
MLT	Média de Longo Termo
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico

PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMO	Programa Mensal da Operação
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SCL	Sistema de Contabilização e Liquidação
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Termo de Compromisso
TSA	Taxa de Serviços Ancilares
UHE	Usina hidroelétrica

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1	Adesões e Desligamentos de Agentes na CCEE
Gráfico 2	Resumo Liquidação Financeira Anual – 2003 a 2008
Gráfico 3	Valor contabilizado x Preço Médio – 2003 a 2008
Gráfico 4	Preço Médio Mensal
Gráfico 5	ENA Sudeste – Janeiro/08
Gráfico 6	Comparação CMO semanal x ENA semanal
Gráfico 7	PLD semanal – 2006 a 2008
Gráfico 8	Sazonalidade do PLD
Gráfico 9	Despacho incremental de térmicas devido à CAR
Gráfico 10	Evolução da Geração Termelétrica
Gráfico 11	Evolução dos ESS – 2006 a 2008
Gráfico 12	Evolução do Armazenamento - 2008

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Representação no Mercado SPOT
Figura 2	Ilustração do Processo do Cálculo das Garantias Financeiras
Figura 3	Ilustração do Cálculo do Custo Futuro
Figura 4	Ilustração do Processo Ótimo de Decisão
Figura 5	Fluxo do Processo do Cálculo do PLD
Figura 6	Fluxo do Processo de Consolidação da Carga
Figura 7	Comparação ESS – PLD com e sem a CAR
Figura 8	Ambiente de Contratação Livre e Regulada

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1 Síntese das respostas ao questionário

Capítulo 1 – INTRODUÇÃO

1.1- Motivação, Justificativa e Relevância do Estudo

A transformação da estrutura da comercialização de energia elétrica no Brasil vem se intensificando, principalmente no que diz respeito à possibilidade dos consumidores escolherem os fornecedores para atendimento de seus requisitos de energia, abrindo a perspectiva de uma redução substancial de custos de produção, a partir de um negócio que não é seu “*core business*”.

Considerando a dependência direta dos preços dos contratos de compra de energia, aos preços do mercado de curto prazo, bem como a volatilidade e a difícil previsão deste preço, o negócio se torna muito arriscado. Em consequência, consumidores livres que haviam aderido à CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, atraídos pela possibilidade de um negócio rentável, acabam tendo prejuízo, retornando ao mercado cativo.

O consumidor na condição de “livre”, pode contratar parte ou a totalidade do montante de energia elétrica junto a qualquer comercializador ou gerador de energia elétrica do sistema elétrico interligado brasileiro. Isto compreende qualquer concessionária de distribuição de energia, produtor independente, autoprodutor, concessionária de geração ou importadora de energia elétrica.

As condições e preços são livremente negociados entre as partes e o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão é livre, com o devido pagamento de Encargos mais o uso do sistema. Os consumidores ‘livres’ estimulam a concorrência na atividade de comercialização de energia, obrigando as concessionárias de energia elétrica a avaliarem os atuais consumidores cativos e livres, quanto ao interesse em mantê-los, bem como o interesse em buscar novos consumidores localizados em outras áreas de concessão.

O mercado de Energia Elétrica no Brasil está cada vez mais aquecido, forte e promissor e, para que se atinja uma situação sustentável, são necessárias regras claras e sólidas e que devem ser obedecidas de forma coercitiva, para não prejudicar o bem comum de todos agentes de mercado.

A Câmara Comercializadora de Energia Elétrica CCEE engloba vários agentes de mercado com diferentes comportamentos, quais sejam Agentes de Geração, Distribuição Comercializadores, Importadores, Exportadores de energia e Consumidores livres. Sabemos que cada tipo de agente tem certa peculiaridade financeira e com certeza cada uma delas possui diferentes maneiras de trabalhar com a saúde financeira de sua empresa.

De acordo com o Artigo 50 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, a partir de janeiro de 2004, os consumidores livres passaram a ter a obrigatoriedade de participar da CCEE. Os critérios para que o consumidor se torne livre são a demanda mínima contratada de 3 MW, caso ele esteja ligado em qualquer tensão de fornecimento e tenha sido ligado após 08/07/1995 e caso esteja ligado na tensão de 69 KV e tenha sido ligado antes da data citada. A partir de 1998, de acordo com a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, os consumidores com demanda mínima de 500 kW, atendidos em qualquer tensão de fornecimento, têm o direito de se tornarem livres, desde que a energia adquirida seja oriunda de Pequenas Centrais Hidrelétricas ou de fontes alternativas. Esses consumidores são denominados Consumidores Especiais.

Vale destacar que, de acordo com os Relatórios disponíveis no site da CCEE, o número de consumidores livres cadastrados na CCEE, passou de nenhum em dezembro de 2003 para 34 no mesmo mês de 2004.

Em setembro de 2008, também de acordo com as informações constantes no site da CCEE, haviam 659 consumidores livres cadastrados nesta Câmara. Cerca de 30% da energia do SIN é comercializada no mercado livre, sendo que os consumidores livres representam aproximadamente 64% deste mercado.

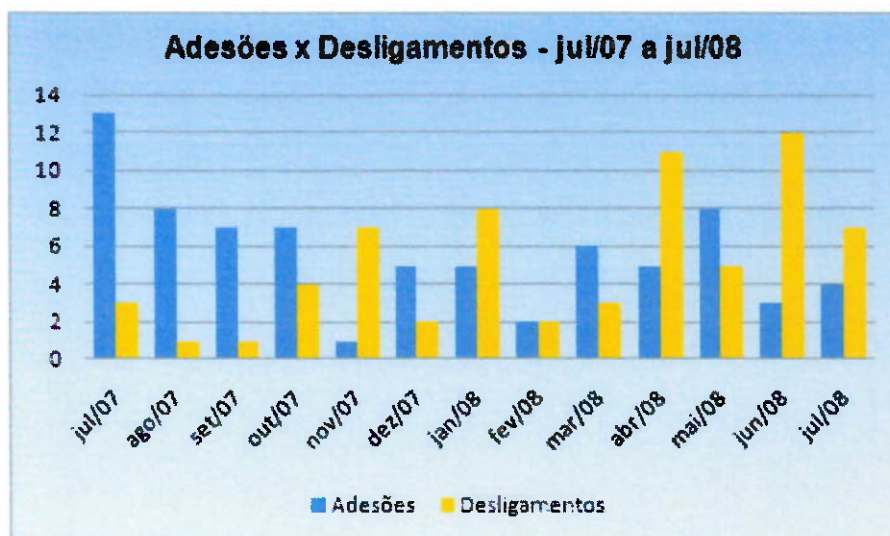
A participação dos consumidores livres corresponde a 17% do consumo do SIN. A indústria nacional está inserida num ambiente altamente concorrencial, onde a

disponibilidade da energia elétrica a preços competitivos, principalmente para agentes cujo principal custo se baseia neste insumo, é fundamental para sua manutenção no mercado. A migração do ambiente regulado para o mercado livre pode proporcionar a possibilidade de negociar produtos customizados e segurança contratual com relação ao preço, possibilitando ao consumidor livre, poder escolher entre os diversos tipos de contratos, o que melhor atende as suas expectativas de custo e benefício e resultando em um preço de energia mais baixo. Estes fatores explicam o aumento expressivo de adesões desta classe na CCEE. Vale lembrar que a migração de ambiente, deve ocorrer apenas após uma análise detalhada das melhores estratégias de contratação, bem como os componentes dos preços de contratação em cada ambiente. Caso contrário, a consequência de uma decisão equivocada pode provocar grande prejuízo na saúde financeira da empresa.

De acordo com a Lei nº 10.848, de 2004, é permitido que o consumidor livre volte a ser suprido pela concessionária local, e assuma a condição de consumidor potencialmente livre, sendo que o consumidor deve solicitar formalmente seu retorno à condição de cativo, à distribuidora da área, com cinco anos de antecedência.

De acordo com o gráfico 1 na próxima página, se nota que a partir de janeiro de 2008, o número de desligamentos foi superior ao número de adesões na maioria dos meses, podendo-se concluir que esta estatística é um reflexo direto da alta do PLD. Além do número de desligamentos, houve o processo de desmodelagem de muitos pontos de consumo, citando-se que em janeiro de 2008, ocorreram 28 desmodelagens, contra apenas 7 novas modelagens, também em decorrência da elevação do PLD e da dificuldade dos consumidores em realizar contratos de compra de energia – falta de oferta de geração.

O foco do novo modelo está assentado na inserção da competição nos segmentos de Geração e Comercialização de energia. Para tanto, promoveu-se a segregação das atividades de geração, comercialização, transmissão e distribuição, uma vez que as últimas duas são monopólios naturais regulamentados pelo Poder Concedente, para garantir o livre acesso de todos os agentes, de forma não discriminatória a estes ativos.

Gráfico 1 – Adesões e Desligamentos de Agentes na CCEE

Fonte: Informações provenientes de comunicados CCEE

Desta forma, o preço da energia, passa a ser determinado, no longo prazo, por um processo de competição por contratos, criando assim um mercado futuro de energia e, no curto prazo, como consequência direta do custo marginal de energia obtido a partir do despacho otimizado.

A falta de previsibilidade dos preços gera grande insatisfação nos agentes, uma vez que os resultados não são bem aceitos e os agentes não conhecem a fundo os processos utilizados para o cálculo.

O mercado vem se consolidando e, junto com esta consolidação, surgem novas necessidades. A falta de oferta de energia no médio e longo prazo é notória, sendo que um preço ao menos previsível, garantiria o aparecimento de novos ofertantes, atraindo investidores com perfil adequado para a assunção de riscos associados a oportunidades de retornos expressivos e, para isso, é essencial que todos tenham acesso aos mecanismos de cálculo dos preços, uma vez que este norteia todas as suas decisões.

Outro ponto que causou grande preocupação foi o Cálculo das Garantias Financeiras, que após diversas reuniões e tratativas, teve seu cálculo alterado, buscando uma maior contratação por parte dos agentes, tentando evitar exposições ao PLD e a consequente inadimplência.

1.2 – Síntese da Monografia

O presente Documento foi estruturado em 8 capítulos e desenvolvido com intuito de analisar as variáveis que exercem maior impacto no cálculo de PLD, buscando explicações para sua alta variabilidade e, principalmente, detalhando os impactos desta falta de previsibilidade na formação do custo operacional dos agentes de mercado, incluindo o aporte das garantias financeiras.

O Capítulo 1 é o capítulo introdutório que resume a importância do PLD na Comercialização de Energia na CCEE e seus impactos.

O Capítulo 2 é o capítulo que proporciona uma visão ampla da Comercialização de Energia na CCEE.

O Capítulo 3, Garantias Financeiras, tratando do seu histórico, desde a necessidade de sua implementação, o processo original do cálculo, a necessidade de sua alteração e o atual processo, visando maior estabilidade no mercado de curto prazo.

O Capítulo 4, Cálculo do Preço, os procedimentos e programas utilizados, quais as variáveis mais impactantes e o seu difícil processo de previsão. Além do descrito, descrevemos o método de pesquisa utilizado para mensurar as dificuldades enfrentadas pelos agentes na previsão do PLD.

No Capítulo 5, Volatilidade do preço e quais suas possíveis causas, como a vinculação entre preços e despacho ótimo de energia e a consideração da CAR – Curva de Aversão ao Risco.

O Capítulo 6 trata dos impactos da volatilidade do PLD no Mercado de Curto Prazo e da consequência das ações que buscam a segurança energética do Sistema Interligado Nacional – SIN.

O Capítulo 7 descreve AS ações que podem mitigar o risco que os agentes correm ficando expostos no Mercado de Curto Prazo, incluindo os estudos de Mercado e de Planejamento.

O Capítulo 8 relata as Conclusões e Considerações Finais do trabalho.

É importante ressaltar que os dados e as informações constantes nessa monografia são públicos e as afirmações e conclusões representam a opinião pessoal dos autores, estando totalmente desvinculadas e não indicando nenhum posicionamento da empresa em que desempenham sua atividade profissional.

Capítulo 2 – A Comercialização de Energia na CCEE

2.1 - Introdução

Conforme o art. 10 da Lei nº 9.648, de 27/05/1998, e Decreto nº 2.655, de 02/07/1998, foi criado o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, ambiente virtual, sem personalidade jurídica. O MAE foi instituído pela assinatura de um contrato de adesão multilateral de todos os Agentes (Acordo de Mercado), como um mercado auto-regulado, com a finalidade de viabilizar as transações de energia elétrica por meio de Contratos Bilaterais e do Mercado de Curto Prazo (Mercado "Spot"), entre as empresas que executam os serviços de energia elétrica no SIN - Sistema Interligado Nacional.

Com o objetivo de administrar esse mercado foi criada a ASMAE - Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, sociedade civil de direito privado, braço operacional do MAE e empresa autorizada da ANEEL.

Quando da crise energética vivida no ano de 2001, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, com o intuito de aprimorar o modelo de governança/gestão adotado e possibilitar um ambiente estruturado de mediação dos diversos interesses no setor elétrico, propôs no Relatório de Progresso Nº 1 a reestruturação do MAE, consolidada através da Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002, transformando a instituição ASMAE em pessoa jurídica de direito privado, com a denominação MAE, terminando com a sua auto-regulamentação. Em 2004, com a implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico, através da Lei nº 10.848, foi autorizada a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, o que foi regulamentado pelo Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. A CCEE é uma organização civil, de direito privado, sem fins lucrativos, congregando Agentes das categorias de Geração, Distribuição e Comercialização de energia elétrica.

As operações da CCEE são regidas por um conjunto de regras que, associadas aos seus respectivos procedimentos, estabelecem as bases necessárias para a operação comercial da CCEE e estipulam o processo de contabilização e

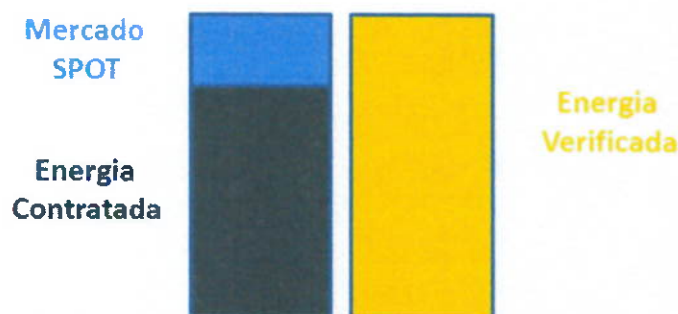
liquidação¹, ou seja, o processo de apuração das posições comerciais dos agentes do mercado quanto às receitas ou despesas decorrentes da comercialização de energia e do pagamento ou recebimento por alguns serviços técnicos prestados ao sistema.

A missão que consta no site da CCEE é a seguinte:

“Propiciar ambiente para as atividades e operações de comercialização de energia, provendo e aprimorando soluções aderentes às necessidades do mercado com integridade, transparência e confiabilidade.” (CCEE 2008)

A CCEE constitui-se no ambiente de mercado em que se dá a negociação das diferenças entre todos os agentes do mercado de energia elétrica, envolvendo o consumo realizado e a energia contratada dos agentes, envolvendo os processos de negociação e contabilização de compra e venda de energia elétrica entre os agentes, porém sem a presença física do produto (a energia).

Figura 1 – Representação no Mercado SPOT



Fonte: Informações provenientes do site da CCEE

A comercialização de energia elétrica mereceu destaque na Lei 10.848/2004, cujos artigos foram regulamentados em diversos Decretos, em especial o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o qual detalha as regras gerais de negociação, os ambientes de contratação regulada e de contratação livre, os leilões de energia

¹ **Processo de Contabilização e Liquidação** – Conjunto de operações envolvendo a medição, o registro de contratos bilaterais, a contabilização pelo regime de competência, a conciliação, a liquidação financeira do mercado de curto prazo, a valoração das energias transacionadas no mercado de curto prazo, bem como o gerenciamento das transferências financeiras entre os agentes participantes da CCEE e o universo de programas e métodos utilizados.

elétrica proveniente de empreendimentos existentes e de novos empreendimentos, o processo de outorga de concessões e de autorizações inerentes ao setor, e o repasse dos valores de compra de energia às tarifas dos consumidores finais.

Em linhas gerais, o arcabouço legal que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica é complementado pelas Regras e pelos Procedimentos de Comercialização, aplicáveis no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e inerentes aos Ambientes de Contratação Regulada – ACR e de Contratação Livre – ACL e ao Mercado de Curto Prazo.

A atuação dos agentes do setor ficou bem definida, com a obrigatoriedade de participação dos distribuidores no ACR, a possibilidade de atuação dos geradores no ACR e no ACL e a determinação de atuação dos consumidores livres somente neste último. O Mercado de Curto Prazo permanece como o segmento no qual ocorre a contabilização e a liquidação de diferenças entre a energia elétrica efetivamente gerada, medida e consumida de todos os agentes, ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD.

2.2 – Agentes Participantes da CCEE

De acordo com a Convenção de Comercialização, os Agentes estão divididos em três categorias, Geração, Distribuição e Comercialização, sendo que:

1. Categoria de Geração, subdividida em:

- Classe dos agentes geradores concessionários de serviço público;
- Classe dos agentes produtores independentes, e
- Classe dos agentes autoprodutores.

2. Categoria de Distribuição, composta pela classe dos Agentes de Distribuição;

3. Categoria de Comercialização, subdividida em:

- Classe dos Agentes Importadores e Exportadores;
- Classe dos Agentes Comercializadores;
- Classe dos Agentes Consumidores Livres.

Conforme definido na Convenção citada, os Agentes com participação obrigatória na CCEE são:

I – os concessionários, permissionários ou autorizados de geração que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW;

II – os autorizados para importação ou exportação de energia elétrica com intercâmbio igual ou superior a 50 MW;

III – os concessionários, permissionários ou autorizados de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica cujo volume comercializado seja igual ou superior a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior;

IV – os concessionários, permissionários ou autorizados de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica cujo volume comercializado seja inferior a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior, quando não adquirirem a totalidade da energia de supridor com tarifa regulada;

V – os autorizados de comercialização de energia elétrica, cujo volume comercializado seja igual ou superior a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior; e

VI – os Consumidores Livres e os consumidores que adquirirem energia na forma do § 5o do art. 26 da Lei no 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

2.3 – Direitos e Obrigações dos Agentes da CCEE

1. Direitos

- Participar e votar nas sessões das Assembléias Gerais da CCEE;

- Acessar os sistemas de Medição e de Contabilização e Liquidação Financeira mantidos pela CCEE, na forma e nas condições previstas nos Procedimentos de Comercialização e nos demais instrumentos jurídicos inerentes ao respectivo acesso;
- Participar dos leilões de energia elétrica promovidos pela CCEE, desde que atendidas as condições previstas nos respectivos Editais;
- Solicitar e receber informações relacionadas às suas operações de comercialização de energia elétrica e às atividades desenvolvidas pela CCEE;
- Submeter eventuais Conflitos ao Conselho de Administração da CCEE, sem prejuízo de sua submissão a processo de arbitragem;
- Convocar as Assembléias Gerais da CCEE, mediante deliberação de um quinto dos membros da CCEE.

Os Agentes da CCEE somente poderão exercer os seus direitos caso suas obrigações de pagamento de contribuições e emolumentos à CCEE estejam devidamente cumpridas.

2.Obrigações

- Respeitar e cumprir adequadamente as disposições da Convenção e das Regras e Procedimentos de Comercialização;
- Celebrar os contratos de compra e venda de energia decorrentes dos negócios realizados no ACR;
- Efetuar o aporte de Garantias Financeiras para a realização de operações de compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo;
- Suportar as repercussões financeiras decorrentes de eventual inadimplência no Mercado de Curto Prazo, não coberta pelas Garantias Financeiras aportadas, na proporção de seus créditos líquidos resultantes da Contabilização, no período considerado;
- Efetuar o recolhimento das contribuições e emolumentos relativos ao funcionamento da CCEE;
- Atender às solicitações das auditorias a serem desenvolvidas na CCEE;
- Aderir à Convenção Arbitral;
- Manter junto à CCEE a devida atualização de seus dados cadastrais e técnico-operacionais;

- Manter número determinado de representantes junto à CCEE, agindo em nome e por conta do respectivo Agente da CCEE e na forma prevista nos Procedimentos de Comercialização aplicáveis, para, entre outros:
 - Realizar os atos necessários às suas operações, tais como assinaturas de instrumentos jurídicos, inclusive dos CCEARs;
 - Apresentar os documentos e dados requeridos;
 - Adotar as medidas relativas ao processo de Medição, ao processo de Contabilização e de Liquidação Financeira, aos Leilões e outros;
 - Receber os comunicados, avisos, informes, notificações e acessar relatórios e dados;
 - Manter todos os ativos de sua propriedade vinculados a seu nome e respectivo cadastro.

2.4 – As Regras de Comercialização

As Regras de Comercialização são um conjunto de equações matemáticas e fundamentos conceituais, complementares e integrantes à Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, instituída pela Resolução Normativa ANEEL nº 109, de 26 de outubro de 2004, que associadas aos seus respectivos Procedimentos de Comercialização, estabelecem as bases necessárias para a operação comercial da CCEE e estipulam o processo de contabilização e liquidação, ou seja, o processo de apuração das posições comerciais dos agentes do mercado quanto às receitas ou despesas decorrentes da comercialização de energia e do pagamento ou recebimento por alguns serviços técnicos prestados ao sistema.

Os agentes participaram do processo de elaboração das Regras, acordando formato e conteúdo. Após a instituição da Convenção de Mercado, competiu à ANEEL a regulamentação e aprovação das Regras de Comercialização. No Acordo de Mercado, homologado pela ANEEL através da Resolução nº 18/99, foram definidas as principais diretrizes para a elaboração das Regras de Comercialização. As Regras de Comercialização foram então aprovadas em fevereiro de 2000 pela Assembléia Geral do MAE e, em seguida, encaminhadas a ANEEL para homologação. O processo de homologação das regras do MAE pela ANEEL resultou

na Resolução nº 290, de 08/00, que ratificou algumas partes e revogou outras, estabelecendo diretrizes para a implementação gradual das regras em três etapas e os principais marcos a serem cumpridos pelo mercado para a implementação das evoluções esperadas até que fosse alcançada a meta final. As três etapas foram as seguintes:

1. Definição no âmbito do MAE dos preços “ex-ante” de energia em base mensal ou semanal, e vigência de setembro de 2000 a junho de 2001;
2. Início da dupla contabilização, com preços e quantidades calculados e “ex-post”, em base semanal, com vigência de julho a dezembro de 2001;
3. Início da definição de preços e quantidades em intervalos de uma hora, no máximo, com dupla contabilização e vigência a partir de janeiro de 2002.

As dificuldades organizacionais inviabilizaram o cumprimento das metas e prazos fixados da Resolução nº 290, de 03 de agosto de 2000 desde o início da operação do MAE. Assim, visando estabelecer ajustes nas etapas citadas, bem como no cronograma de implantação das Regras e na concreta operacionalização do MAE, a ANEEL publicou a Resolução ANEEL nº 446, 08/02, revogando a 3ª etapa de implantação das Regras do MAE definida na Resolução ANEEL nº 290/00, assim como estabeleceu que a finalização da implantação das Regras do MAE ocorresse em apenas uma etapa adicional, a ser efetivada até 1º de janeiro de 2004, caracterizada pelo início da definição de preços e quantidades em intervalos de uma hora, no máximo, mantida a dupla contabilização. Assim como o prazo definido pela Resolução nº 290, a finalização da implantação das Regras do MAE prevista na Resolução nº 446 também não ocorreu. Enfim, a Lei nº 10.848, promoveu o processo de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, culminando em série de mudanças e adaptações às Regras e Procedimentos de Comercialização, sempre com o objetivo de possibilitar a operacionalização às atividades no âmbito do MAE.

Neste contexto, as Regras de Comercialização são desenvolvidas pela CCEE, onde todos os agentes de mercado podem fazer contribuições através dos processos de audiência pública na ANEEL, que posteriormente faz a consolidação das contribuições e divulga a versão homologada.

As Regras são implementadas no SCL – Sistema de Contabilização e Liquidação,

que abrange as funcionalidades necessárias para o sucesso das transações de energia elétrica no mercado de curto prazo, bem como o registro de todos os dados de entrada necessários para o processamento da contabilização e liquidação das transações.

2.5 – Módulos das Regras de Comercialização

Módulo I – Preço de Liquidação das Diferenças

Módulo que descreve os principais modelos utilizados na determinação do Custo Marginal de Operação, a sequência para seu processamento e a metodologia para o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças.

Módulo II – Determinação da Geração e Consumo de Energia

Módulo que estabelece os arranjos requeridos para adequar os dados de medição, ao formato necessário para as Regras de Comercialização e estabelece os tratamentos contábeis que serão aplicados à medição líquida.

Os tratamentos que compõem este Módulo são:

- Distinção entre a Geração Medida efetiva e a Geração de Teste efetiva da Unidade Geradora;
- Obtenção de valores medidos líquidos para casos em que existam pontos de medição não pertencentes à Rede Básica (i.e. carga ou geração embutida) associados a um Ponto de Medição;
- Determinação da Geração Medida efetiva e de Teste da Usina;
- Agregação dos dados medidos por Usina, necessários para os cálculos de energia assegurada parcial;
- Agregação dos dados medidos de Compensação Síncrona por Usina;
- Determinação da Geração e Consumo da Usina;

- Cálculo dos Fatores de Perda;
- Cálculo das perdas internas de energia entre a barra das unidades geradoras e o ponto de fronteira com a rede básica;
- Agregação de Dados por Perfil de Geração e Perfil de Consumo de cada Agente;
- Cálculo e Rateio de Perdas nas Instalações Compartilhadas;
- Isenção do Rateio de Perdas para pontos de geração e consumo localizados em uma Conexão Compartilhada da Rede Básica;
- Destinação da Geração ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) para usinas movidas à Biomassa comprometidas com CCEAR na modalidade por Disponibilidade;
- Cálculo da Garantia Física Apurada das Usinas Térmicas.

Módulo III – Contratos

Módulo que estabelece as responsabilidades da CCEE e os parâmetros necessários ao registro e manutenção de todos os Contratos de compra e venda de energia firmados entre os Agentes da CCEE, bem como estabelece os princípios e condições gerais para a Sazonalização e Modulação dos mesmos.

Além dos diferentes tipos de contrato, este Módulo determina a posição contratual líquida de cada Perfil de Geração e/ou de Consumo do Agente.

São objetos de tratamento deste Módulo as seguintes modalidades de contratação:

- **Contratos Bilaterais** - Os Contratos Bilaterais resultam da livre negociação entre os Agentes, tendo por objetivo estabelecer preços e volumes de energia para as transações de compra e venda de energia elétrica, conforme a legislação/regulamentação vigente, sem a interferência da CCEE. Os montantes de energia destes contratos são registrados na CCEE pelo Agente Vendedor e validados pelo Agente Comprador.
- **Contratos de Leilões Anteriores ao Decreto nº 5.163** – Submódulo que descreve o tratamento para os Contratos dos Leilões de Energia anteriores ao Decreto nº

5.163. São considerados especificamente neste Submódulo os contratos decorrentes do Leilão de Venda de Energia realizado pelo MAE em 2002.

- **Contratos Equivalentes a Iniciais** - Os Contratos Iniciais foram estabelecidos na Lei nº 9.648/98 e foram estabelecidos pela ANEEL tipicamente em valores anuais médios. Estes montantes anuais são sazonalizados pelos Agentes em valores de Energia Mensal de Contratos Iniciais, para então serem modulados a cada contabilização.
- **Contratos de Itaipu** - Os Contratos de Itaipu representam os efeitos da energia comercializada pela Eletrobrás na CCEE, da energia elétrica de Itaipu Binacional, consumida no Brasil, com as concessionárias de distribuição de energia elétrica, adquirentes das quotas parte da produção da Itaipu Binacional posta à disposição do Brasil, conforme disposto na LEI nº 5.899 de 5 de julho de 1973 ou suas sucessoras, e no Decreto nº 4.550, de 27 de Dezembro de 2002, alterado pelo Decreto nº 5.287 de 26 de novembro de 2004.
- **Contratos do PROINFA** - Os Contratos do PROINFA representam os efeitos da energia comercializada pela Eletrobrás na CCEE, da energia elétrica produzida por Usinas participantes do Programa de Incentivos às fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, com as concessionárias de distribuição e consumidores livres, adquirentes das quotas de energia, conforme disposto na Resolução Normativa ANEEL 127 de Dezembro de 2004.
- **Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR** (Modalidade por Disponibilidade, Modalidade por Quantidade, Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD, Metodologia de Apuração dos Valores a Liquidar do MCSD – LMCSD).

Módulo IV – Energias Asseguradas

Este Módulo define a metodologia de Modulação que será aplicada às Energias Asseguradas das usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, bem como o funcionamento do citado Mecanismo, que tem a finalidade de operacionalizar o compartilhamento dos riscos hidrológicos associados ao despacho

centralizado² e à otimização do Sistema Hidrotérmico pelo ONS. A Energia Assegurada de uma usina corresponde à fração a ela alocada da Energia Assegurada do Sistema. A determinação da Energia Assegurada independe da sua geração real e está associada às condições no Longo Prazo que cada usina pode fornecer ao sistema, assumindo um critério específico de risco do não atendimento do mercado (déficit), considerando a variabilidade hidrológica à qual uma usina está submetida.

Módulo V – Excedente Financeiro

Este Módulo tem como objetivo determinar o Excedente Financeiro que surge do intercâmbio de energia entre Submercados³ com preços diferentes, determinar as Exposições Contratuais dos Contratos que apresentam partes compradora e vendedora em Submercados diferentes e que têm direito ao alívio de exposições, e disciplinar o processo de alocação do Excedente Financeiro e das exposições positivas destes contratos. Este processo é utilizado para aliviar as exposições negativas originadas nas alocações de Energia Assegurada do MRE em Submercados diferentes daqueles onde estão localizadas as usinas dos geradores e também as exposições negativas de alguns contratos entre Submercados. Os recursos disponíveis (Excedente Financeiro de Exposições Positivas) são, portanto, destinados para o alívio das exposições negativas de:

(a) Realocações de Energias Asseguradas por meio do MRE;

² **Despacho Centralizado** – conjunto de instruções, de ações e o controle da operação de um sistema eletroenergético integrado. O ONS realiza, por meio do despacho centralizado, a programação de geração de cada usina do sistema e outras fontes de fornecimento efetivo de energia elétrica de forma confiável e econômica, atendendo a requisitos de carga do sistema. Faz a operação de controle de linhas de transmissão de alta tensão, subestações e equipamentos, operação dos sistemas interligados e programação das transações de energia elétrica com outros sistemas de interconexão.

³ **Submercado** – são divisões do mercado, correspondentes às áreas do SIN, definidas em função da presença e duração de restrições relevantes de transmissão. Cada submercado é considerado efetivamente como um mercado independente, sujeito a um PLD diferenciado. Atualmente a CCEE considera quatro submercados: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

- (b) Contratos de Itaipu relativos aos quotistas no Submercado sul;
- (c) Contratos de Autoprodução;
- (d) Contratos do PROINFA; e
- (e) Contratos de Direitos Especiais, concedido às Usinas específicas, definidas pela ANEEL.

Os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) têm tratamento diferenciado: as exposições negativas são aliviadas por exposições positivas e por recursos resultantes da aplicação das Penalidades estabelecidas no Artigo 2º do Decreto nº 5.163.

Módulo VI – Encargos de Serviço do Sistema

De acordo com as Regras de Comercialização de Energia, os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) consistem em um valor em R\$/MWh, correspondente à média dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento do consumo em cada Submercado, e que não estão incluídos no Preço de Liquidação das Diferenças.

O despacho econômico requerido pela CCEE tem foco distinto do despacho elétrico do ONS. Como ambos são disponibilizados pelo ONS e fornecem os montantes que cada usina deveria gerar em cada situação (com e sem restrições), é possível que o despacho real das usinas, que obedece às restrições, seja diferente do despacho econômico puro. Essas diferenças, por não estarem contempladas no Custo Marginal de Operação – (CMO)⁴ calculado pela CCEE, são pagas às usinas que

⁴ **Custo Marginal de Operação (CMO) do Sistema** – custo incremental para produzir o próximo MWh necessário ao sistema elétrico

despacham fora da ordem de mérito⁵, ou são impedidas de despachar, através dos Encargos de Serviços do Sistema⁶.

O módulo em questão também trata dos Serviços Ancilares, que são destinados a garantir a qualidade e segurança da energia gerada, contribuindo para a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional. Os Serviços Ancilares definidos pela ANEEL e remunerados através dos ESS são:

- **Reserva de prontidão:** O custo do combustível consumido durante os período em que a usina estiver em reserva de prontidão será ressarcido via Encargos de Serviços do Sistema – ESS, após confirmação do mesmo pela ANEEL.
- **Compensação Síncrona:** A parcela deste Serviço Ancilar não coberta pelos Contratos Equivalentes será remunerada através dos ESS. O Gerador receberá o equivalente à Energia Reativa gerada ou consumida valorada à Tarifa de Serviços Ancilares – TSA, descontada a parcela dos Contratos Equivalentes.

As usinas atualmente em operação que venham a ter o provimento de Serviços Ancilares determinado pela ANEEL, ou que tiveram autorização para reposição dos equipamentos e peças destinadas à prestação de Serviços Ancilares, terão o custo de implantação ou reposição auditado e aprovado pela mesma e ressarcido via ESS.

No caso do ressarcimento das usinas que geraram para atendimento às restrições de operação, serviços ancilares e segurança energética, este valor é pago por todos os Agentes com medição de consumo registrada na CCEE, na proporção do consumo efetivo, contratado ou não.

⁵ **Ordem de Mérito** – Critério que define a ordem de despacho das usinas em função de seus custos operacionais, onde as unidades hidrelétricas com os menores valores da água e as usinas térmicas com menores custos de combustíveis têm preferência de despacho.

⁶ A situação de despacho fora da ordem de mérito, forçado por uma restrição elétrica, é denominada “constrained-on”. Por outro lado, quando o despacho econômico tem que ser reduzido, a situação se denomina “constrained-off”.

O rateio do valor a ser pago às Usinas Termelétricas pelo Despacho Associado à Ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco será realizado utilizando-se como base os montantes de energia transacionados na CCEE nos últimos doze meses, incluindo o próprio mês de apuração. A energia comercializada de cada Agente da CCEE deverá incluir, a cada mês, os montantes associados aos Ativos de medição pelos quais o agente é responsável na contabilização, seus contratos de Compra e Venda de energia elétrica.

- **Encargos por Restrições de Operação:** Os custos de restrição de operação correspondem ao ressarcimento para as unidades geradoras cuja produção tenha sido afetada por restrições de operação dentro de um submercado, como por exemplo, usinas que estavam despachadas por ordem de mérito e deveriam gerar, mas devido à problemas (restrições elétricas) nas linhas de transmissão que transportariam a energia gerada por ela, precisam ser temporariamente desligadas. Considerando que a usina contava com a geração da energia que estava despachada, o custo deve ser ressarcido.
- **Encargos por Segurança Energética e por ultrapassagem da CAR:** A Resolução CNPE nº 08, de 24 de dezembro de 2007, define que extraordinariamente, com vistas à garantia do suprimento energético, o ONS poderá despachar recursos energéticos fora da ordem do mérito econômico ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados, por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE⁷. As usinas termelétricas despachadas na forma citada receberão, para cada MWh produzido, exatamente o valor de seu respectivo CVU. O custo adicional do despacho de usina acionada por decisão do CMSE, dado pela diferença entre o CVU e o PLD, será rateado proporcionalmente ao consumo médio de energia nos

⁷ **CMSE** – Órgão do Governo que tem a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletro-energético em todo o território nacional. É formado por quatro representantes do Ministério de Minas e Energia e titulares indicados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL; Agência Nacional do Petróleo - ANP; Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE; Empresa de Pesquisa Energética - EPE; e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

últimos doze meses por todos os agentes com medição de consumo do Sistema Interligado Nacional - SIN e será cobrado mediante Encargo de Serviços do Sistema por razão de segurança energética. O custo adicional do despacho de usina acionada por ultrapassagem da CAR, dado pela diferença entre o CVU e o PLD, será rateado de acordo com as normas vigentes, mediante processo de contabilização e liquidação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Módulo 7 – Consolidação de Resultados

Neste Módulo são efetuados os cálculos finais de receitas e despesas na CCEE de todos os Agentes. Os componentes principais das receitas ou despesas são: exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças, Encargos de Serviços do Sistema, participação no MRE, alocação de Excedente Financeiro e de exposições positivas, pagamento e alocação de penalidades.

Módulo 8 – Ajuste de Contabilização e Liquidação

Neste módulo estão contidas as regras algébricas para a operacionalização de Ajustes na Contabilização ou Recontabilização no processo da Contabilização do Mercado de Curto Prazo.

Um Ajuste de Contabilização é realizado para dar cumprimento a decisões judiciais ou administrativas de caráter provisório, ou em seu cancelamento, sendo preservados os dados e os valores originais do Processo de Contabilização e Liquidação considerado. Já uma Recontabilização é realizada quando os dados e os valores relativos a um processo de Contabilização e Liquidação mensal já encerrado, mesmo que auditados, forem alterados em decorrência de decisão judicial transitada e julgada, de revogação de liminar ou de decisão arbitral, de decisão administrativa do Conselho de Administração da CCEE ou de determinação legal. Os Resultados de um Ajuste de Contabilização e/ou de uma Recontabilização

serão inseridos no SCL pela Superintendência da CCEE, para inclusão no Processo de Contabilização e Liquidação do mês corrente.

Além dos módulos citados, as Regras contam com sub-módulos:

- i. **Definições e Interpretações:** Módulo que tem por finalidade disciplinar o uso dos Símbolos e dos Somatórios utilizados em todos os Módulos das Regras de Comercialização.
- ii. **Governança:** Este Módulo determina a proporção de votos com que cada Agente participa das Assembléias Gerais, desta proporção, decorre o montante de contribuições que cada Agente deverá pagar a CCEE.
- iii. **Liquidação:** Este módulo contém as regras algébricas para a operacionalização do cálculo, para cada Mês de Referência, das Garantias Financeiras para as transações de compra e venda de energia elétrica realizadas no Mercado de Curto Prazo da CCEE, conforme estabelecido na Resolução Normativa ANEEL nº 216/2006. Os Agentes da CCEE deverão efetuar o aporte de Garantias Financeiras para a realização de operações de compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo. Este Submódulo disciplina os mecanismos algébricos para apuração do montante de Garantias que deverá ser aportado pelos Agentes conforme Procedimento de Comercialização correspondente.
- iv. **Penalidades:** A álgebra contida neste Módulo estabelece sistemática de verificação do limite mínimo de contratação do consumo e do lastro de contratos de venda de energia e potência registrados na CCEE, conforme definido no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. O processo de aplicação da penalidade técnica prevê a notificação ao Agente, bem como um período para que o mesmo apresente suas justificativas, as quais deverão ser objeto de análise e decisão no âmbito da CCEE.
- v. **Reajuste de Receita de Venda de Contrato por Disponibilidade:** Este

Submódulo das Regras de Comercialização tem por objetivo promover a atualização monetária da Receita de Venda, composta pela Receita Fixa e pela Parcela Variável, das Usinas Termelétricas – UTEs comprometidas com Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEARs, na modalidade de disponibilidade, referente ao 1º Leilão de Energia Nova, realizado em 16 de dezembro de 2005. As atualizações monetárias referentes ao período anterior ao início de suprimento do CCEAR são promovidas com o intuito de subsidiar a composição do deck de dados dos modelos computacionais utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS no Programa Mensal da Operação Eletroenergética – PMO, e também a elaboração dos estudos da Empresa de Pesquisa Energética – EPE para fins de cálculo de garantia física. Durante o período de suprimento, a atualização monetária da Receita de Venda assegurará transparência e publicidade nas relações comerciais envolvendo agentes compradores e vendedores, bem como contribuirá para o processo de reajuste tarifário das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

- vi. **Repasse do custo de sobre contratação de Energia Elétrica:** Estas Regras se aplicam aos Agentes da categoria de Distribuição para o cálculo das variáveis utilizadas pela ANEEL no processo de reajuste anual tarifário, a partir de 2008. O cálculo das variáveis dos reajustes tarifários dos Agentes de Distribuição serão realizados com base no ano civil anterior ao ano de apuração.

2.6 – Os Procedimentos de Comercialização

Os Procedimentos de Comercialização (PdCs) são um conjunto de normas aprovadas pela ANEEL que definem condições, requisitos, eventos e prazos relativos à comercialização de energia elétrica no âmbito da CCEE e estão definidos conforme a estrutura da Cadeia de Valor da CCEE.

Os Procedimentos de Comercialização podem ser atualizados em consonância com a legislação vigente, por iniciativa da ANEEL, por sugestão do Conselho de Administração da CCEE, pela Superintendência da CCEE, em caso de identificação de melhorias nos processos ou por solicitação de qualquer Agente da CCEE.

Capítulo 3 – Garantias Financeiras

Conforme citado no capítulo anterior, a Câmara Comercializadora de Energia Elétrica CCEE engloba vários agentes de mercado com diferentes comportamentos, sendo eles Agentes de Geração, Distribuição Comercializadores, Importadores, Exportadores de energia e Consumidores livres. É de se observar que cada tipo de agente tem uma condição financeira peculiar e, com certeza, cada Gestor dispõe de diferentes alternativas para trabalhar com a saúde financeira de sua empresa.

De acordo com a Convenção de Comercialização, para que uma empresa se torne agente CCEE, deve preencher vários requisitos e, dentre estes, a abertura de uma conta corrente para liquidar as operações referentes ao mercado de curto prazo. No processo de Liquidação Financeira ocorrem todos os pagamentos e recebimentos relativos aos débitos ou créditos referentes a compra e venda de energia no mercado de curto prazo, isso ocorre somente depois de contabilizado o mês de referência.

As operações realizadas na CCEE são liquidadas através do resultado obtido no SINERCOM, que mostra o resultado do sistema de contabilização em MW/h e em consequência deste MW/h transformado em R\$, se dá o processo de Liquidação Financeira, sabendo que a liquidação é multilateral, as transações são realizadas sem que haja indicação das contrapartes. Sendo assim, ao fim de cada período de operações, com base mensal, o sistema SINERCOM calcula qual a posição do agente, devedora⁸ ou credora⁹ com relação ao mercado de curto prazo, não sendo possível, por parte dos agentes, a identificação de pares de agentes referentes a cada transação.

8 Agente Devedor: Agente que apresente saldo devedor na Liquidação Financeira no período considerado.

9 Agente Credor: Agente que apresente saldo credor na Liquidação Financeira do período considerado.

3.1 – Necessidade das Garantias Financeiras

O Mercado de Curto Prazo realizou sua primeira liquidação financeira em dezembro de 2002, ainda enquanto MAE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica). No período entre a sua criação e a data da primeira liquidação financeira, foram acumulados 25 meses em atraso, sendo realizadas as liquidações de Setembro de 2000 a setembro de 2002 em duas tranches, visando atenuar o impacto sobre os Agentes devedores, já os valores eram na casa de bilhões de reais. A primeira liquidação, relativa aos meses de setembro de 2000 a setembro de 2002, ocorreu em dezembro de 2002 e a segunda, relativa ao mesmo período, em Janeiro de 2003. O restante, compreendendo os meses de outubro, novembro e dezembro de 2002, foi liquidado consecutivamente. Até essa data, o mercado de curto prazo ainda estava em atraso com suas contabilizações e liquidações, ou seja, ainda não estava operando em “regime permanente”. Após a realização das liquidações de setembro de 2000 à dezembro 2002, o mercado apresentou uma grande inadimplência e, uma vez que anteriormente não existiam garantias, as inadimplências foram tratadas com o envio de faturas bilaterais entre os agentes.

A seguir, apresenta-se planilha com os valores agregados do período de Setembro de 2000 a Dezembro de 2002. O valor total de pendências registradas no período era de R\$ 5.554.176.627,04 e, devido ao valor elevado, decidiu-se implementar a liquidação em duas tranches de mercado.

Tabela 1- Valores Liquidados na CCEE – Set/00 – Dez/02

Liquidação - Setembro 2000 a Dezembro 2002 (R\$)				
	1º Ciclo 30/12/02	%	2º Ciclo 03/07/03	%
Valor Contabilizado	2 976 420 917,25		2 577 755 710,79	
Liquidação Condicionada	1 488.210 458,63	100	1 215 514 066,99	100
Valor Liquidado	856 271 680,53	57,54	1 074 468 281,79	88,4
Inadimplência	631.938.778,21	42,46	141.045.785,20	11,6

Fonte: Tabulação própria a partir de dados obtidos no site da CCEE.

Devido à falta do Regulamento da Liquidação Financeira no período citado, foram

definidos, em 21 de janeiro de 2003, pela ANEEL, através da Resolução nº 23, os critérios para a definição, de forma transitória, das Garantias que se referem ao artigo segundo da Convenção do Mercado Atacadista de Energia Elétrica.

As garantias Financeiras seriam calculadas da seguinte forma:

- **Categoria Produção:** 5% de sua energia contratada ou volume contratual de importação registradas na CCEE em MWh mensais, multiplicada pelo PLD da última semana do mês anterior ao mês de referência.
- **Consumo:** 5% do volume de consumo de energia em MWh mensais registrado no sistema "SIMPLES energia de carga própria" multiplicado pelo PLD.
- **Comercializadores:** proporção da média mensal dos valores das transações realizadas nos últimos três meses em que o agente foi comprador, caso contrário 5% dos contratos de compra registrados no MCP multiplicado pelo PLD.

Neste período não existia a figura do consumidor livre na CCEE, portanto não havia cálculo para este tipo de agente.

Para ser agente CCEE com relação à Liquidação Financeira, a empresa, ao fazer a adesão, deve indicar o nº da conta corrente aberta no banco e agência determinados pela CCEE. O referido banco, autorizado pelo BACEN faz o papel de Agente Custodiante¹⁰ e Agente de Liquidação, sendo essa uma exigência aplicável a todos os agentes do mercado.

No período retro mencionado, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica não tinha um passado de confiança para que os Bancos pudessem entrar como banco Liquidante e de Custódia.

¹⁰ **Agente Custodiante:** instituição financeira responsável pelo recebimento e Custódia das Garantias Financeiras.

Devido a isso, após abrir licitação, o único banco que aceitou a proposta foi o Banco Bradesco, que está até hoje como liquidante e custodiante das operações de compra e venda do mercado Spot. Quando o Bradesco apostou nas operações do MAE, o mercado representava apenas alguns agentes, sendo inexistente a categoria de Consumidor livre no período.

Durante todo esse período, estava teoricamente prevista uma penalização, caso não houvesse aporte de Garantias. A seguir, apresenta-se as tabelas com os valores em R\$ Liquidados e a inadimplência no período da resolução 23.

Nessas Tabelas pode-se observar que, durante o período de 2003/04/05, o mercado já apresentava inadimplência, mesmo com as garantias financeiras em vigor e com preços médios do mercado de curto prazo relativamente baixos (o preço médio de 2003 ficou em R\$ 18,03 MW/h, o de 2004 ficou em R\$ 24,61 e em 2005 ficou em R\$ 26,95).

Tabela 2 - Valores Liquidados e Inadimplidos – 2003

2003					
MÊS	CONTABILIZADO	LIQUIDADO	ADIMPLÊNCIA	INADIMPLÊNCIA	%
jan/03	29.212.960,26	28.425.974,85	97,31%	786.985,41	2,69%
fev/03	31.953.136,81	30.268.890,85	94,73%	1.684.245,96	5,27%
mar/03	51.111.314,09	49.277.072,26	96,41%	1.834.241,83	3,59%
abr/03	34.784.341,70	33.629.908,08	96,68%	1.154.433,62	3,32%
mai/03	36.120.336,99	35.709.993,72	98,86%	410.343,27	1,14%
jun/03	27.550.694,26	27.550.694,26	100,00%	0	0,00%
jul/03	43.230.783,55	43.172.263,37	99,86%	58.520,18	0,14%
ago/03	50.473.124,48	50.395.877,22	99,85%	77.247,26	0,15%
set/03	41.953.419,72	41.860.631,25	99,78%	92.788,47	0,22%
out/03	51.994.351,46	51.879.155,26	99,78%	115.196,20	0,22%
nov/03	70.246.578,82	70.098.388,73	99,79%	148.190,09	0,21%
dez/03	57.115.012,70	56.932.798,40	99,68%	182.214,30	0,32%
2003	525.746.054,84	519.201.648,25	99,97%	182.214,30	0,03%

Fonte: Tabulação própria a partir de dados obtidos no site da CCEE.

Tabela 3 - Valores Liquidados e Inadimplidos – 2004

2004					
MÊS	CONTABILIZADO	LIQUIDADO	ADIMPLÊNCIA	INADIMPLÊNCIA	%
jan/04	326.842.247,40	326.595.963,97	99,92%	246.283,43	0,08%
fev/04	51.100.693,79	50.635.023,29	99,09%	465.670,50	0,91%
mar/04	76.619.447,36	76.324.548,29	99,62%	294.899,07	0,38%
abr/04	60.310.580,60	59.997.637,20	99,48%	312.943,40	0,52%
mai/04	62.714.629,93	62.377.059,09	99,46%	337.570,84	0,54%
jun/04	60.052.770,86	59.695.341,23	99,40%	357.429,63	0,60%
jul/04	87.591.460,74	87.211.347,97	99,57%	380.112,77	0,43%
ago/04	114.092.418,79	113.661.991,25	99,62%	430.427,54	0,38%
set/04	71.987.693,93	71.520.184,39	99,35%	467.509,54	0,65%
out/04	66.636.879,97	66.118.932,63	99,22%	517.947,34	0,78%
nov/04	64.978.837,91	64.412.167,24	99,13%	566.670,67	0,87%
dez/04	58.441.658,97	57.642.816,15	98,63%	798.842,82	1,37%
2004	1.101.369.320,25	1.100.570.477,43	99,93%	798.842,82	0,07%

Fonte: Tabulação própria a partir de dados obtidos no site da CCEE.

Tabela 4 - Valores Liquidados e Inadimplidos – 2005

2005					
MÊS	CONTABILIZADO	LIQUIDADO	ADIMPLÊNCIA	INADIMPLÊNCIA	%
jan/05	67.723.150,04	66.792.853,54	98,63%	930.296,50	1,37%
fev/05	66.704.702,38	65.627.165,05	98,38%	1.077.537,33	1,62%
mar/05	67.471.984,54	66.221.226,54	98,15%	1.250.758,00	1,85%
abr/05	129.351.687,47	127.948.249,08	98,92%	1.403.438,39	1,08%
mai/05	155.250.498,10	154.015.032,85	99,20%	1.235.465,25	0,80%
jun/05	83.339.511,08	82.532.649,82	99,03%	806.861,26	0,97%
jul/05	102.347.330,42	101.544.936,46	99,22%	802.393,96	0,78%
ago/05	102.327.738,68	101.346.860,06	99,04%	980.878,62	0,96%
set/05	120.655.428,50	119.511.370,02	99,05%	1.144.058,48	0,95%
out/05	150.502.022,92	148.461.234,26	98,64%	2.040.788,66	1,36%
nov/05	85.050.721,70	83.267.482,07	97,90%	1.783.239,63	2,10%
dez/05	65.743.806,65	64.491.928,92	98,10%	1.251.877,73	1,90%
2005	1.196.468.582,48	1.195.216.704,75	99,90%	1.251.877,73	0,10%

Fonte: Tabulação própria a partir de dados obtidos no site da CCEE.

3.2 – Funcionamento do processo de Liquidação e Garantias no Mercado de Curto Prazo

Qualquer agente que esteja aderindo ao Mercado de Curto Prazo deve preencher obrigatoriamente inúmeros requisitos para viabilizar sua adesão à CCEE. No que tange ao processo de liquidação e garantias, o agente deve abrir uma conta corrente específica no banco Bradesco, escolhido como Agente Liquidante e Agente Custodiante, já com o montante de Garantia Mínima depositado, na época R\$ 25.000,00.

O Agente que iniciou suas operações no Mercado de Curto Prazo, em janeiro de 2008, só irá liquidar financeiramente o mês de janeiro 2008 em março de 2008, pois as operações financeiras de cada mês são provenientes do processo de contabilização, que também têm sua data específica. A data padrão da CCEE para liquidação financeira fica em MS+ 27du, ou seja, mês seguinte ao mês de referência mais vinte e sete dias úteis.

As garantias são calculadas sempre dois dias após os dados e resultados da contabilização aprovados pela auditoria. Feito isso, a CCEE informa, via comunicado, que realizou o cálculo utilizando fator X¹¹, cabendo ao agente, verificar sua posição no SINERCOM. Caso o valor do cálculo não se altere em relação ao mês anterior, basta manter o numerário, caso contrário, o agente deverá realizar a compatibilização do saldo em até cinco dias úteis após a realização da Liquidação Financeira.

As Garantias financeiras poderão ser utilizadas no dia da liquidação dos Débitos, sendo que, caso o agente não deposite o valor integral dos seus débitos, o agente custodiante executa as garantias aportadas. A utilização das Garantias Financeiras é de direito do agente não havendo penalidade se por ventura, venha a utilizar. O objetivo é minimizar o risco dos credores não receberem seus valores.

¹¹ **Fator X:** Fator Mensal de Ajusta do Aporte da Garantia Financeira

Volatilidade do PLD – Preço de Liquidação de Diferenças - na Comercialização de Energia Elétrica no Mercado de Curto Prazo e sua Repercussão no Custo de Aquisição de Energia dos Consumidores Livres

3.3 – O cálculo das Garantias (até 2008)

As garantias são calculadas com base no histórico dos agentes dos últimos vinte e quatro meses, ou seja, são utilizados os dois últimos anos de operação do agente na CCEE. Destes vinte e quatro meses, são verificadas as 3 três últimas posições devedoras do agente na CCEE.

As três últimas são somadas, e desta soma era tirada a média, que era multiplicada pelo fator de ajuste, caso este valor não atingisse R\$ 25.000,00 (garantia mínima), o agente deveria depositar a garantia mínima, assim como quando o agente que não possuía um histórico.

Nesta metodologia atual, não há diferenciação entre os agentes por classe, todos têm a mesma metodologia.

O Fator de ajuste serve para balizar o montante de garantias o mais próximo possível do valor a ser liquidado, pois a variação no PLD distorce o montante de garantias calculado anteriormente.

3.3.1 – Garantias aceitas

O Banco Bradesco, sendo responsável pela custódia dos ativos, acordou com a CCEE que os esclarecimentos estão detalhados no Regulamento Operacional Bradesco / CCEE, aceitando-se as seguintes garantias:

- Moeda corrente nacional
- CDB no montante de 100% do estabelecido pela CCEE
- Títulos Públicos Federais e Banco Central do Brasil LFT – NTN – NBCE
- Carta Fiança
- Quotas de Fundos de Investimento Extra mercado
- Outros Ativos Financeiros poderão ser aceitos pelo Agente de Custódia.

3.3.2 – Rateio de Inadimplência

O Rateio ocorre após o agente custodiante executar todas as garantias exequíveis e ainda verificar a falta de recursos financeiros para repassar aos credores.

Quando isso ocorre, todos os Agentes Credores deixam de receber parte de seus valores na seguinte forma: o montante a ser recebido por determinado Agente é calculado dividindo-se o valor total do crédito do agente no mês pelo valor total contabilizado e multiplicado pelo valor total efetivamente recebido, excluindo os valores da CCEE caso credora. O número é divulgado em percentual com oito casas dentro do relatório da liquidação financeira LF006.

3.3.3 – Inadimplência

Se, após a utilização das Garantias ainda persistir uma inadimplência, o valor remanescente do agente inadimplente será apenado por uma multa de cinco por cento, juros de um por cento "pro rata die" e atualização monetária com base no IGP-M divulgado pela FGV.

A mesma situação ocorre com o agente credor, que deixou de receber seu valor devido à inadimplência de alguns devedores, ou seja, na liquidação seguinte o agente credor terá o valor a ser recebido reajustado, com incidência dos encargos moratórios.

Na tabela referente ao ano de 2008, são informados os valores das contabilizações, Liquidações financeiras e Inadimplências no período em que o PLD subiu abruptamente desde as primeiras liquidações financeiras. Em consequência, a CCEE, ANEEL e os agentes de mercado decidiram assegurar melhor o mercado, colocar uma garantia que olhe os contratos futuros, ao invés do passado, como era tratado na resolução nº 150 de 28 de fevereiro de 2005.

Tabela 5 - Valores Liquidados e Inadimplidos – 2006

2006					
MÊS	CONTABILIZADO	LIQUIDADO	ADIMPLÊNCIA	INADIMPLÊNCIA	%
jan/06	99.367.872,83	97.243.643,85	97,86%	2.124.228,98	2,14%
fev/06	157.880.700,38	157.090.780,14	99,50%	789.920,24	0,50%
mar/06	99.802.426,44	99.074.655,87	99,27%	727.770,57	0,73%
abr/06	71.500.449,19	70.924.049,67	99,19%	576.399,52	0,81%
mai/06	137.034.306,84	136.198.160,65	99,39%	836.146,19	0,61%
jun/06	187.108.102,91	186.283.252,27	99,56%	824.850,64	0,44%
jul/06	223.143.778,57	222.268.165,80	99,61%	875.612,77	0,39%
ago/06	258.828.821,66	257.916.638,17	99,65%	912.183,49	0,35%
set/06	348.763.567,71	347.343.189,21	99,59%	1.420.378,50	0,41%
out/06	258.332.010,34	256.811.738,59	99,41%	1.520.271,75	0,59%
nov/06	209.555.036,54	209.380.481,30	99,92%	174.555,24	0,08%
dez/06	173.607.995,94	172.411.752,99	99,31%	1.196.242,95	0,69%
2006	2.224.925.069,35	2.223.728.826,40	99,95%	1.196.242,95	0,05%

*Preço médio 2006 R\$ 56,58 MW/h

Fonte: Tabulação própria a partir de dados obtidos no site da CCEE.

Tabela 6 - Valores Liquidados e Inadimplidos – 2007

2007					
MÊS	CONTABILIZADO	LIQUIDADO	ADIMPLÊNCIA	INADIMPLÊNCIA	%
jan/07	93.567.709,91	93.381.898,32	99,80%	185.811,59	0,20%
fev/07	61.127.618,63	61.120.272,99	99,99%	7.345,64	0,01%
mar/07	76.983.662,84	76.846.027,43	99,82%	137.635,41	0,18%
abr/07	171.614.045,68	171.491.949,85	99,93%	122.095,83	0,07%
mai/07	203.702.409,88	203.610.191,01	99,95%	92.218,87	0,05%
jun/07	296.790.932,66	295.810.975,13	99,67%	979.957,53	0,33%
jul/07	336.015.496,90	335.060.836,27	99,72%	954.660,63	0,28%
ago/07	108.205.394,76	107.463.187,89	99,31%	742.206,87	0,69%
set/07	290.820.394,69	288.089.287,51	99,06%	2.731.107,18	0,94%
out/07	393.336.308,83	391.221.206,22	99,46%	2.115.102,61	0,54%
nov/07	311.833.396,16	307.886.593,74	98,73%	3.946.802,42	1,27%
dez/07	358.194.458,54	354.157.054,05	98,87%	4.037.404,49	1,13%
2007	2.702.191.829,48	2.698.154.424,99	99,85%	4.037.404,49	0,15%

*Preço médio 2007 R\$ 94,14 MW/h

Fonte: Tabulação própria a partir de dados obtidos no site da CCEE.

Tabela 7 - Valores Liquidados e Inadimplidos - 2008

2008					
MÊS	CONTABILIZADO	LIQUIDADO	ADIMPLÊNCIA	INADIMPLÊNCIA	%
jan/08	1.154.963.563,11	1.058.906.873,79	91,68%	96.056.689,32	8,32%
fev/08	623.881.449,84	582.107.487,80	93,30%	41.773.962,04	6,70%
mar/08	575.530.787,89	533.841.524,74	92,76%	41.689.263,15	7,24%
abr/08	462.634.557,56	418.922.481,55	90,55%	43.712.076,01	9,45%
mai/08	214.153.900,21	180.599.793,17	84,33%	33.554.107,04	15,67%
jun/08	428.046.163,82	332.564.006,21	77,69%	95.482.157,61	22,31%
jul/08	420.863.012,77	383.795.703,66	91,19%	37.067.309,11	8,81%
ago/08	385.431.152,25	345.647.329,30	89,68%	39.783.822,95	10,32%
set/08	378.188.081,92	345.995.112,04	91,49%	32.192.969,88	8,51%
out/08	406.600.583,21	388.274.561,95	95,49%	18.326.021,26	4,51%
nov/08	309.995.808,10	287.788.054,76	92,84%	22.207.753,34	7,16%
dez/08	0,00	0,00	0,00%	0,00	0,00%
2008	4.643.692.669,37	4.611.499.699,49	99,31%	32.192.969,88	0,69%

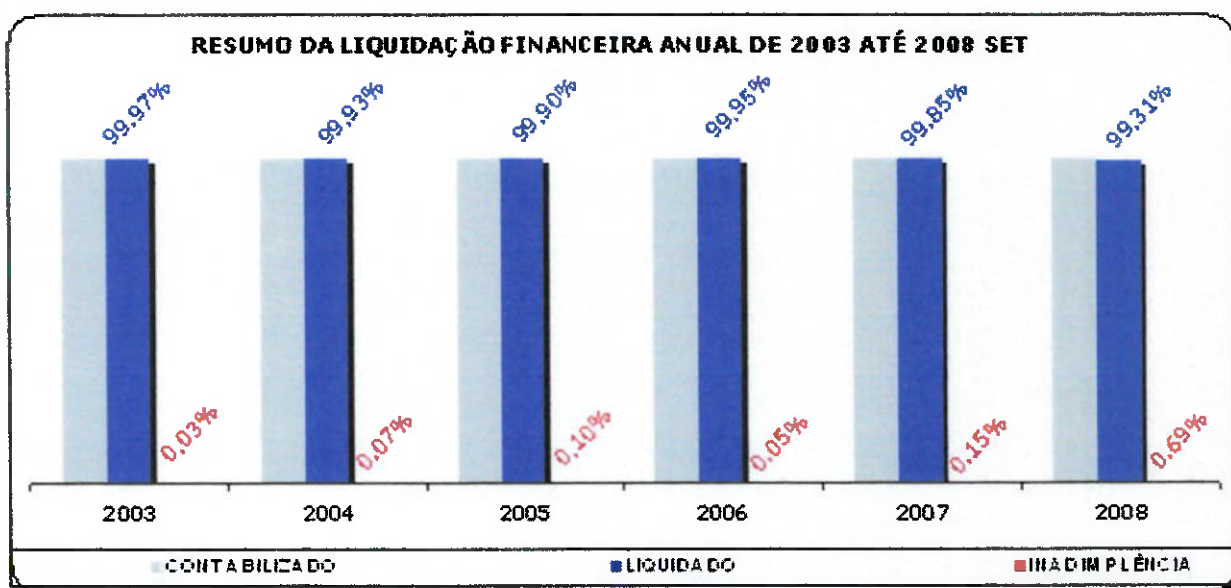
* Preço médio até agosto 2008 R\$ 134,65 MW/h

Fonte: Tabulação própria a partir de dados obtidos no site da CCEE.

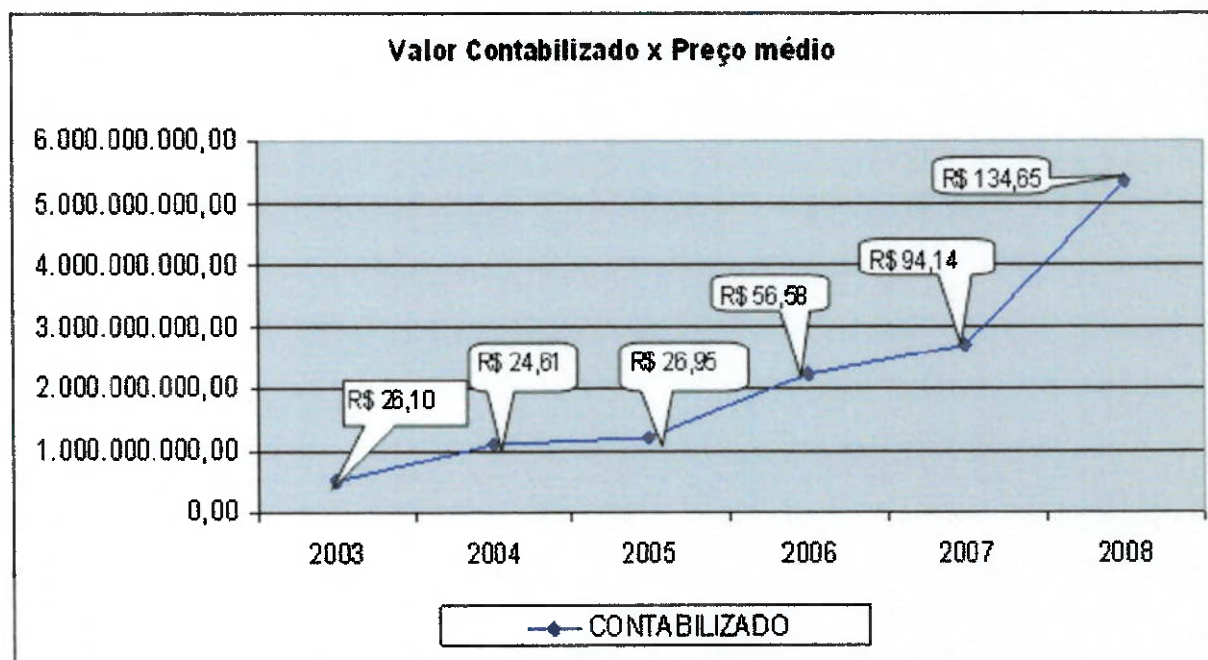
Tabela 8 - Valores Liquidados e Inadimplidos - Consolidação

Consolidado 2003 - 2008					
ANO	CONTABILIZADO	LIQUIDADO	ADIMPLÊNCIA	INADIMPLÊNCIA	%
2003	525.746.054,84	519.201.648,25	99,97%	182.214,30	0,03%
2004	1.101.369.320,25	1.100.570.477,43	99,93%	798.842,82	0,07%
2005	1.196.468.582,48	1.195.216.704,75	99,90%	1.251.877,73	0,10%
2006	2.224.925.069,35	2.223.728.826,40	99,95%	1.196.242,95	0,05%
2007	2.702.191.829,48	2.698.154.424,99	99,85%	4.037.404,49	0,15%
2008	5.360.289.060,68	5.338.081.307,34	99,59%	22.207.753,34	0,41%

Fonte: Tabulação própria a partir de dados obtidos no site da CCEE.

Gráfico 2 – Resumo da Liquidação Financeira Anual de 2003 até Set/08

Fonte: Tabulação própria a partir de dados obtidos no site da CCEE.

Gráfico 3 – Valor Contabilizado x Preço Médio 2003 - 2008

Fonte: Tabulação própria a partir de dados obtidos no site da CCEE.

Tabela 9 – Preço Médio Mensal

Preço Médio Mensal variações (R\$)												
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2003					6,79	10,85	12,51	16,44	18,14	24,43	27,62	27,43
2004	90,73	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,71	18,59	18,59
2005	18,33	18,5	20,44	36,51	40,48	23,57	28,34	30,51	27,93	30,98	28,86	19
2006	23,93	47,12	31,57	18,94	35,3	51,55	75,96	91,77	110,05	80,88	66,72	45,19
2007	21,02	17,59	17,59	37,68	47,55	87,78	121,65	41,39	149,49	197,96	185,11	204,93
2008	501,24	203,97	123,26	65,95	32,6	75,77	108,42	102,4	109,79	92,37	103,05	96,96

Fonte: Tabulação própria a partir de dados obtidos no site da CCEE.

3.4 – O novo cálculo das Garantias Financeiras

No contexto do cenário econômico mundial em que nos encontramos, recessão e a falta de otimismo futuro complicam todos e quaisquer investimentos provisionados. Os analistas não previam essa queda de confiança e falta de crédito no mercado, na esteira da crise mundial, configurando-se um quadro de forte retração da demanda, em que os agentes de mercado, que não tenham buscado proteção, na forma, por exemplo, de uma garantia Financeira, podem ter encontrado dificuldades.

Em se tratando de energia elétrica, percebe-se a mesma situação, com empreendimentos bilionários que ainda não foram construídos, mas já foram leiloados. A falta de crédito pode afetar, em muito, a expansão do setor elétrico.

Devido às incertezas da crise mundial, o Brasil, mais do que nunca, deve se preparar e desenvolver regras claras e sólidas para não prejudicar o bem comum de todos agentes de mercado.

Pensando nisso, após meses de discussões sobre como seria o novo cálculo das garantias financeiras, a ANEEL decidiu abrir um processo de audiência pública, em 10 de Julho de 2008, propondo alteração no cálculo das garantias financeiras associadas às liquidações de compra e venda de energia no mercado de curto prazo. Uma minuta de resolução foi disponibilizada para consulta e contribuições, tendo como objetivo estabelecer mecanismos que garantam maior segurança ao

processo de liquidação das operações do mercado, minimizando o risco de inadimplência.

Essas contribuições foram aceitas até 8 de agosto de 2008, por escrito, ocorrendo uma sessão presencial, nas dependências da ANEEL, em Brasília.

De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, houve a constatação, de que muitos agentes expostos no mercado de curto prazo, não haviam depositado garantias para cobertura de suas respectivas operações, fato que repercutiu em aumento sistêmico da inadimplência.

Função disso, a ANEEL, em 28 de outubro de 2008, através da Resolução 336/08, aprovou a alteração das regras de comercialização de Energia Elétrica, referente à metodologia do novo cálculo de garantias financeiras associadas à liquidação do mercado de curto prazo. É oportuno destacar que uma das principais mudanças se concentra em torno das penalizações, em caso de não aporte das garantias financeiras.

Essa nova metodologia terá um prazo de 4 meses para implantação, a despeito do fato de que já vem sendo aplicada desde Janeiro de 2009.

A Câmara Comercializadora de Energia Elétrica prevê avanços no mercado, pois o novo cálculo olha para o futuro dos agentes e não para o passado, como no cálculo anterior. Outra peculiaridade do cálculo, é a visão pela categoria do agente, de tal modo que posições de lastro variam de acordo com o ramo de atividade.

Um dos pontos mais importantes deste cálculo é que não ocorrendo o aporte no prazo determinado de 48 horas, bem como em se caracterizando o descumprimento das obrigações dos agentes de mercado, em caso de reincidência, será dado início ao processo de desligamento do Agente. Se for o caso de consumidor livre ou caso sejam permissionários e concessionários, o processo será enviado para a ANEEL.

Outra novidade com o novo cálculo é que será divulgado para todos os agentes e ao mercado todos aqueles que deixarem de cumprir suas obrigações.

3.4.1 – Princípios do novo cálculo de Garantias Financeiras

O aporte de Garantias Financeiras será estabelecido, considerando as seis próximas Liquidações.

1. O cálculo do valor das garantias irá considerar um horizonte de seis meses:
 - a. O mês anterior ao mês do cálculo (m-1), que estará em fase final de contabilização, mas que ainda não foi liquidado; o mês do cálculo (m), para o qual são conhecidos quase todos os PLDs; e os quatro meses subseqüentes ao mês do cálculo (m+1; m+2; m+3 e m+4).
2. Cálculo de Garantias Financeiras com base na avaliação de risco de exposição de cada Agente no Mercado de Curto Prazo. Entende-se como exposição ao MCP a diferença positiva entre requisitos (carga e/ou contratos de venda) e recursos (geração e/ou contratos de compra), mais os pagamentos por ESS, quando aplicável.
3. Cargas e Contratos de Venda registrados e validados no SCL, não cobertos por geração/contratos de compra, serão considerados no cálculo de garantias financeiras como exposições ao MCP:
 - a. Serão considerados, no momento do cálculo, os contratos e suas quantidades mensais registrados no SINERCOM para os meses do horizonte de cálculo. Se no horizonte de cálculo houver um ou mais meses do ano seguinte, e ainda não tiver sido realizada a sazonalização dos contratos registrados para o ano seguinte, serão consideradas para estes meses as quantidades mensais de sazonalização “flat” desses contratos. Por exemplo, quando o cálculo for realizado em outubro, farão parte do horizonte os meses de janeiro e fevereiro do ano seguinte. Se o Agente tiver registradas quantidades anuais de contratos para o ano seguinte, a regra irá considerar 1/12 da

quantidade anual de cada contrato em janeiro e 1/12 da quantidade anual em fevereiro.

- b. As cargas serão tratadas da seguinte forma: no mês anterior ao mês do cálculo (m-1), será considerada a carga realizada; para cada um dos demais meses do horizonte (de 'm' até 'm+4'), serão utilizados os valores declarados pelo Agente. No momento do cálculo, o valor declarado para os meses de 'm' até 'm+4' será ajustado pela relação entre o valor realizado e o valor declarado do mês 'm-1'. Se o Agente não tiver declarado um valor de carga para cada mês do horizonte de cálculo, será utilizado o valor de consumo realizado no mesmo mês do ano anterior, acrescido de um fator de crescimento de carga. Se o Agente não tiver declarado um valor de carga e não houver histórico do mesmo mês do ano anterior, será utilizado o somatório das capacidades máximas dos pontos de consumo do Agente, o que aumenta seu risco de exposição percebido. Este processo visa estimular o Agente a sempre declarar valores para suas cargas.
4. As gerações serão tratadas como segue: no mês anterior ao mês do cálculo (m-1), serão considerados os valores realizados; nos demais meses ('m' a 'm+4'), o tratamento depende do tipo de usina, sendo em todos os casos aplicado um fator de perdas correspondente à média dos últimos doze meses contabilizados.
- a. Para usinas hidráulicas participantes do MRE, é utilizado o valor de energia assegurada sazonalizada da usina. Se houver meses do ano seguinte no horizonte de cálculo e ainda não tiver sido realizada a sazonalização das energias asseguradas, será aplicado sobre o valor anual o perfil de sazonalização do ano corrente. Por exemplo, quando o cálculo for realizado em outubro, os valores de janeiro e fevereiro do ano seguinte serão correspondentes ao valor anual vigente com o perfil de sazonalização do ano corrente.

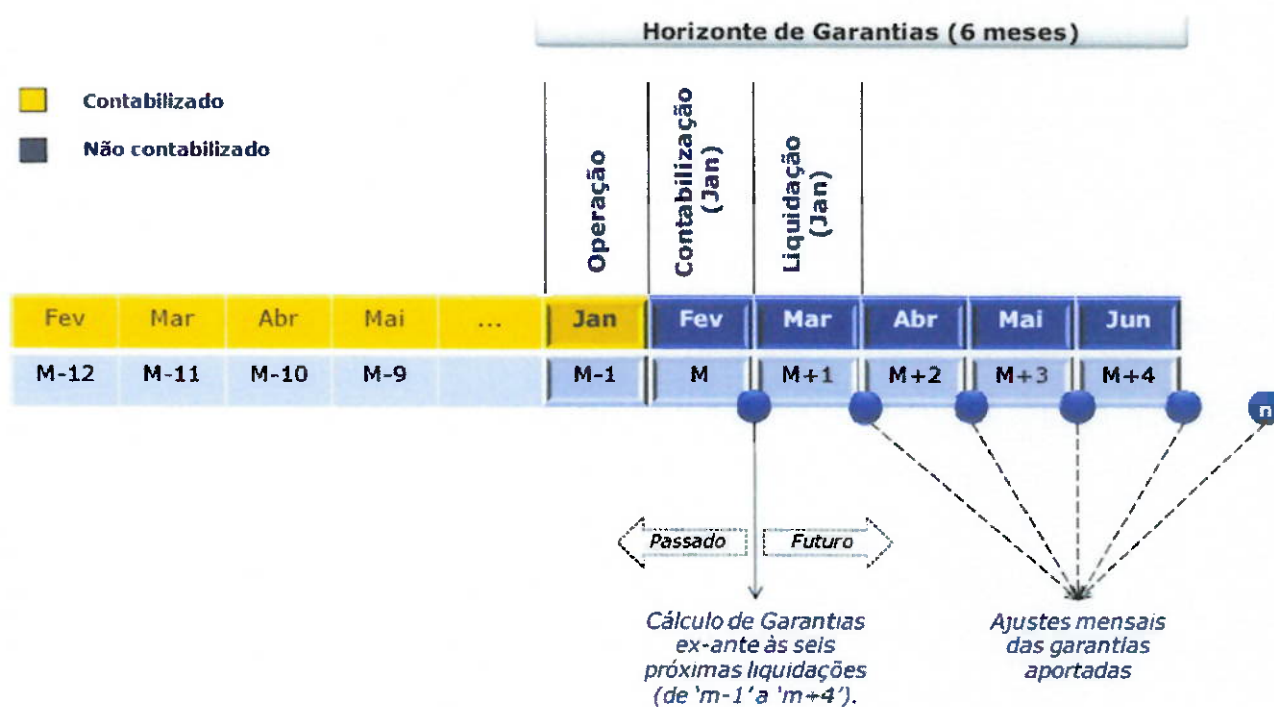
- b. Para usinas térmicas despachadas centralizadamente pelo ONS, no mês do cálculo será obtida uma estimativa baseada na geração registrada no IPDO do ONS desde o início do mês até o dia do cálculo. Nos demais meses, o valor será correspondente à Garantia Física da usina.
 - c. Para as demais usinas, será utilizado um valor declarado pelo Agente para cada um dos meses do horizonte ('m' a 'm+4'). No momento do cálculo, esse valor declarado será ajustado pela relação entre o valor realizado e o valor declarado do mês 'm-1'. Se o Agente não tiver declarado um valor de geração, será utilizado o valor realizado no mesmo mês do ano anterior; se o Agente não tiver declarado um valor de geração e não houver histórico do mesmo mês do ano anterior, será utilizado o valor zero, o que aumenta seu risco de exposição percebido. Desta forma, este processo visa estimular o Agente a sempre declarar valores para suas gerações.
5. As exposições ao Mercado de Curto Prazo serão precificadas da seguinte forma: para o mês anterior ao mês do cálculo (m-1), serão utilizados os PLDs reais já publicados pela CCEE; para o mês do cálculo (m), será utilizada uma média mensal com base nos PLDs publicados pela CCEE até a data do cálculo, e projetando os PLDs até o fim do mês do cálculo com base nos valores vigentes na data do cálculo; para os quatro primeiros meses subseqüentes ao mês de cálculo ('m+1', 'm+2', 'm+3', 'm+4'), serão utilizados os preços médios das 2.000 séries do Custo Marginal de Operação (limitados entre PLDmínimo e PLDmáximo), resultantes do processamento do NEWAVE para o mês de 'm+1' (deck da CCEE).
6. Será incluída no cálculo da exposição do mês "m" a previsão de desembolso de Encargo de Serviços do Sistema (ESS) baseada nos dados do IPDO do ONS obtidos até o dia anterior ao dia do cálculo.

7. As Garantias Financeiras correspondentes ao risco no Mercado de Curto Prazo, decorrente da comercialização de contratos CCEAR por disponibilidade, serão rateadas entre os compradores desses contratos.

3.4.2 – Processo

1. Cálculo do valor de Garantias no décimo oitavo dia útil do mês, ou dois dias úteis antes da publicação da contabilização do mês anterior;
2. Ajuste (aporte complementar ou liberação parcial) mensal das Garantias
3. Financeiras em até quatro dias úteis após a publicação do valor das Garantias Financeiras, e no mínimo quatro dias úteis antes da liquidação financeira do mês anterior ao mês do cálculo;
4. Novo ajuste em até cinco dias úteis após a liquidação financeira, caso as Garantias tenham sido utilizadas pelo Agente naquela liquidação;
 - a) Penalização, pela CCEE, dos Agentes que não aportarem Garantias;
 - b) Notificação do Agente para que o mesmo efetue o aporte das garantias faltantes no prazo de até 48 horas, sem prejuízo da aplicação de multa de 5% do total de Garantias Financeiras não aportadas, cujo valor efetivamente pago será considerado na liquidação subsequente e destinado ao abatimento de ESS.
5. Início do processo de desligamento por descumprimento de obrigações dos Agentes no caso de reincidência em falta de aporte de garantias. Para os Agentes concessionários, permissionários e autorizados o processo será apreciado pela ANEEL.
6. Informação à ANEEL e aos agentes da CCEE das ocorrências de inadimplência no aporte de Garantia Financeira.

Figura 2 – Ilustração do Processo de Cálculo das Garantias Financeiras



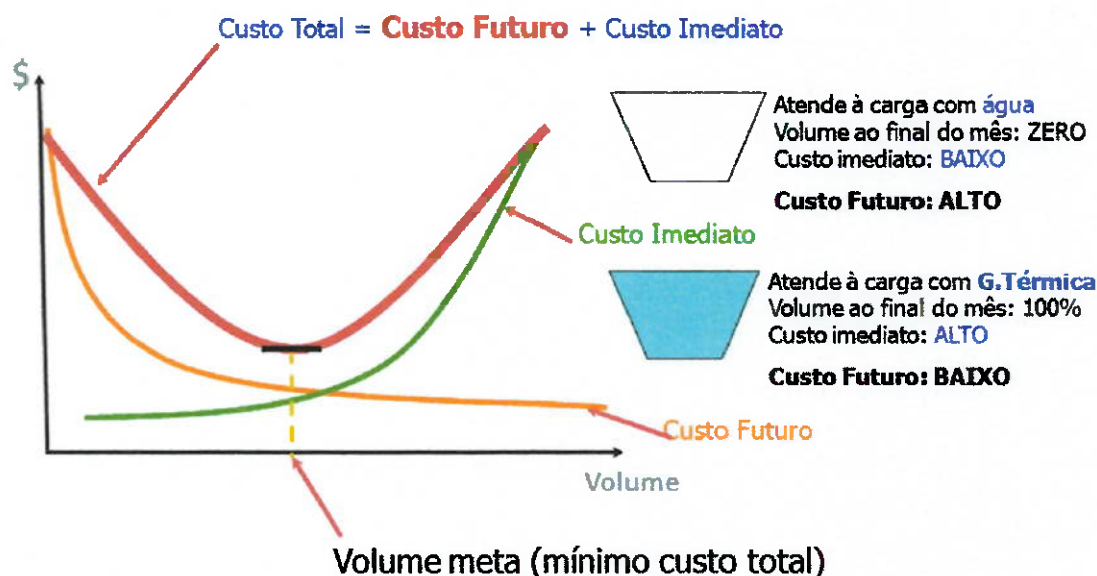
Capítulo 4 – O Processo de Cálculo do PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

4.1 – Conceitos Básicos

A formação do preço de energia comercializada no mercado de curto prazo é feita pela utilização dos dados considerados pelo ONS para a otimização da operação do SIN.

Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

Figura 3 – Ilustração do Cálculo do Custo Mínimo

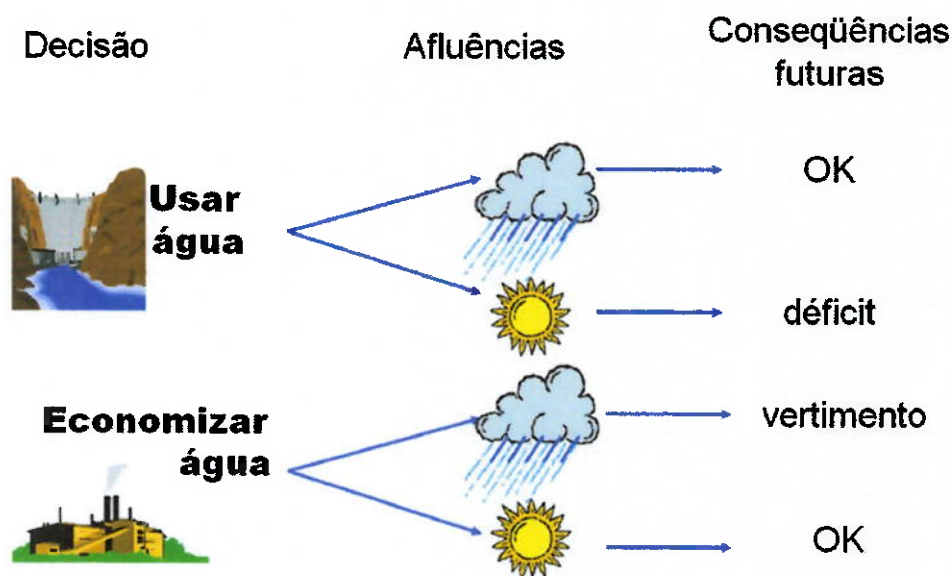


Fonte: Apresentações ONS sobre o processo ótimo de decisão

Essa figura ilustra bem o descrito no parágrafo anterior, a máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustíveis. No entanto, essa premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, o que significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumento dos custos de operação. O ONS realiza ou consolida a previsão de carga da sua área de controle, despachando as usinas térmicas por ordem de mérito de custo, ou seja, da mais barata para a mais cara.

A figura abaixo demonstra o impacto que as decisões de despacho imediatas podem causar no futuro. No caso de utilização da água, e não ocorrência de chuvas, as consequências futuras são desastrosas, como o racionamento. No caso da não utilização da água, e posterior ocorrência de chuvas, pode vir a ocorrer vertimentos¹².

Figura 4 – Ilustração do Processo ótimo de decisão



Fonte: Apresentações ONS sobre o processo ótimo de decisão

¹² Vertimentos: Volume excedente de água não utilizado, devido a falta de mercado ou falta de capacidade de geração das usinas.

[...], se deplecionarmos hoje as reservas de energia hidrelétrica, com o objetivo de minimizar os custos térmicos, no caso de ocorrer uma severa seca no futuro, pode haver um racionamento de custo elevado. Se, por outro lado, preservarmos as reservas de energia hidrelétrica com a utilização mais intensa de geração térmica, e as afluições futuras se apresentarem elevadas, pode ocorrer um vertimento nos reservatórios do sistema, o que representaria desperdício de energia e, conseqüentemente, aumento no custo operativo (SILVA e FINARDI, 1999: p.29).

Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Como resultado desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga¹³ e para cada submercado.

O PLD é um valor determinado por submercado, por semana e por patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo¹⁴ e mínimo¹⁵ vigentes e estabelecido pela ANEEL.

¹³ **Patamar de Carga** – Período compreendendo determinado número de horas e caracterizado pela ocorrência de valores similares de carga do sistema elétrico. Para cálculo do Preço do CCEE, atualmente em base semanal, foram definidos 3 Patamares de Carga diários (Leve, Médio e Pesado) pelo ONS que é o agente responsável pela coordenação e controle da operação do SIN. Quando o cálculo do preço da CCEE for horário, não será necessária a definição de patamares de carga.

¹⁴ **Preço máximo** – Maior valor de PLD permitido pela ANEEL. É definido como sendo o menor valor entre o preço estrutural da termoeletrica mais cara no Programa Mensal de Operação (PMO) de janeiro do ano corrente e o preço limite do ano anterior corrigido pelo IGP-DI acumulado entre novembro de um ano e novembro do ano consecutivo. A sistemática de cálculo do preço limite está regulamentada pela Resolução ANEEL nº 682, de 23 de dezembro de 2003.

¹⁵ **Preço mínimo** - Menor valor de PLD permitido pela ANEEL. É atualizado anualmente, na primeira semana do ano. Média geométrica da taxa de câmbio do dólar americano do ano anterior. A sistemática de cálculo do preço mínimo está regulamentada pela Resolução ANEEL nº 377, de 30 de julho de 2003.

O valor máximo do PLD, a ser estabelecido pela ANEEL, será calculado levando em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado, e o valor mínimo, também estabelecido pela ANEEL, será calculado levando em conta os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, bem como os relativos à compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos e royalties.

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 SCL.

O cálculo do PLD utiliza os mesmos modelos adotados pelo ONS para determinação da programação e despacho de geração do sistema, NEWAVE e DECOMP, com as adaptações necessárias para refletir as condições de formação de preços na CCEE.

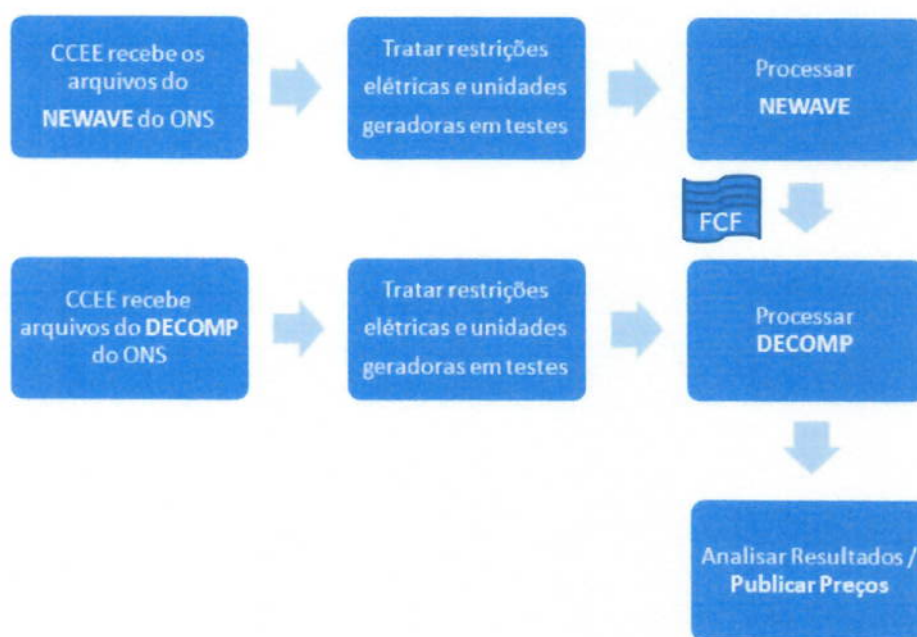
Ao contrário do cálculo do CMO, no cálculo do PLD não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado e a geração das usinas em testes, de forma que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo e que, conseqüentemente, o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões, os submercados.

Além de serem consideradas para o cálculo do CMO, as restrições de transmissão de energia entre os submercados (limites de intercâmbios) também são consideradas para o cálculo do PLD.

A inflexibilidade declarada pelas usinas, apesar de ser considerada no despacho pelo ONS, não é considerada no cálculo do preço e sim abatida da carga a ser atendida. No entanto, 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.

Figura 5 – Fluxo do processo de Cálculo do PLD



Fonte: O processo do Cálculo do PLD

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.

4.2 – Os modelos utilizados para o Cálculo do PLD

NEWAVE é o nome comercial de um modelo de otimização para o planejamento de médio prazo (até cinco anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes, considerando todas as usinas hidráulicas de um submercado agregadas a um único reservatório de energia equivalente. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada mês dentro do período de estudo, de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem, para modelos de outras etapas (de mais curto prazo), o valor econômico da água armazenada nos reservatórios.

O DECOMP é processado semanalmente e caracteriza em um modelo de otimização para o horizonte de curto prazo (até doze meses), representando o primeiro mês em base semanal e considerando as vazões previstas através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões) e o parque gerador individualizado (usinas hidráulicas e térmicas por submercado). Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o valor esperado do custo de operação no primeiro estágio (primeira semana).

Resumindo, o DECOMP é responsável pela coordenação da operação de sistemas hidrotérmicos interligados a curto prazo. Considera-se por médio prazo um horizonte de planejamento de cinco a dez anos com discretização mensal. Ou seja, se executarmos o NEWAVE iniciando em dezembro de 2008, obteremos como resultado funções de custo futuro mês a mês até dezembro de 2013, para um horizonte de planejamento de 5 anos. Estas funções de custo futuro alimentarão o DECOMP, cujo horizonte é de no máximo um ano com discretização semanal no primeiro mês e mensal nos demais meses (curto prazo).

O principal objetivo do CMO é sinalizar as necessidades de investimento, onde, quanto e quando seria necessário investir na expansão da oferta. O CMO é uma “proxy” do preço no mercado de curto prazo, mas não deve ser utilizado diretamente para liquidações das transações em âmbito da CCEE.

4.3 – Os dados de entrada do NEWAVE e DECOMP

Além dos dados conjunturais citados, alguns dados são declarados pelos agentes, tais como a disponibilidade das usinas térmicas, inflexibilidade e respectivos custos, que serão considerados para a composição do despacho. As usinas hidráulicas devem declarar a disponibilidade técnica para a operação.

Com relação às variáveis de entrada, sabe-se que as mais importantes no cálculo do CMO são:

- Variáveis ligadas às condições hidrológicas, especialmente as vazões afluentes aos reservatórios e respectivos níveis de armazenamentos. Na prática, se utiliza a Energia natural afluente (ENA) e a energia armazenada (EARM);

- Entrada de novos projetos (plano de obras) – Daí a importância da análise e acompanhamento do planejamento do setor;
- Previsões de demanda dos distribuidores;
- Previsão de Carga;
- Preços de combustíveis (Declarados pelos próprios agentes);
- Custos de déficit;
- Disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão.

Outras variáveis que também afetam o preço são os limites de intercâmbio entre os subsistemas e parâmetros dos próprios programas computacionais, tais como a ordem máxima do modelo de geração de séries sintéticas de ENA e o número de cenários de afluência.

4.4 – Variáveis mais impactantes para o Cálculo do PLD

O estudo do comportamento do mercado de energia elétrica, exige o envolvimento de grandes quantidades de dados e informações diversificadas, bem como a resposta à questões com elevados graus de incerteza e complexidade. Alguns fatores são de vital importância para a determinação do preço, sendo que uns possuem um impacto mais forte do que os outros em seu cálculo.

Algumas variáveis são informadas pelos próprios agentes, outras, como a previsão de vazões, que mais tarde se tornará a energia afluente, fogem totalmente do controle, e de acordo com os dados que serão apresentados, acaba sendo a variável mais impactante.

Os dados que serão utilizados para o cálculo do preço estão disponíveis para consulta, uma vez que o ONS realiza fóruns como o PMO – Programa Mensal de Operação, onde os agentes são convocados para conhecimento dos fatos relevantes ocorridos e a previsão dos fatos que podem vir a ocorrer e impactam os dados utilizados no cálculo do preço.

4.4.1 – ENA – Energia Natural Afluyente

De acordo com o Banco de Informações de Geração, disponível no site da ANEEL, a capacidade instalada do Brasil em geração de energia elétrica é de aproximadamente 103 mil megawatts. A maior parte é de origem hídrica, aproximadamente 75 mil megawatts, sendo comum usinas de grande porte, da ordem de milhares de MW, sendo que a maioria está localizada nas regiões Sul e Sudeste.

A estrutura é complexa e única no mundo porque há uma integração nacional dos principais sistemas de geração hídrica. Existem grandes reservatórios nos principais rios para armazenamento e uso plurianual da água, permitindo que o sistema opere com segurança e uma capacidade mínima apesar das variações que normalmente ocorrem na quantidade anual de chuvas.

Com a falta de investimentos e o consumo crescente, o sistema começou a esgotar os reservatórios além do limite do risco recomendável. A reserva de água prevista para ser usada nas situações de seca prolongada passou a ser consumida ano a ano.

Basta que as condições meteorológicas sejam desfavoráveis para que o governo se veja obrigado ou a impor medidas de contenção e racionamento de consumo, ou a acionar a geração de usinas térmicas caras, correndo o risco que depois da tomada de medidas drásticas, a chuva volte com força.

Um grande exemplo foi o ocorrido em janeiro de 2001, quando a escassez de chuvas no período anterior ocasionou o racionamento, que até teve seu lado bom, quando população e empresas mudaram seus hábitos e reduziram significativamente seu consumo, evitando cortes de fornecimento de energia. Mesmo com a redução do consumo, o racionamento ocasionou mais impactos negativos do que positivos, tais como a desaceleração do crescimento do PIB, queda na produção e conseqüente aumento do desemprego, e o aumento das tarifas dos consumidores, fruto da inclusão do seguro apagão (referente à contratação de energia de termelétricas durante o racionamento) e do acordo setorial que criou, através de Lei, a RTE – Recomposição Tarifária Extraordinária.

Contudo, após o período de escassez que gerou o racionamento, a natureza contribuiu e no fim de 2001 e início de 2002 ocorreram fortes chuvas, sendo que os índices ficaram bem acima da MLT na maioria das regiões.

Outra situação bastante significativa que gerou alta volatilidade nos preços devido às afluições ocorreu em janeiro de 2008, quando o preço deu um salto de R\$ 250,00 na primeira semana do mês, para cerca de R\$ 475,00 na segunda, chegando ao preço máximo na terceira semana. Analisando os dados de entrada do modelo DECOMP, utilizado nas semanas 1 e 2 de janeiro de 2008, se nota que apenas as afluições sofreram alteração, sendo que nenhum outro dado teve alteração significativa. Na tabela a seguir, estão descritos os PLDs calculados para as duas primeiras semanas de janeiro de 2008, bem como suas respectivas ENAs:

Tabela 9 – Comparação PLD - Afluições

Submercado	SE	S	NE	N
PLD sem 2 (R\$)	475,53	475,53	475,53	475,53
MLT sem2 (% MLT)	57	110	54	45
PLD sem 1 (R\$)	247,01	247,01	247,01	247,01
MLT sem1 (% MLT)	94	105	60	44

Fonte: Tabulação própria a partir dos dados de entrada e resultados do modelo DECOMP

Analisando os dados da tabela acima, se conclui que a utilização de um deck de dados, cuja única alteração significativa, foi a redução da afluição (no Sudeste a ENA caiu de 94% para 57% da MLT), impacta fortemente o PLD calculado.

Vale lembrar que janeiro faz parte do período chuvoso das regiões Sudeste e Nordeste e os preços deste mês, nos anos de 2005, 2006 e 2007, foram seus respectivos preços mínimos.

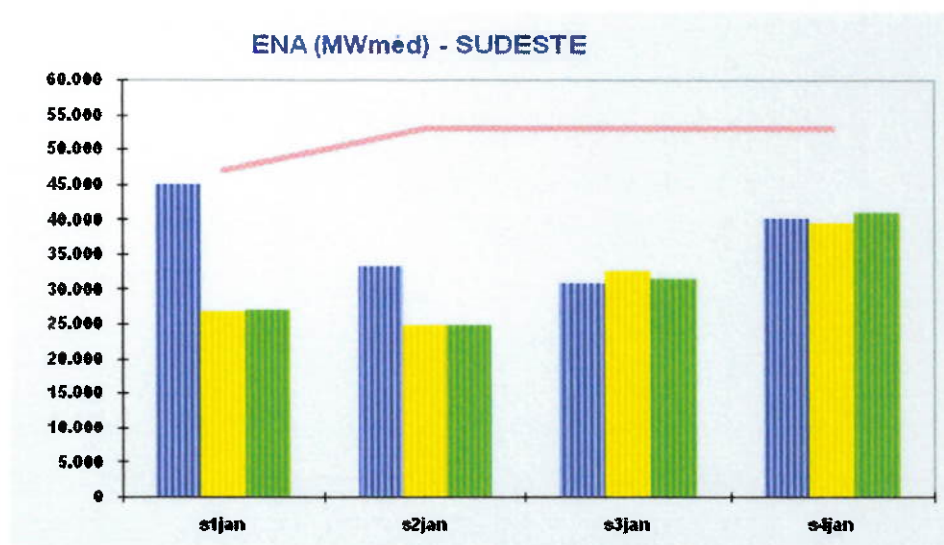
O expressivo aumento nos valores dos preços de liquidação das diferenças calculado para a segunda semana de janeiro de 2008 foi ocasionado principalmente pela significativa redução na previsão de vazões do submercado Sudeste / Centro

Oeste.

A título de informação, os valores de energia natural afluyente previstos para a primeira semana de janeiro de 2008 foram da ordem de 44.500 MWmed, sendo que os verificados ficaram na ordem de 26.900 MWmed, resultando uma diferença de quase 18.000 MWmed. A redução citada também resultou na alteração negativa das previsões de vazão para as semanas seguintes, totalizando quase 54.000 MWmed ao longo do mês.

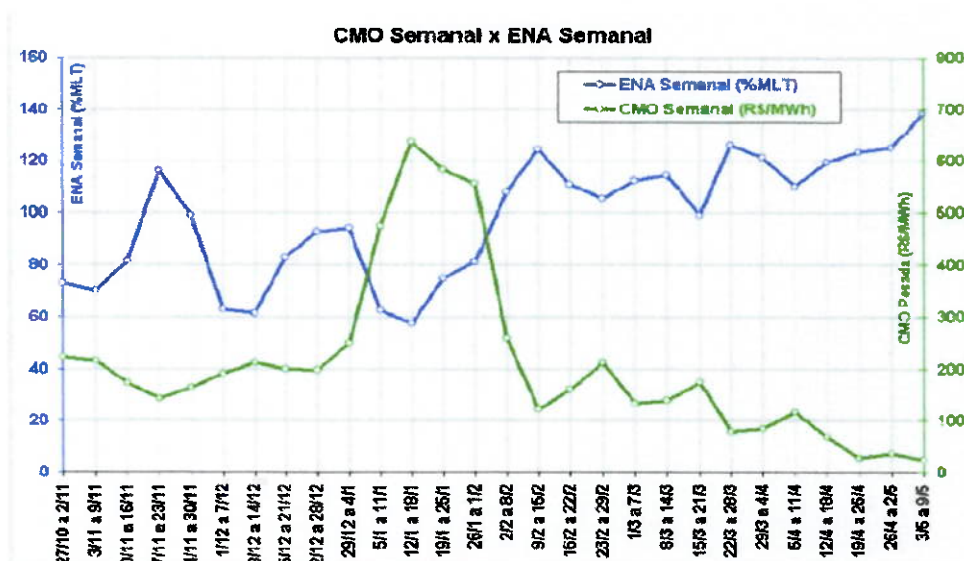
O gráfico 5 mostra como as afluições ocorridas em janeiro de 2008 foram baixas. As colunas azuis representam a previsão inicial da vazão que ocorreria na semana, as amarelas representam a estimativa, ou seja, a previsão para o final da semana, e as verdes representam a vazão que ocorreu efetivamente. A linha vermelha representa a MLT de janeiro, ou seja, a afluição de todas as semanas foram inferiores à MLT.

Gráfico 5 – ENA Sudeste – Jan/08



Fonte: Dados de saída do DECOMP de janeiro de 2008 disponíveis no site da CCEE

Analisando o descrito acima, se conclui que a afluição é fortemente determinante no cálculo do PLD. Complementando o descrito, através do 6, é muito fácil analisar a relação CMO x ENA prevista (% MLT):

Gráfico 6 – Comparação CMO Semanal x ENA Semanal

Fonte: Dados de saída do DECOMP disponíveis no site do ONS

4.4.2 – Consumo de Energia Elétrica

O crescimento da produção de energia elétrica no país durante os anos 90 foi muito menor do que nas décadas anteriores, sendo que o consumo, no entanto, continuou aumentando em ritmo acelerado.

A previsão das cargas constitui a base para o planejamento da expansão futura das linhas de transmissão e da oferta de energia. Uma das maiores preocupações dos agentes é quanto ao mercado de energia; quanto à possibilidade de ocorrerem significativas alterações no comportamento e na sazonalidade da carga, impactando a contratação do suprimento de energia. As alterações no consumo de uma determinada classe de fornecimento ou região, provenientes da entrada, saída ou alterações de cargas significativas necessitam ser acompanhadas, uma vez que provocam bruscas variações no mercado, e também no Preço de Liquidação das Diferenças.

Existem diversos fatores que influenciam nos estudos de previsão de carga. No caso dos estudos energéticos, podemos dividir as previsões em longo e curto prazo, semanais e diárias, sendo que cada uma depende de alguns fatores:

- Longo Prazo: Indicadores macroeconômicos (PIB, Renda, Investimentos) e perdas na rede básica.
- Curto prazo: Clima, sazonalidade, capacidade instalada, estoques, crédito e nível de emprego.
- Revisões Semanais: Temperatura, feriados e dias especiais, fatores sazonais.
- Programação diária: Temperatura, chuvas, comportamento de grandes cargas, dias atípicos e especiais (exemplo: copa do mundo, final de novela) e horário de verão.

Para os estudos elétricos, a demanda é necessária para planejar expansões e reforços da rede básica, diretrizes operativas e desligamentos.

Para a realização da previsão da carga utilizada para a programação mensal da operação energética, o ONS, agentes e demais envolvidos se baseiam no submódulo 5.6 dos procedimentos de rede - CONSOLIDAÇÃO DA PREVISÃO DE CARGA PARA A ELABORAÇÃO DO PROGRAMA MENSAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA.

O fornecimento da previsão da carga global de energia e de demanda é um dos insumos para a elaboração do Programa Mensal da Operação Energética – PMO e de suas revisões semanais.

Os dados são previstos e verificados de carga global, por agente, por subsistema e para o Sistema Interligado Nacional – SIN. As Previsões de Carga para o PMO são discriminadas para o primeiro mês do horizonte de estudo, que pode ser estendido, em base mensal, por um horizonte variável até doze meses à frente.

As previsões de carga de energia são mensais, realizadas por patamar de carga e por subsistema. Para o primeiro mês de estudo são realizadas previsões para cada semana operativa considerada naquele período. Fazem parte das Previsões de Carga para o PMO as previsões de carga de demanda ativa instantânea, mensais e semanais, por subsistema. Na estimativa dessas previsões não se considera simultaneidade com o SIN.

Cada agente é responsável pelo envio de suas informações, que são realizadas com

base nas suas informações e previsões, e analisadas pelo ONS:

- **Agente Distribuidor:** Enviar os dados de previsão de carga global para os meses correspondentes ao horizonte de estudo do PMO, as revisões de previsões semanais, os dados de carga global verificados, os dados de carga ao ONS, no caso de agentes de distribuição cujos mercados sejam inferiores a 500GWh/ano e, a critério do ONS, precisem ser discriminadas para a elaboração do programa mensal da operação energética. Informar, em separado, ou seja, sem incluí-los em sua carga global, os dados de carga e geração de produtores independentes e de autoprodutores, referentes à central geradora e à unidade consumidora auto-supridas,
- **Consumidores Livres, Consumidores Potencialmente Livres, Auto-produtores e Produtores Independentes:** Enviar ao ONS os dados de carga se for signatários de Contrato de Uso do Sistema de Transmissão — CUST ou conectados à rede básica. Atender às solicitações do ONS referentes ao envio de esclarecimentos ou informações complementares relativas às previsões de carga e à revisão de dados.
- **Agente de Geração:** Enviar ao ONS, os dados de carga e atender às solicitações do ONS referentes ao envio de esclarecimentos ou informações complementares relativas às previsões de carga, à revisão de dados.

A consolidação dos dados gera vários produtos de suma importância:

- Relatório de Acompanhamento Mensal da Carga;
- Relatório de Acompanhamento Semanal da Carga;
- Informe dos Períodos Horários dos Patamares de Carga Mensais Utilizados no PMO.
- Previsões de Carga para o PMO;
- Previsão de Carga de Demanda Ativa Integralizada de Ponta e Fora da Ponta.

A figura 6 ilustra a descrição apresentada.

Figura 6 – Fluxo de Consolidação da Carga



Fonte: Apresentações do CEPAC¹⁶ encaminhadas aos participantes do grupo

Após o processo de cálculos e comparações, o ONS consolida as previsões de Carga para PMO e Previsões de Carga de Demanda Integrada Ponta e Fora da Ponta, que são as utilizadas no cálculo do PLD, ou seja, baseado em todas as informações acima, os agentes de mercado precisam traçar cenários, realizando simulações procurando prever os preços de liquidação das diferenças para situações futuras.

Previsões otimistas de consumo contribuem para elevação do PLD, assim como previsões pessimistas contribuem para a queda do PLD.

A crise econômica mundial impactou o consumo de energia em todos os segmentos, fazendo com que a carga sofresse uma redução e fosse revista para o cálculo do preço.

A partir de abril de 2009, a carga utilizada sofreu uma redução de cerca de 3% e o preço de energia também sofreu uma queda. A tabela 10 apresenta o percentual de redução da carga utilizada:

¹⁶ CEPAC – Comissão de Estudos de Previsão e Acompanhamento da Carga

Tabela 10 – Comparação de Carga – PMO Abril de 2009

Comparação da carga utilizada nos NEWAVES dos PMOs de Março e Abril de 2009											
	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	média 2010	Média demais anos
Sudeste	2,45%	4,79%	4,77%	3,41%	2,30%	2,30%	2,30%	2,29%	2,29%	2,79%	1,93%
Sul	3,27%	3,32%	3,31%	0,35%	0,35%	0,34%	0,35%	0,36%	0,37%	1,71%	2,49%
Nordeste	4,01%	4,03%	4,07%	1,04%	1,05%	1,09%	1,10%	1,10%	1,10%	3,03%	4,48%
Norte	5,78%	5,76%	5,78%	4,35%	4,36%	4,34%	4,36%	4,35%	4,36%	3,12%	3,35%

Fonte: Tabulação própria a partir dos dados de entrada do NEWAVE disponíveis no site da CCEE

Foi realizada uma análise entre os preços da última semana de março de 2009, e os preços referentes ao mês de abril do mesmo ano, quando ocorreu a redução da carga. As afluições consideradas para o mês de abril, passadas e futuras, tanto no NEWAVE, quanto no DECOMP, foram consideravelmente inferiores às afluições consideradas no mês de março.

No NEWAVE, para março de 2009, a afluição passada considerada para o submercado Sudeste estava 112% da MLT, contra 84% da afluição considerada em abril. Em relação ao DECOMP da primeira semana de abril, a previsão de afluições do Sudeste foi inferior às previsões realizadas em março.

Considerando o descrito acima, o preço da primeira semana de abril deveria ser muito superior ao ocorrido na última semana de março, mas uma vez que a carga foi revista para valores menores, a diferença foi bem mais baixa. O preço da segunda semana de abril também sofreu redução, e a queda da carga devido ao feriado da Paixão foi uma das responsáveis por isso.

A tabela 11 demonstra os preços da última semana de março e as duas primeiras semanas de abril:

Tabela 11 – Comparação de PLD - Carga PMO Abril de 2009

SM	Patamar	Última semana Março/09	1ª semana Abril/09	2ª semana Abril/09
SE/CO	Pesada	101,79	108,31	49,38
	Média	98,20	106,33	31,61
	Leve	94,06	105,13	16,31
S	Pesada	101,79	108,31	49,38
	Média	101,58	106,33	49,27
	Leve	94,06	105,13	16,31
NE	Pesada	93,21	97,98	31,22
	Média	91,75	97,98	31,02
	Leve	91,75	97,34	29,95
N	Pesada	16,31	16,31	16,31
	Média	16,31	16,31	16,31
	Leve	16,31	16,31	16,31

Fonte: Tabulação própria a partir dos preços disponíveis no site da CCEE

Vale lembrar que as diferenças entre a carga prevista e verificada estão diminuindo, mas ainda existem, seja por desvios na temperatura prevista ou ainda por reflexos da crise econômica

4.4.3 – Disponibilidade de Gás

Uma das variáveis que mais impacta o preço é a disponibilidade das usinas. Considerando a falta de gás no mercado nacional, em maio de 2007, foi assinado o TC - Termo de Compromisso, entre ANEEL e PETROBRÁS, onde esta empresa se comprometeu a disponibilizar gás suficiente, para que os montantes expressos em MWh no anexo ao Termo citado, referentes as usinas térmicas que possuem a PETROBRÁS como fornecedor de seu combustível, fossem cumpridos no horizonte de 2007 a 2011.

A princípio este termo seria cumprido, e os montantes expressos no TC seriam os considerados para o cálculo do Preço. De acordo com o anexo ao TC, a disponibilidade das usinas participantes deste termo, representariam 2.686 MW no SIN – Sistema Interligado Nacional no segundo semestre de 2008.

Tabela 12 – Montantes da Portaria MME nº 125

Usina	Disponibilidade (Mwmed)	Usina	Disponibilidade (Mwmed)
Eletrobolt T	26,20	FAFEN TC	125,00
Eletrobolt TC	143,80	Termobahia TC	96,00
Piratiníngua TC	175,30	Termo Ceará TC	108,80
TermoRio L	356,00	Vale do Açu TC	142,50
TermoRio T	53,20	Bahia I TC	29,20
Termomacae TC	885,30	Cabo TC	44,20
Araucária T	230,00	Petrolina TC	117,90
Canoas TC	153,00	TOTAL	2.686,40

Fonte: Tabulação própria a partir da Portaria MME nº 125 disponível no site do MME

A Resolução ANEEL nº 231, de 19 de setembro de 2006, estabelece que mensalmente, o ONS deve calcular a disponibilidade das usinas térmicas despachadas centralizadamente, considerando a geração programada no despacho por ordem de mérito, a geração não atendida por falta de combustível e o número de meses em que houve despacho por ordem de mérito, desde janeiro de 2006.

A Resolução ANEEL nº 237, de 28 de novembro de 2006, estabelece critérios para consideração das usinas térmicas na elaboração do Programa Mensal de Operação Eletroenergética - PMO e suas revisões, em função da indisponibilidade por falta de combustível.

O ONS deve considerar na base de dados do Newave e do Decomp, como limite de disponibilidade de geração da usina térmica, o valor correspondente à Disponibilidade Observada, conforme definido na Resolução Normativa nº 231/06.

Com a declaração, pelo agente, de novo valor de disponibilidade, o ONS poderá considerá-lo exclusivamente na operação de curto prazo (DECOMP).

Considerando o descrito nas Resoluções citadas, o ONS questionou qual procedimento deveria utilizar no NEWAVE, em relação às disponibilidades das usinas do TC e recebeu da ANEEL a informação de que o valor a ser utilizado

deveria ser o menor entre o estabelecido pelo TC e a Disponibilidade Observada calculada seguindo a Resolução nº 231/06.

A cada mudança de semestre, a disponibilidade a se considerar, seria a disponibilidade observada no mês anterior, somada ao acréscimo semestral estabelecido no TC, assim, uma vez a disponibilidade tendo sido revista para um valor inferior ao TC, os mesmos não seriam mais cumpridos.

A consideração do entendimento citado fez com que no PMO de julho de 2008, o montante de disponibilidade das térmicas do TC no NEWAVE fosse 400 MW menor do que o definido neste termo.

Após as três semanas posteriores ao PMO de Julho de 2008, ou seja, após o cálculo de seus respectivos PLDs, analisando os dados de disponibilidade das térmicas citadas, foi detectado que no caso das usinas Canoas, Eletrobolt, TermoFortaleza e TermoPernambuco, as disponibilidades que estavam sendo consideradas não estavam corretas.

Considerando que os montantes do TC referentes ao 1º semestre de 2008 já estavam sendo cumpridos, foi considerado que os montantes referentes ao 2º semestre também seriam cumpridos, de tal forma que, ao invés do entendimento anterior, onde seriam consideradas as disponibilidades observadas, o ONS passou a considerar o montante previsto no TC, referente ao 2º semestre, para as usinas citadas, agregando cerca de 400 MW de disponibilidade de usinas térmicas ao SIN.

Assim, para a quarta semana de julho de 2008, o ONS alterou retroativamente, a disponibilidade utilizada no NEWAVE dessas usinas, tornando necessário o recálculo dos preços das primeiras semanas de julho de 2008. A consideração de uma disponibilidade maior fez com que os preços caíssem cerca de 8%:

Tabela 13 – Comparação PLD com Disponibilidade Original x Verificada

		28/06 a 04/07/08		05/07 a 11/07/08		12/07 a 18/07/08	
		Sem1 - antigo	Sem1 - Oficial	Sem2 - antigo	Sem2 - Oficial	Sem3 - antigo	Sem3 - Oficial
SE	Pesada	97,69	89,07	99,58	91,79	110,90	103,31
	Média	96,86	88,11	98,76	91,32	109,82	102,58
	Leve	96,86	88,11	98,76	91,32	109,82	102,53
	Med_SE	96,95	88,21	98,85	91,37	109,93	102,64
S	Pesada	97,69	89,07	99,58	91,79	110,90	103,31
	Média	96,86	88,11	98,76	91,32	109,82	102,58
	Leve	96,86	88,11	98,76	91,32	109,82	102,53
	Med_S	96,95	88,21	98,85	91,37	109,93	102,64
NE	Pesada	97,69	89,07	99,58	91,79	110,90	103,31
	Média	96,86	88,11	98,76	91,32	109,82	102,58
	Leve	96,86	88,11	98,76	91,32	109,82	102,53
	Med_NE	96,95	88,21	98,85	91,37	109,93	102,64
N	Pesada	97,69	89,07	99,58	91,79	110,90	103,31
	Média	96,86	88,11	98,76	91,32	109,82	102,58
	Leve	96,86	88,11	98,76	91,32	109,82	102,53
	Med_N	96,95	88,21	98,85	91,37	109,93	102,64

Fonte: Preços disponíveis no Site da CCEE em 22/07/2008

4.5 – A Previsão do PLD

Conforme analisado anteriormente, a energia elétrica alavancou todos os campos de atividade da sociedade e se tornou um produto de extremo valor, uma vez que influencia diretamente todos os setores sociais. Seu mercado é hoje um dos mais importantes, porém, como os meios de produção de energia são muito diversificados e dependem da série de fatores citados, a previsão do preço deste produto tornou-se um problema para as empresas geradoras, distribuidoras, para os consumidores e investidores, visto que fica muito difícil traçar os rumos do mercado sem esta informação.

Os modelos de previsão do preço “spot”¹⁷ da energia devem levar em consideração a estrutura da indústria de energia elétrica, seu sistema elétrico e a base de recursos de cada país, pois estes são importantes fatores para a formação do preço da energia elétrica. Modelos que tomam como base fatores de outros países dificilmente obterão sucesso no Brasil, pois o sistema elétrico brasileiro, bem como o

¹⁷ Neste contexto, entendido como o preço no mercado de curto prazo, ou seja, equivalente ao PLD.

regime de comercialização adotado no país, são únicos. Em países como o Brasil, onde os preços não são fornecidos por uma opção de mercado e sim via modelos computacionais, a previsão do preço do mercado de curto prazo auxilia o tomador de decisões em sua estratégia de contratação no curto, médio e longo prazos. Além disso, a previsão do preço é importante para a avaliação de ativos reais em projetos de investimento em geração e transmissão.

No Brasil, conforme já especificado anteriormente, o preço “spot” da energia elétrica é definido através de modelos computacionais do planejamento da operação. Apesar da modelagem “oficial” estar definida, nada impede que os Agentes tenham seus próprios modelos e façam previsões para horizontes de seu interesse específico. Para tanto, é possível relacionar basicamente duas abordagens para a previsão do preço:

- *Modelos empíricos* – probabilidades de transição de estados dos preços spot são definidas utilizando o conhecimento de especialistas;
- *Séries temporais* – modelos estatísticos e econométricos são ajustados às séries históricas de preço spot ou às séries filtradas do preço spot;
- iii. *Programas de despacho* – podem-se obter estimativas de preços spot a partir da solução de um modelo de despacho de geração, utilizando modelos probabilísticos para tratar as principais variáveis aleatórias.

No caso da utilização dos modelos empíricos, inicialmente são definidos estados para o preço spot, como baixo, médio e alto, e, em seguida, um modelo para cada transição.

Esses modelos são de fácil entendimento, mas têm sido construídos empiricamente, quase que com base apenas no conhecimento intuitivo de especialistas. Um exemplo deste tipo de modelagem é proposto por Silva (2001), que conclui que a probabilidade do preço spot passar de um estado baixo para alto e a probabilidade dele estar no estado alto e continuar alto seguem um processo de reversão da

média.

Para as séries temporais, modelam-se as séries históricas de CMO ou PLD (publicadas nos sites da CCEE e do ONS). Esta abordagem tem a vantagem de ser simples e requerer basicamente o conhecimento de séries temporais. Sua utilização de forma judiciosa permite, muitas vezes, obter boas previsões e fazer importantes análises sobre a estrutura da série (tendência, sazonalidade, quebras estruturais, intervenções). No entanto, esta opção pressupõe que o processo gerador dos dados é único, desconsiderando o fato de que cada valor da série histórica de CMO é calculado a partir de um conjunto de dados que são modificados ou atualizados a cada estágio (mês ou semana).

Em relação aos programas de despacho, se utiliza o modelo oficial de despacho da cadeia de modelos de planejamento, levando-se em consideração todas as variáveis do despacho, conforme citado no item 4.2 – “**Os dados de entrada dos modelos NEWAVE e DECOMP**”.

As variáveis aleatórias são tratadas por modelos probabilísticos, calculando um despacho para cada valor assumido por esses dados de entrada. Esta abordagem tem a vantagem de considerar os aspectos físicos do problema, e viabilizam um horizonte de previsão maior, devido ao tipo de algoritmo utilizado.

Analisando os três métodos disponíveis para os Agentes realizarem análises e previsões, pode-se dizer que das opções citadas, a última é, indiscutivelmente, a mais apropriada, uma vez que o preço spot é, na verdade, calculado pelos mesmos modelos presentes no conjunto de ferramentas utilizado para a obtenção do despacho centralizado. Não obstante, esta abordagem não é flexível o suficiente na simulação dos valores estimados para as variáveis aleatórias, fornecendo, em geral, distribuições estimadas do CMO com grande dispersão.

De fato, este fenômeno ocorre porque as séries simuladas de vazões - energia natural afluyente devem, por óbvio, reproduzem estatisticamente o histórico de vazões, ou seja, na maioria do tempo o sistema se caracteriza por elevadas afluições, resultando em PLD baixo e, apenas em algumas situações, apresenta baixas afluição, causando preço spot elevado.

Além disso, geralmente, um ou dois meses de muita chuva acabam sendo o suficiente para que as distribuições esperadas de CMO indiquem uma queda brusca no PLD esperado para alguns meses à frente. Outra grande desvantagem, senão a maior delas, é o elevado nível de investimento nos equipamentos computacionais necessários para processar o NEWAVE. A obtenção da licença do NEWAVE não chega a representar um obstáculo para os Agentes, de vez que é paga pela CCEE, bastando o agente interessado assinar a licença de uso com o CEPEL, desenvolvedor do programa.

As empresas detentoras do modelo DECOMP, geralmente utilizam o Deck da semana anterior à da previsão desejada, e atualizam apenas as previsões de vazão. Os valores geralmente ficam bem próximos aos da realidade, mas vale lembrar que não é esta a previsão utilizada para a tomada de decisão, uma vez que esta previsão apenas é realizada na semana anterior. A tomada de decisão considera estudos realizados com antecedência, baseados em dados estimados, muitas vezes para horizonte de análise bastante extenso.

No próximo item deste trabalho, descrevemos a pesquisa realizada, sendo que uma das perguntas era até que ponto o PLD previsto era utilizado na tomada de decisão. Segundo as respostas dadas pelos agentes, a tomada de decisão não considera o preço obtido através das previsões realizadas, pois tais previsões se tornam disponíveis somente para horizontes de um ou no máximo dois meses à frente do mês em que o estudo está sendo realizado. Dificilmente os preços obtidos no processo de previsão serão utilizados em uma negociação. Os preços são dados pelo mercado, uma vez que o ágio das negociações é o que determina o preço no curto prazo. A tomada de decisão também considera outros fatores, como estudos de previsão tarifária do mercado cativo, as condições de mercado e aceitação de preço pelo mesmo.

De acordo com a opinião dos agentes, o NEWAVE é um dos pontos mais citados como dificuldade na previsão. Segundo eles, o “NEWAVE é imprevisível” e não é uma ferramenta ideal para a previsão de preços futuros de energia, sendo apenas um balizador para o curto-prazo e uma ferramenta de análise de tendências. Na opinião de uma das distribuidoras questionadas, a previsão de preços por meio do NEWAVE não é parâmetro para as operações de compra/venda de energia no

médio/longo prazo e a volatilidade dos preços não pode ser ampliada por mecanismos internos ao processo de cálculo do NEWAVE, onde os dados de entrada e os critérios para sua aferição são totalmente obscuros e muitas vezes imprevisíveis.

Variáveis como restrições elétricas, previsão de carga, disponibilidade das usinas térmicas e limites de intercâmbio também foram citados, mas a previsão de vazão, aliada às alterações nos dados de entrada pelo ONS foram os fatores considerados como mais difíceis na previsão do PLD. A principal dificuldade é encontrar a ENA e as vazões que mais se assemelharão com os dados considerados pelo ONS na determinação da operação e posterior cálculo do PLD pela CCEE.

Independente da maneira como cada empresa prevê o preço, é importante que se identifique os diferentes tipos de riscos envolvidos em um problema antes de escolher ou criar um modelo de previsão de preços. O agente deve conhecer formas de mitigar os fatores que impactam negativamente os preços, permitindo que os modelos de previsão, independente de quais sejam, considerem os principais riscos que possam existir.

4.6 – Pesquisa realizada

Os maiores impactados com a previsão do PLD são os agentes de mercado. Assim, com o objetivo de estimar se os agentes possuem as licenças necessárias para a utilização dos modelos de precificação, se realizam a previsão de preços, e principalmente, procurar entender quais as dificuldades encontradas para a realização da previsão, foi elaborado um questionário e enviado aos agentes de todas as classes, distribuidores, geradores, comercializadores, consumidores livres e associações.

O objetivo inicial da pesquisa era utilizar as respostas dos agentes como base para toda a elaboração da monografia, mas considerando a pouca adesão dos agentes, o que ocasionou a devolução de poucos questionários, o objetivo foi alterado, e as respostas foram utilizadas como complemento aos capítulos e temas abordados.

O questionário contou com três questões fechadas e mais cinco questões abertas. A

seguir, descrevemos as questões encaminhadas, e o objetivo das mesmas, a síntese das respostas se encontra anexa a este trabalho.

1) Sua empresa possui licença de uso do DECOMP?

Objetivo: Considerando que o modelo DECOMP possui um custo anual para as empresas, a primeira questão teve o objetivo de estimar quantas delas estão dispostas a arcá-lo.

2) Sua empresa possui licença de uso do NEWAVE?

Objetivo: Ao contrário do DECOMP, o NEWAVE não onera as empresas, uma vez que sua licença é custeada pela CCEE e, para obtê-lo, os agentes necessitam apenas assinar o contrato de uso. De todo modo, assim como a questão referente ao DECOMP, esta segunda também teve o objetivo de estimar quantos agentes possuem esta licença.

3) Existe algum mecanismo de previsão do PLD na sua empresa? Se sim, qual o mecanismo utilizado? É oficial? É algum modelo desenvolvido pela empresa?

Objetivo: Baseado na respostas das questões anteriores, esta terceira teve o objetivo de conhecer se os modelos NEWAVE são utilizados para a previsão, e se além deles, os agentes foram além e desenvolveram algum outro método de previsão.

4) Quais os principais fatores considerados na previsão do PLD?

Objetivo: Complementando o item onde tratamos das variáveis mais impactantes, esta questão objetivou saber quais as variáveis mais impactantes na opinião das empresas questionadas.

5) Com qual periodicidade sua empresa realiza a previsão do PLD?

Objetivo: Considerando que o PLD é calculado semanalmente, esta questão busca saber se o mesmo é previsto apenas nestes períodos.

6) Quais as dificuldades encontradas na previsão do PLD?

Objetivo: De maneira a complementar um dos itens deste trabalho, referente às variáveis mais impactantes no cálculo e na previsão do PLD, esta questão objetivou estimar quais as variáveis que os agentes julgam mais importantes, e quais são mais difíceis de obter.

7) Até que ponto a previsão do PLD é considerada na tomada de decisão?

Objetivo: Estimar se mesmo considerando todas as dificuldades encontradas para prever o PLD, esta previsão é utilizada para a tomada de decisão.

8) Você acha que o PLD reflete a realidade?

Objetivo: Saber até que ponto os agentes de fato consideram o PLD como um balizador de mercado, até que ponto ele contribui para refletir as situações hidrológicas e se seus mecanismos adicionais realmente asseguram a segurança de abastecimento futuro.

Anexo a esta monografia, segue um resumo das respostas encaminhadas pelos agentes.

Capítulo 5 – Volatilidade do PLD

A predominância das fontes hidráulicas no setor elétrico brasileiro faz com que o PLD seja extremamente variável de acordo as vazões previstas, sendo que o atual déficit estrutural no setor e a perda da capacidade de regularização dos reservatórios amplia esta dependência.

As situações vivenciadas em passado recente, vem permitindo constatar que a variação que está ocorrendo no Brasil é extremamente alta, dependendo das alterações das condições hidrológicas ocorridas em apenas uma semana.

A questão é: Por que o PLD é volátil? Como resposta, pode-se inferir que este comportamento decorre da importância relativa das afluições, em relação às demais variáveis representadas, nos resultados produzidos pelos modelos, que é muito significativa e, para além disso, considerando a “volatilidade” das vazões, tem-se como consequência o PLD no Brasil bastante volátil.

“O valor da água depende do nível atual de armazenamento e da probabilidade das afluições futuras, fazendo com que o custo marginal de operação de um sistema hidroelétrico seja altamente volátil.” PIRES (2000)

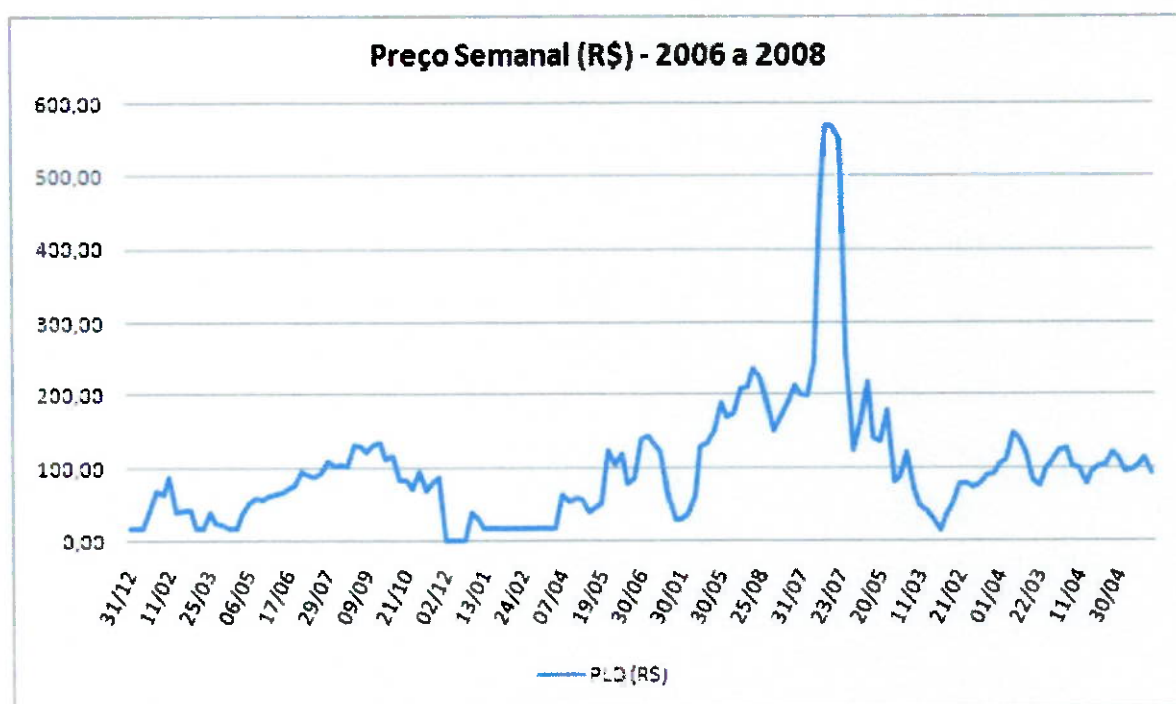
Nos últimos anos, tem-se observado grandes variações no PLD de uma semana para outra. Mesmo os sistemas hidrotérmicos tendo, em geral, preços mais voláteis do que sistemas térmicos, alguns aspectos chamam a atenção, como a forte variação do PLD mesmo quando há pouca ou nenhuma mudança nos cenários de oferta e demanda de uma semana ou mês para o seguinte. É de se supor que embora a capacidade de regulação dos reservatórios tenha se reduzido nos últimos anos, ainda deveria ser suficiente para atenuar a variabilidade.

A volatilidade não é apenas a variação semanal ocorrida nos PLDs calculados, mas sim não conseguir prever o preço que será calculado para a próxima semana, mesmo conhecendo as condições da semana corrente. Considerando a difícil previsão das afluições para a próxima semana, se conclui que o grau de dificuldade

encontrado para a previsão de um preço mensal ou anual, aumenta proporcionalmente.

A seguir, apresenta-se o gráfico com a evolução semanal dos PLDs durante o período de 2006 a 2008, para o submercado Sudeste, no patamar pesado:

Gráfico 7 – PLD Semanal 2006 a 2008



Fonte: Tabulação própria a partir dos preços publicados no Site CCEE

As oscilações observadas indicam que a variável determinante do PLD é a energia natural afluente da semana seguinte à semana de estudo, não sendo muito relevante em eventual situação de nível de armazenamento elevado nos reservatórios. Cabe ressaltar que quando a afluência mensal está ocorrendo na média, caso a vazão afluente varie bruscamente de uma semana para outra, o PLD acompanha esta variação.

5.1 – A variação ocorrida em junho de 2007

Em junho de 2007, o PLD teve uma variação que a princípio foi inexplicável, de cerca de R\$ 50,00 na última semana de maio no submercado Sudeste, para cerca de R\$ 120,00 na primeira semana de junho. A elevação citada gerou grande

insatisfação e questionamento por parte dos agentes de mercado, uma vez que a mesma não foi prevista, tendo ocasionado uma série de análises.

Comparando os dados dos PMOs de maio e de junho de 2007, constatou-se que não ocorreram alterações referentes a carga, limites de intercâmbio, curvas de aversão a risco, inflexibilidades de geração térmica, usos consuntivos da água, custos de déficit ou dados técnicos de usinas, bem como também não houve alterações relevantes nas restrições hidráulicas.

Analizando a configuração da oferta, as únicas mudanças que poderiam gerar impactos foram a antecipação em 14 meses da previsão de entrada em operação de 243,2 MW e o atraso nos mesmos 14 meses de 369,8 MW. Assim, pode-se afirmar que não houve alterações relevantes de ordem estrutural entre os dados de entrada do modelo NEWAVE considerados para o PMO de maio/2007 e para o PMO de junho/2007.

Considerando o exposto, foram realizadas análises pelo CEPEL e pelo ONS, tendo-se chegado a conclusões parciais em um primeiro momento, mas que indicaram alguns fatores que potencialmente poderiam ter causado a forte oscilação do CMO. O ONS encaminhou à ANEEL Carta e Nota Técnica em que apresentava o problema e indicava a necessidade de maiores investigações, propondo, provisoriamente, a adoção da Função de Custo Futuro do PMO de maio/2007 para o PMO de junho/2007, até que houvesse um diagnóstico conclusivo para o problema.

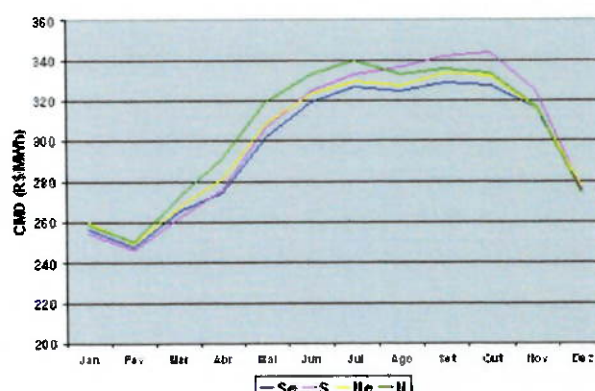
Não obstante a sugestão do Agente Operador, a ANEEL, considerando a conveniência de seguir as regras já estabelecidas nos procedimentos vigentes, em prol da estabilidade regulatória, comunicou ao ONS, através do Ofício nº 137/2007, que a elaboração do PMO de junho de 2007 deveria ocorrer com a função de custo futuro referente a este mês.

Para equacionamento das questões metodológicas, foram realizadas mais reuniões entre CEPEL e ONS, tendo sido identificadas medidas imediatas a serem tomadas que foram apresentadas e discutidas no GT2 - Grupo de Trabalho de Aperfeiçoamento de Modelos de Curto e Médio Prazo, que será tratado mais a frente neste trabalho.

O Grupo conduziu diversas análises prospectivas, permitindo extrair conclusões bastante elucidativas, as quais também podem ser estendidas para outras situações:

- O CMO tem uma sazonalidade intrínseca, que segue a sazonalidade hidrológica. De fato, o custo marginal cresce na transição do período chuvoso para o período seco, o que ocorre de maio para junho, mas isoladamente, este fator não explicaria a alta do PLD.

Gráfico 8 – Sazonalidade do PLD



Fonte: Apresentação ONS em reunião do GT2 de 05/06/2007

- Em cada “rodada” do NEWAVE é analisada qual a influência da tendência hidrológica no mês em referência. No caso de maio de 2007, a tendência hidrológica considerou os três meses anteriores e, no caso de fevereiro, a afluência foi 155% da MLT. No caso de junho, foi considerado apenas um mês na tendência hidrológica, e a afluência de maio foi de 94% da MLT. Assim, o PMO de junho, teve expectativa de menor recurso energético no futuro, o que fez aumentar o CMO.

Com base nos resultados dos estudos e análises realizadas, constatou-se uma inconsistência no modelo NEWAVE. Assim sendo, foi processada uma nova função de custo futuro a partir da quarta semana do mês de Junho de 2007 e, por conseguinte e em caráter excepcional, este mês teve duas funções.

Considerando a nova função, o PLD teve uma brusca queda, conforme se pode observar na tabela que se segue:

Tabela 14 – Comparação do PLD – Junho de 2007

PLD Junho de 2007 (R\$)				
SM	Patamar	Semana 3	Semana 4	Diferença
SE/CO	Pesada	119,13	78,70	-40,43
	Média	117,73	77,47	-40,26
	Leve	114,60	74,73	-39,87
S	Pesada	54,24	68,75	14,52
	Média	54,24	68,76	14,52
	Leve	54,17	65,06	10,89
NE	Pesada	119,13	78,70	-40,43
	Média	117,40	77,47	-39,93
	Leve	114,60	77,47	-37,13
N	Pesada	119,13	78,70	-40,43
	Média	117,40	77,47	-39,93
	Leve	114,60	76,30	-38,30

Fonte: Tabulação própria a partir dos preços publicados no site da CCEE

5.2 – A vinculação entre o despacho e o preço de energia

O Custo Marginal de Curto Prazo (CMCP) é o custo para incrementar (ou decrementar) a produção para atendimento de um incremento (ou decremento) de demanda quando a capacidade de transmissão é fixa, significando que não há tempo para alterar a configuração da rede. Em um sistema de transmissão, o CMCP é composto pelos custos de reposição das perdas e congestionamentos e, eventualmente, pelo custo de interrupções devido às falhas de geração e/ou transmissão[...] (SILVA, 2001: p.88).

O preço de mercado (ou ponto de equilíbrio) de determinado produto representa o preço que se forma no mercado e que compatibiliza os interesses opostos dos

consumidores e dos produtores. Esta compatibilização é conseguida quando a quantidade procurada pelos consumidores é igual à quantidade oferecida pelos produtores, situação que se verifica quando o preço do bem é o seu preço de equilíbrio. Segundo a Teoria da Procura, quanto maior o preço do bem menor será a quantidade procurada; pelo inverso, segundo a Teoria da Oferta, quanto maior o preço do bem maior será a quantidade oferecida. Desta forma, existe apenas um preço em que as quantidades procuradas e oferecidas se igualam - é o chamado preço de equilíbrio.

No caso do preço determinado estar acima do preço de equilíbrio, a quantidade que os produtores oferecem é necessariamente superior à quantidade que os consumidores procuram e, por conta disso, se verifica um excesso de oferta. Em consequência, os produtores são levados a baixar os preços de forma a conseguir vender a produção. Pelo contrário, se o preço estiver abaixo do preço de equilíbrio, a quantidade procurada será superior à quantidade oferecida, verificando-se um excesso de procura. Neste caso, os produtores têm incentivos para aumentar os preços de forma a satisfazerem toda a procura.

Pelo descrito anteriormente, chegamos à conclusão de que o preço de mercado de um bem tende sempre para o seu preço de equilíbrio, ou seja, para o único preço em que as intenções de compra igualam as intenções de venda.

O mercado brasileiro de energia elétrica ainda não encontrou um modelo de mercado e de formação de preço que garanta a expansão auto-sustentada da oferta. O modelo atual de despacho da geração e conseqüente formação do preço, mostra pouca eficácia na atração de investimentos, sendo que a causa dessa falha pode ser o fato da vinculação entre o despacho e a formação do preço, uma vez que situações críticas do sistema só aparecem significativamente quando o sistema já está degradado.

O mercado ideal é aquele onde os agentes podem alocar livremente seus recursos e demandas quando estiverem disponíveis ou forem necessários e permite que os agentes vinculem seus recursos ou demandas ao preço do mercado, o que reflete o conceito econômico sobre formação de preços. Mas lembrando que no caso brasileiro, com usinas operadas em cascata, se os devidos cuidados não forem tomados, perde-se toda a otimização buscada na operação do sistema.

Na pesquisa realizada para a elaboração deste trabalho, constatamos que alguns agentes defendem que o preço deveria ser dado pelo mercado, considerando oferta e demanda e levantam o questionamento se o PLD deve ser determinado por um modelo que calcula o despacho da operação.

5.3 – A consideração da CAR no cálculo do PLD

Em 24 de janeiro de 2002, por meio da Resolução nº 109, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE estabeleceu diretrizes e critérios para cálculo do Custo Marginal de Operação – CMO e para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica do Programa Mensal da Operação Eletroenergética – PMO, bem como para formação de preço no mercado de energia elétrica.

Nessa perspectiva, foi definido que, para análise das condições de atendimento energético e para formação de preço, deveria ser adotado até 31/12/2002, um mecanismo de representação de aversão ao risco de racionamento, baseado na adoção de uma curva bienal de segurança de armazenamento dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas – UHEs, externo aos programas computacionais e por submercado, e foi estabelecido que o Ministério de Minas e Energia – MME, a ANEEL e a Agência Nacional de Águas – ANA, em conjunto com o ONS, deveriam definir um mecanismo de aversão a risco de racionamento para ser incorporado internamente aos modelos computacionais de otimização eletroenergética.

Em 16 de dezembro de 2003, foi aprovada a Resolução CNPE nº 10, com o objetivo de complementar a regulamentação do assunto citado. Tal dispositivo dispõe sobre os procedimentos e critérios para a fixação do Mecanismo de Representação de Aversão a Risco de Racionamento, previsto na Resolução GCE nº 109 citada e alterou os artigos 6º e 7º da mesma, estabelecendo que o PMO deveria ser realizado utilizando a CAR interna e externa aos modelos computacionais e adotar como critério, dentre as duas opções, o despacho operativo mais conservador do ponto de vista de segurança.

A utilização da CAR como mecanismo de segurança operativa foi reforçada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004, a qual estabelece, no inciso III, do § 4º, do art. 1º, que na operação do SIN deverão ser considerados mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão a risco de déficit de energia.

A adoção da utilização do mecanismo citado foi considerada desde então, representando os níveis mínimos de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas que o ONS deve respeitar com o objetivo de garantir a segurança da operação do SIN, na ocorrência de um evento hidrológico desfavorável com relação ao histórico das afluições. Assim, além da consideração dos 5% de risco de déficit de energia determinado pelo CNPE, a introdução da CAR nos modelos representa um instrumento adicional à segurança do sistema.

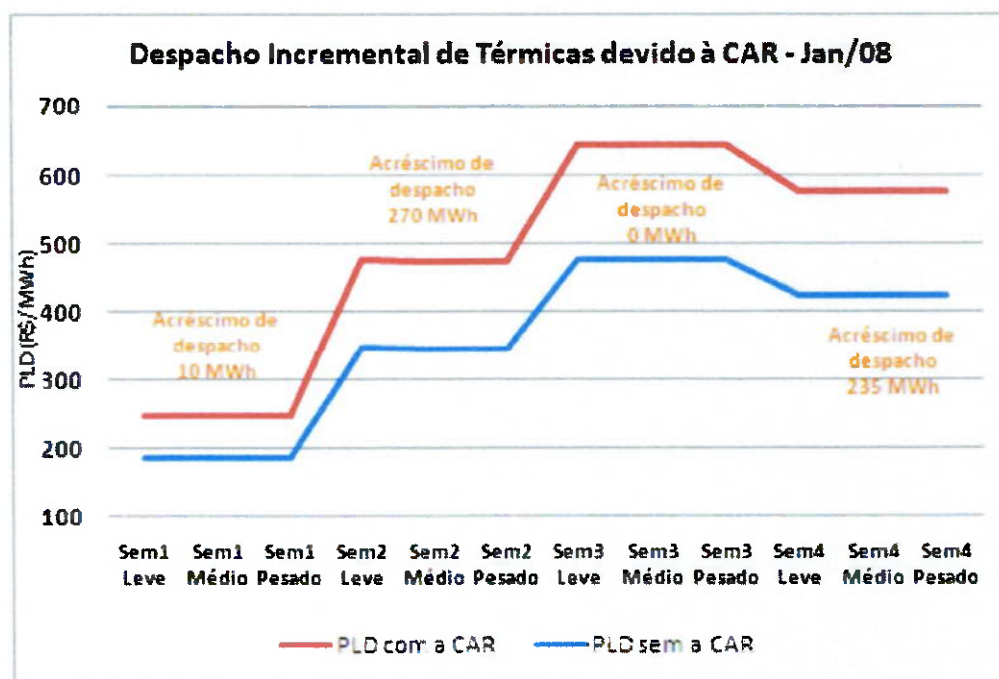
A CAR deve ser atualizada anualmente, considerando o próximo biênio. Considerando indefinições nos cronogramas de gás das usinas térmicas, uma vez que esta informação causa grande impacto nos despachos e sinalizações de preço, o ONS solicitou adiamento da definição da CAR referente ao biênio 2007/2008. Portanto, até dezembro de 2007, os modelos de preços consideraram a CAR referente ao biênio 2006/2007, sendo ignoradas as condições de armazenamento mínimo para 2008. A consideração de uma Curva de Aversão ao Risco desatualizada gerou indicadores equivocados de preço. A CAR atualizada foi considerada a partir de janeiro de 2008 e gerou um impacto muito forte no PLD. O efeito conjugado das baixas afluições e da não consideração de informações atuais em relação às restrições de armazenamento mínimo foi decisivo.

A adoção da CAR interna aos modelos gerou grande impacto e insatisfação no setor elétrico, uma vez que isto afeta o PLD, provocando elevação significativa, gerando distorção e maior dificuldade em sua previsão. O gráfico a seguir ilustra os PLDs calculados pela CCEE, para as semanas de janeiro de 2008, para todos os patamares e em todos os submercados, calculados com e sem a consideração da CAR, nesse caso incorporando disponibilidade de geração efetiva ao sistema elétrico interligado.

Ao analisar os PLDs, se conclui que a consideração da CAR interna aos modelos eleva e distorce consideravelmente o valor do PLD, sendo que em muitas semanas, não agrega disponibilidade considerável e segurança efetiva ao sistema elétrico,

uma vez que a CAR aciona o despacho de térmicas com alto custo variável e pouca capacidade instalada.

Gráfico 9 – Despacho incremental de térmicas devido à utilização da CAR



Fonte: Gráfico elaborado a partir de dados de preços disponíveis no site da CCEE

No caso da terceira semana de janeiro de 2008, o preço aumentou quase de 20%, mas o incremento de disponibilidade foi nulo. A usina adicional despachada, quando a CAR é considerada nos modelos, foi a térmica Santa Cruz no submercado Sudeste, que estava totalmente indisponível.

O custo total de operação também se eleva sensivelmente, uma vez que ocorre a aplicação de uma penalidade quando um subsistema está com um armazenamento no final do mês inferior à CAR.

Além do período compreendido no gráfico acima, a CAR também foi acionada em janeiro de 2004 no Nordeste, e o PLD aumentou de cerca de R\$ 60,00 na primeira semana de janeiro de 2004, para cerca de R\$ 413,00 na segunda semana do

mesmo mês, o que também impactou o faturamento dos agentes na CCEE.

Na época, os agentes encaminharam manifestações à ANEEL, no sentido de que esta Agência repensasse a utilização da CAR interna aos modelos, uma vez que a mesma implica em custos muito elevados aos agentes de mercado.

Os demais mecanismos de segurança operacional já existentes, tal como o despacho de usinas pelo CMSE, a fim de garantir a segurança de suprimento energético, e o próprio ressarcimento das usinas acionadas pela ultrapassagem da CAR são considerados apenas como aspectos comerciais, permitindo a desvinculação do “mundo” comercial e o operacional.

Ou seja, a consideração da CAR interna aos modelos pode representar custos adicionais aos agentes expostos ao PLD, quais sejam, custos oriundos da preservação da segurança do sistema. Assim, considerando o objetivo da CAR, que é a segurança da operação, não é correto que apenas os agentes expostos negativamente ao PLD paguem por esta segurança. Uma das principais ponderações dos agentes refere-se à condição ou não da CAR na formação do PLD. Do ponto de vista de segurança do sistema, a CAR poderia ser utilizada apenas para definir despachos de segurança para o sistema, com seu custo alocado aos Encargos de Serviço do Sistema – ESS, que todos os agentes do segmento de consumo pagam.

5.4 – As Forças Tarefa e os Grupos de Trabalho

Com o objetivo de realizar estudos referentes aos atuais modelos de preços, considerando que os mesmos são extremamente complexos, avaliando qual o impacto de cada variável e métodos de aperfeiçoamento dos mesmos, foram criados grupos de trabalho, divididos em forças tarefas, coordenados pelo ONS e pela CCEE, com a participação de todos os agentes interessados.

1. GT 1 - Grupo de Trabalho de Procedimentos Operativos e Metodologias de Apoio à Decisão, cujo objetivo é revisar e aperfeiçoar os procedimentos e as metodologias utilizadas nos processos de planejamento e programação da operação eletroenergética (indicadores de segurança, procedimentos operativos, intercâmbios internacionais, variação do CMO). Dentro do GT1,

existem quatro sub grupos:

- FT Cenários – Cujo objetivo é a avaliação estatística dos aspectos hidrológicos dos geradores de energia e vazão, provedores de cenários para os modelos de planejamento e programação da operação hidrotérmica e uso dos cenários nos modelos de planejamento e programação hidrotérmica .
- FT Tendência Hidrológica – Cujo objetivo é a avaliação do impacto que a tendência hidrológica exerce sobre a volatilidade do CMO (e consequentemente sobre o PLD). Neste contexto, a FT deve avaliar a alternativa da não utilização da tendência hidrológica do passado recente como condição inicial para a geração dos cenários de energia afluentes usados pelo modelo de médio prazo Newave para o cálculo da estratégia de operação.
- SGAM – Cujo objetivo é propor aperfeiçoamentos nas metodologias dos modelos. Análises e aprovação de metodologias e aperfeiçoamentos dos modelos em uso da cadeia de Planejamento e Programação da Operação Energética.
- SG Hidrologia – Cujo objetivo é a evolução e criação de novos modelos e versões dos modelos já existentes de previsão de vazão, assim como elaborar propostas, análises e aprovação de metodologias e aperfeiçoamentos de modelos de estudos hidrológicos e de operação hidráulica de aproveitamentos.

2. GT 2 - Grupo de Trabalho de Aperfeiçoamento de Modelos de Curto e Médio Prazo.

- FT NEWAVE – Cujo objetivo é propor, testar e validar os aperfeiçoamentos do modelo NEWAVE .
- FT DECOMP – Cujo objetivo é propor, testar e validar os aperfeiçoamentos do modelo DECOMP.
- FT DESSEM PAT – Cujo objetivo é propor, testar e validar os

aperfeiçoamentos do modelo DESSEM.

- FT GEVAZP – Cujo objetivo é propor, testar e validar os aperfeiçoamentos do modelo GEVAZP (geração de cenários sintéticos de vazões mensais), força tarefa que foi incorporada pela FT Cenários do GT1.

No GT1, são definidos procedimentos operativos e metodologias de apoio à decisão. Assim, no GT2, estas metodologias disponibilizadas são, na medida do possível, incorporadas aos modelos da cadeia de planejamento energético e programação da operação.

Capítulo 6 – Impactos da volatilidade do PLD no Mercado de Curto Prazo

De acordo com a Lei nº 10.848/04, o consumidor deve garantir o atendimento de 100% de sua carga, mediante contratos e, caso esta contratação não seja cumprida, o consumidor fica sujeito às penalidades, considerando seu lastro contratual nos últimos 12 meses. Assim, é possível que em alguns meses o agente esteja subcontratado e em outros, sobre contratado. Desta forma, o consumidor pode se utilizar de estratégias de contratação para tirar o melhor proveito possível das expectativas do preço futuro da energia, uma vez que a diferença entre o consumo e o contratado é valorada pelo PLD no mercado de curto prazo.

Os contratos podem ser de curto, médio e longo prazo, de acordo com o período de duração (duração menor do que seis meses, entre seis e vinte e quatro meses e maior do que vinte e quatro meses respectivamente). Coincidir o volume contratado em longo prazo com o efetivo consumo não é tarefa fácil e gera a necessidade de ajustes nos contratos já firmados. Estes contratos são denominados contratos bilaterais e o preço da energia dos contratos bilaterais é determinado a partir do período de início do contrato e considerando sua duração. Por conseguinte, contratos de menor prazo possuem maior reflexo do PLD, levando mais em conta a situação conjuntural do sistema, enquanto que os contratos de maior duração consideram mais o Custo Marginal de Expansão. Desta forma, à medida que a duração do contrato aumenta, torna-se menor a influência do preço de curto prazo.

Caso os estudos de previsão dos preços do mercado de curto prazo indiquem que este pode ser inferior ao preço do longo prazo, o comprador pode optar em deixar uma parcela de sua carga descontratada, contratando a diferença entre sua carga e seu consumo no mercado spot. Geralmente, os contratos firmados levam em conta o PLD e um "spread". Conforme mencionado neste trabalho, devido ao elevado índice de correlação do PLD com as afluições hidrológicas, a volatilidade do PLD pode se tornar um grande risco em contratos de curto prazo, mesmo o consumidor tendo a oportunidade de realizar pequenos ajustes.

Caso haja expectativa de queda em relação ao preço do curto prazo, pode ser firmado um contrato de médio prazo, quando existirá a possibilidade de renegociação dos montantes contratuais. A opção em firmar um contrato de longo prazo depende diretamente da previsão do preço spot realizado pelo agente, no final do contrato, o que o expõe novamente ao risco da volatilidade e dificuldade da previsão do preço.

Em relação aos contratos de longo prazo, o comprador se afasta do risco da variação do preço do mercado spot, uma vez que os preços já são pré-negociados. Os contratos de longo prazo auxiliam na expansão do sistema, garantindo recursos de geradores em novos projetos. Os novos projetos auxiliam na queda do PLD, uma vez que o sistema passa a contar com mais recursos energéticos e o agente é obrigado a se aprimorar no desenvolvimento de instrumentos que auxiliem no planejamento da contratação, tanto o consumidor, que precisa prever seu consumo, quanto o vendedor, que precisa definir os ativos que serão necessários para atender suas necessidades. Vale lembrar que o oposto ocorre com os vendedores, quando a preferência, é em registrar contratos de curto e médio prazo quando o PLD está baixo, uma vez que suas sobras serão vendidas aos preços firmados nos contratos bilaterais, que geralmente são mais altos do que os preços do mercado spot.

Abaixo, segue tabela com os riscos e oportunidades em relação a cada tipo de contrato, do ponto de vista do comprador:

Tabela 15 – Riscos e Oportunidades Contratuais

Tipo	Decisão tomada com relação a:	Oportunidade	Risco
Curto Prazo	Expectativa de preço do curto prazo inferior aos preços de médio e longo prazos.	Ganhos caso a expectativa do valor do PLD se confirme e fique baixa.	Volatilidade do PLD.
Médio Prazo	Expectativa do preço do curto prazo em relação ao preço futuro.	Reduzir o reflexo de uma alta no PLD no preço do contrato.	Volatilidade do PLD.
Longo Prazo	Expectativa do custo marginal de expansão.	Renegociação do preço contratado.	Custo Marginal de Expansão diferente do esperado.

Fonte: Tabulação Própria a partir de dos riscos e oportunidades dos tipos de contratos

A expectativa em relação ao comportamento futuro do PLD será determinante na decisão sobre a duração do contrato. De fato, considerando a forte correlação do PLD com a hidrologia, a previsão do PLD se torna mais difícil e, como consequência, a decisão sobre a duração do contrato também. Considerando que nos contratos de longo prazo a influência do PLD, e da sua consequente volatilidade, é menor, existe a tendência dos agentes optarem pela contratação em longo prazo. Assim, as operações comerciais no curto prazo são inibidas. No primeiro quadrimestre de 2008 houve uma redução de 28% nos valores de energia “compradas” no mercado spot em relação a igual período do ano de 2007. Essa redução ocorreu, principalmente, em função da atuação dos Produtores Independentes, que reduziram suas compras no mercado spot em 76%.

A expressiva elevação do PLD no 1º Quadrimestre de 2008 fez com que os valores pagos no Mercado Spot aumentassem significativamente, quando comparado ao 1º trimestre de 2007: aumento de 431%.

A alta volatilidade do PLD implica em riscos para os agentes, fazendo com que o conhecimento dos mecanismos de formação dos preços e o próprio acompanhamento do mercado (volumes, sazonalidade e agentes) sejam essenciais. No caso das distribuidoras/comercializadoras há a necessidade de acompanhar e prever o mercado para fins de contratação ou optar em estar exposto ao risco da CCEE, inclusive aprimorando as técnicas de previsão conforme a redução dos períodos de apuração até os níveis horários. Diante dos volumes transacionados e contabilizados, nota-se que decisões equivocadas podem comprometer significativamente a situação financeira dos agentes.

Conforme constatado nos capítulos anteriores, o fator que mais impacta na volatilidade dos preços é a energia afluyente e, consequentemente, o não conhecimento das afluentes futuras dificulta a previsão dos preços, o que, por sua vez, dificulta a previsão dos Encargos de Serviço do Sistema. Isto é particularmente verdadeiro, quando se considera que além dos Encargos já existentes, foram criados mais dois tipos de Encargos, visando a segurança do sistema e que, da mesma maneira que o encargo original, também onera os agentes que possuem carga, além de poder onerar todos os agentes que transacionam energia no mercado de curto prazo.

O despacho das termelétricas fora da ordem do mérito, por segurança energética e ultrapassagem da CAR e conseqüente aumento nos pagamentos dos ESS, onerou demais os agentes de mercado, gerando inadimplência e suspensão judicial na CCEE.

Como conseqüência dos dois pontos citados nos parágrafos anteriores, ocorre o aumento das tarifas dos consumidores das distribuidoras que ficaram subcontratadas, uma vez que estas repassam os custos de compra no curto prazo para o consumidor, como também repassam para a tarifa o ônus decorrente do pagamento dos Encargos de Serviço do Sistema.

Uma situação pública, que ocorreu devido aos fatos citados, foi o caso entre um consumidor livre e uma comercializadora, quando devido a disparada do PLD, que atingiu R\$ 569,59/MWh (preço máximo) em meados de janeiro e conseqüente falta de energia disponível no mercado, gerou descumprimentos de obrigações contratuais. O consumidor livre ficou descoberto no mercado de curto prazo, em janeiro, porque a comercializadora se recusou a registrar os contratos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica devido à falta de lastro.

Segundo informações consultadas no site Canal Energia, as duas empresas firmaram quatro contratos, com preços fixados em R\$ 122/MWh. Como nenhum dos contratos foi cumprido, o consumidor teve que recorrer ao mercado spot para suprir as necessidades energéticas e, como não possuía lastro comprovado, estava arriscado a ser penalizado pela CCEE. Nesta situação, resta recorrer à Justiça, pois caso contrário, o consumidor teria um prejuízo de cerca de R\$ 25 milhões apenas em janeiro.

De acordo com o consumidor livre, a alta do PLD fez com que a comercializadora se recusasse a registrar o contrato na CCEE em janeiro de 2008, como havia sido acordado entre as partes, porque a comercializadora não tinha lastro e teria que ir ao mercado spot, pagando o preço corrente da energia e, por conta disso, alegando que teria prejuízo se fizesse o registro do contrato. Por outro lado, a comercializadora alegou que o registro não foi feito porque o consumidor entregou as fianças bancárias e garantias após o prazo determinado nos contratos.

Quando em janeiro de 2008, o PLD saltou de cerca de R\$ 200,00 para o preço máximo (R\$ 569,59), a indústria nacional foi diretamente e bastante impactada. De acordo com a EPE, a classe industrial consumiu 3,1% a mais neste mês, o menor nível de expansão desde fevereiro de 2007, o preço alto inviabilizou a produção de algumas indústrias eletro intensivas que paralisaram ou diminuíram a produção. O desempenho industrial ficou abaixo da média nacional de expansão, de 4,6% em janeiro.

Vale lembrar que embora a alta do PLD, ocorrida em janeiro de 2008, tenha prejudicado e afetado a saúde financeira de alguns agentes, caracterizou-se um evento que também beneficiou outros. Os agentes que possuíam uma quantidade maior de contratos do que sua carga, ou mesmo os que possuíam uma geração superior à seus contratos de venda, puderam vender esta sobra de energia no mercado SPOT, gerando um lucro considerável.

A volatilidade do PLD traz reflexos nos investimentos e nas atividades industriais. O encarecimento da energia elétrica atingiu uma parcela dos consumidores livres que fazem parte do mercado livre e respondem por 20% do consumo total no país. Nesse nicho, as geradoras, distribuidoras e comercializadoras de energia fazem contratos sem a intermediação do governo, principalmente com consumidores industriais.

Entre as mais prejudicadas estão empresas em que a energia pesa muito no custo operacional, caso das produtoras de alumínio, de aço e de vidro. No caso de algumas empresas, consumidores livres, as máquinas de suas fábricas foram desligadas. Um grande consumidor ficou paralisado por um bom tempo, forçando a que a decisão de parar parte da fábrica tivesse de ser tomada pelos executivos, porque a conta de energia elétrica disparou subitamente.

Apesar do PLD não ter sua conceituação pautada no conceito econômico da “lei de oferta e demanda”, muitos contratos praticados no mercado são precificados pela aplicação de um spread sobre o PLD.

6.1 – Impactos da consideração da CAR no cálculo do PLD para o mercado de

curto prazo

Além da elevação do PLD, a ultrapassagem da CAR gerou Encargos de Serviços do Sistema a serem custeados por todos os agentes. No entanto, considerando que quando isso ocorreu, o PLD estava no preço máximo e os ESS são calculados pela diferença entre o PLD e o custo das usinas, esta diferença não foi tão grande, gerando encargos de aproximadamente R\$ 24 milhões.

A elevação dos preços do mercado de curto prazo devido à consideração da CAR interna aos modelos impacta diretamente os agentes, alterando seus faturamentos. No caso de um agente exposto negativamente, seu faturamento terá um impacto negativo que poderá gerar sérios problemas financeiros.

O pior ocorre quando esta elevação não consegue ser prevista, podendo causar desequilíbrio na economia e em diversos setores. O sinal de preço elevado pode distorcer sinais econômicos de mercado, impactando todo o sistema produtivo, desestimulando a contratação bilateral e eventuais trocas/cessões entre os agentes com sobras contratuais de longo prazo, além de influenciar os preços de contratação de longo prazo nos ambientes livre e regulado. Grandes consumidores industriais expostos ao PLD não teriam como repassar o custo associado à alta do PLD e reduziriam sua produção e as distribuidoras podem vir ficar expostas mesmo sem ter a intenção, repassando este ônus às tarifas dos consumidores.

Os custos adicionais decorrentes da segurança não deveriam ser considerados no aspecto comercial e deveriam ser remunerados de outra forma, desde que transparente.

Assim como já ocorre na contabilização da CCEE, onde os ESS gerados decorrentes da Resolução CNPE nº 08/07 são arcados por todos os agentes de mercado, considerando a energia transacionada nos últimos dois meses e o histórico de consumo, o custo adicional do despacho de uma usina acionada pelos motivos descritos na Resolução citada também poderia utilizar o mesmo critério. Assim, o PLD não seria contaminado e a segurança do sistema estaria assegurada, uma vez que usinas adicionais estariam sendo despachadas, e ressarcidas.

Foi realizado um estudo, simulando o PLD do mês de janeiro de 2008 sem a consideração da CAR, chegando-se aos valores apresentados na Tabela 16 a seguir.

Considerando os preços calculados considerando a CAR, o faturamento no mercado de curto prazo foi aproximadamente R\$ 1,2 bilhão, sendo que aproximadamente R\$ 40 milhões foram pagos em Encargos de Serviço do Sistema. Considerando o PLD calculado sem a consideração da CAR, o faturamento seria de aproximadamente R\$ 920 milhões, gerando uma redução de cerca de R\$ 270 milhões.

Tabela 16 – Comparação PLD com e sem CAR

jan/08		Semana 2 com CAR (R\$)	Semana 2 sem CAR (R\$)	Semana 3 com CAR (R\$)	Semana 3 sem CAR (R\$)	Semana 4 com CAR (R\$)	Semana 4 sem CAR (R\$)
SE/CO	Pesada	475,53	346,71	569,59	477,31	569,59	425,67
	Média	473,30	345,29	569,59	477,31	569,59	425,67
	Leve	472,21	345,29	569,59	477,31	569,59	425,67
S	Pesada	475,53	346,71	569,59	477,31	569,59	425,67
	Média	473,30	345,29	569,59	477,31	569,59	425,67
	Leve	472,21	345,29	569,59	477,31	569,59	425,67
NE	Pesada	475,53	345,48	569,59	464,14	548,14	411,49
	Média	473,30	345,29	569,59	464,14	548,14	411,49
	Leve	472,21	345,29	569,59	464,14	548,14	411,49
N	Pesada	475,53	346,71	569,59	477,31	569,59	425,67
	Média	473,30	345,29	569,59	477,31	569,59	425,67
	Leve	472,21	345,29	569,59	477,31	569,59	425,67

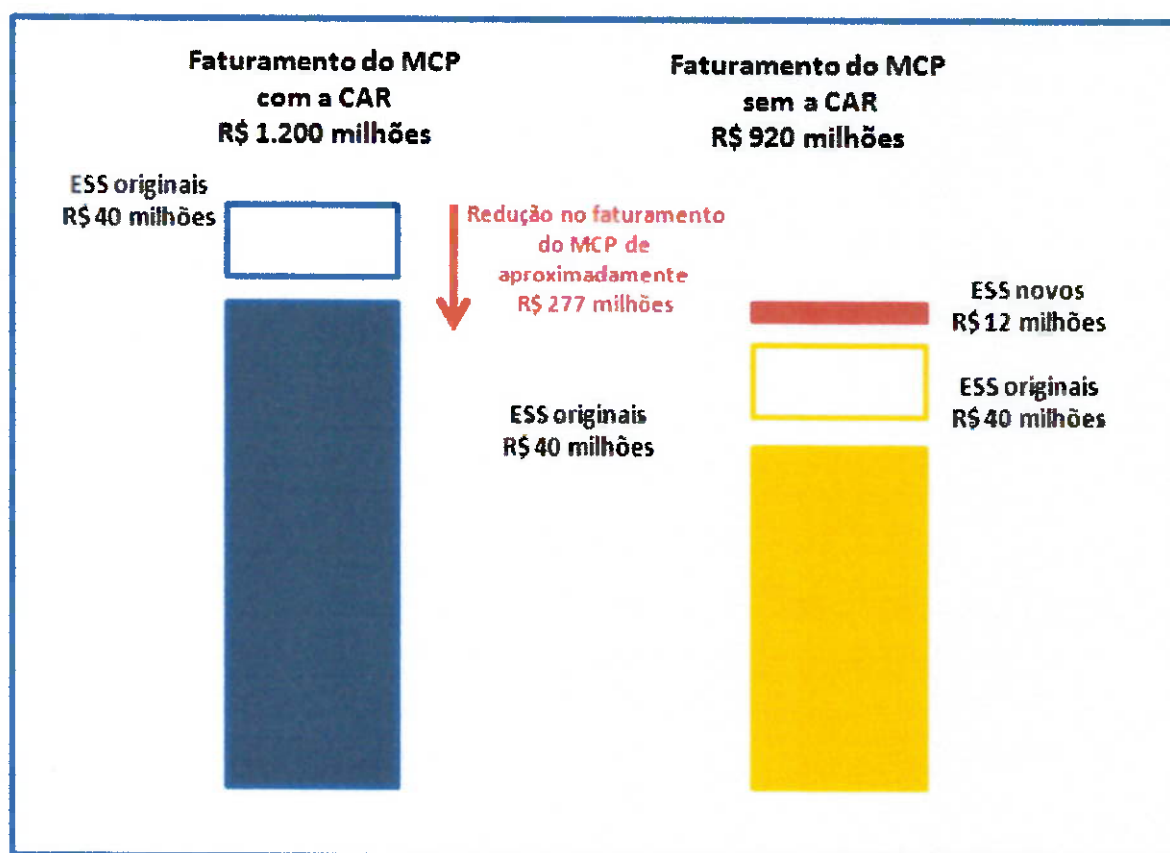
Fonte: Estudos com dados do NEWAVE e DECOMP disponíveis no site da CCEE

Foi realizado um estudo, onde as usinas que deixaram de ser despachadas com a redução do PLD, passariam a ser despachadas por segurança energética e a ser ressarcidas pelos Encargos de Serviço do Sistema, ou seja, além dos ESS já originados quando a CAR foi utilizada no cálculo do preço, as usinas que tiveram seus custos entre os PLDs reais e simulados também passariam a ser ressarcidas. Como resultado, além dos R\$ 40 milhões originais em ESS (que aumentariam, uma vez que a diferença entre PLD e custo da usina também aumentaria), seriam adicionados mais R\$ 12 milhões.

Ou seja, a não consideração da CAR reduz o PLD, aumentaria os ESS, mas como um todo, impacta menos o faturamento dos agentes. A consideração da CAR

distorce a sinalização do preço do mercado de curto prazo. Não faz sentido que apenas os agentes momentaneamente expostos ao PLD paguem pela segurança (pagamento ao PLD excessivamente alto), visto que todo o sistema é beneficiado. A segurança do sistema precisa ser tratada como um benefício, que deve ser valorado separadamente. A separação de cada parcela torna a sinalização do PLD mais adequada, previsível, menos volátil e mais transparente aos agentes.

Figura 7 – Comparação ESS – PLD com e sem a CAR



Fonte: Gráfico elaborado a partir de dados de preços e de contabilização disponíveis no site da CCEE

Na pesquisa realizada, constatamos que os agentes acham que o modelo atual de cálculo do preço carece de aperfeiçoamento e de auditorias externas. Os parâmetros de restrição adicional como a CAR evidenciam o descrédito no modelo de previsão atual. Na opinião deles, o PLD acaba sendo mascarado por estas situações conjunturais, bastando analisar as diferenças nos resultados do modelo de um mês para outro.

6.2 – Impactos do Aumento dos Encargos de Serviço do Sistema no Mercado de Curto Prazo decorrentes da volatilidade do PLD e da baixa afliência

Como mencionado anteriormente, o sistema elétrico brasileiro está interligado, sob regulação da ANEEL e supervisão técnica do Operador Nacional do sistema Elétrico. Assim, conforme estabelecido na Lei nº. 10.848/2004, os encargos se caracterizam como o preço a ser rateado entre os agentes do mercado, de forma a garantir a operação e a sustentabilidade do sistema. Conforme definição constante no glossário técnico da ANEEL:

"os valores monetários destinados à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN, que compreendem os custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado, a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede, necessária para a operação do sistema de transmissão, a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

Resolução Normativa ANEEL nº. 109, de 26 de outubro de 2004 (Diário Oficial, de 29 out. 2004, seção 1, p. 196)"

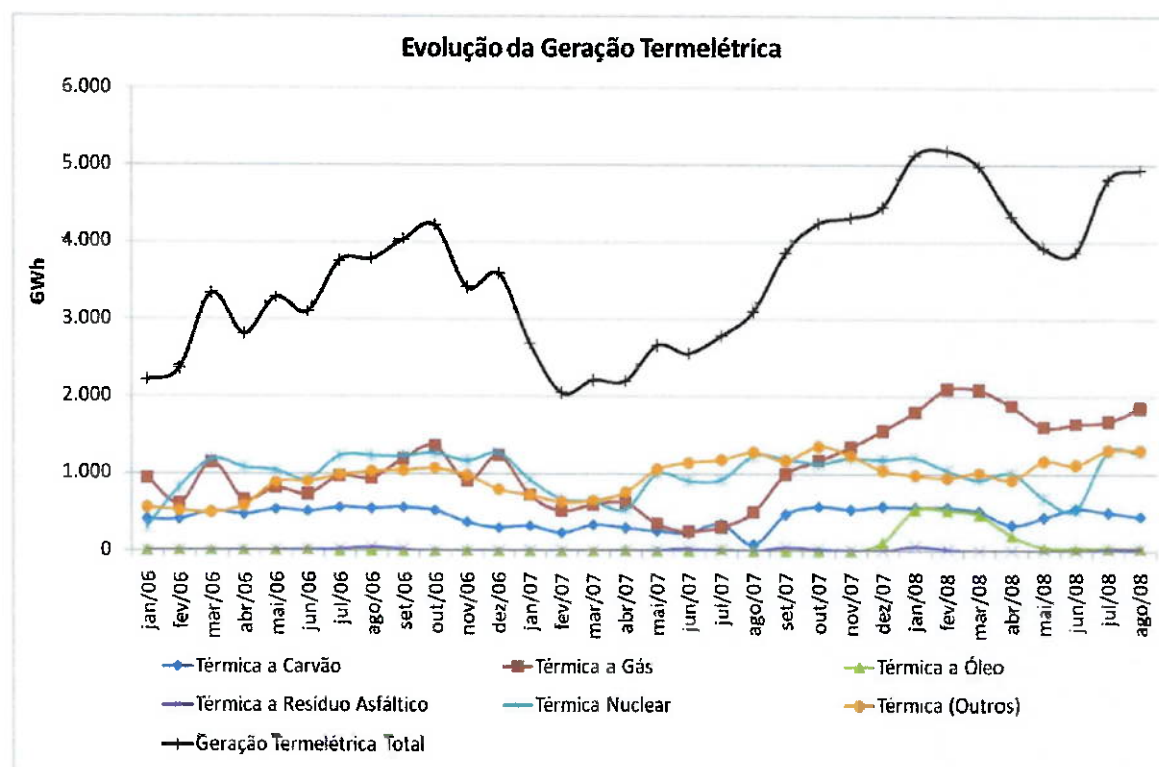
Adicionalmente à Resolução nº 109/04 citada, a Resolução CNPE nº 08/07 trata dos encargos provenientes dos despachos fora da ordem de mérito por questões de segurança energética e por ultrapassagem da CAR, determinando que os despachos citados não devem ser considerados para a determinação do PLD. A motivação para esta decisão consiste no fato de que mecanismos adicionais de segurança operacional e seus custos não devem contaminar o cálculo do preço do mercado de curto prazo.

O custo das usinas despachadas pelos motivos acima devem ser arcados por todos os agentes.

Conforme mencionado anteriormente, a afliência é a variável que mais impacta o

cálculo do PLD e, considerando o despacho otimizado que ocorre, com o objetivo de poupar água em situações de estiagem, em períodos onde a meteorologia não ajuda, foi necessário seguir o descrito na Resolução nº 08/07, despachando usinas térmicas buscando a segurança energética. Em outras palavras, as baixas afluições, além de impactarem o PLD, geram a necessidade de pagamento de Encargos de Serviço do Sistema. O gráfico 10 demonstra a evolução da geração térmica neste período:

Gráfico 10 – Evolução da Geração Termelétrica



Fonte: Resultados Anuais / Relatórios Públicos Site CCEE

No caso de ressarcimento das usinas que geraram por ultrapassagem da CAR o rateio do valor a ser pago às mesmas, é realizado utilizando como base os montantes de energia transacionados na CCEE nos últimos doze meses, incluindo o próprio mês de apuração.

A energia comercializada de cada Agente da CCEE deverá incluir, a cada mês, os

montantes associados aos Ativos de medição pelos quais o agente é responsável na contabilização e seus contratos de Compra e Venda de energia elétrica.

Os Encargos por Ultrapassagem da CAR ocorreram na última semana de janeiro de 2008 e na primeira semana de fevereiro do mesmo ano, gerando um montante de aproximadamente R\$ 1,5 milhão e R\$ 23 milhões respectivamente, impactando o faturamento de todos os agentes de mercado.

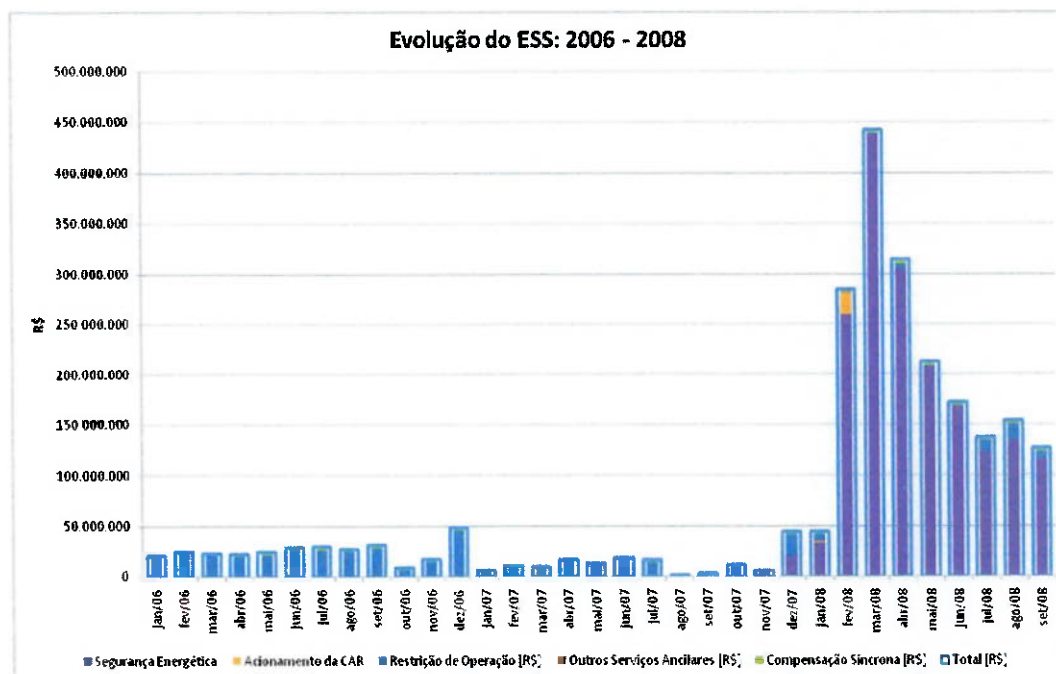
Os Encargos por Segurança Energética são arcados por todos os agentes de consumo, com base em seu consumo dos últimos doze meses. As usinas térmicas a gás e a óleo, que foram despachadas para garantia a segurança energética, tiveram seus despachos adicionais acionados em dezembro de 2007 e, preliminarmente, havia a previsão de término em fevereiro de 2008, mas não foi o que ocorreu.

A decisão da continuidade dos despachos era tomada em reuniões do CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico que, baseado em informações de que o sistema interligado ainda não estava seguro no momento das reuniões, determinava a manutenção do despacho adicional, tendo a situação sido mantida até recentemente. Vale lembrar que mesmo nos períodos onde o despacho foi baixo, o valor dos Encargos cresceu exponencialmente.

O gráfico e a tabela a seguir demonstram os ESS pagos a partir de janeiro de 2006 até setembro de 2008, lembrando-se que em 2006 e 2007 não existiam os encargos por segurança energética e ultrapassagem da CAR.

Analisando as informações sumarizadas, nota-se que o ESS do mês de janeiro representou dos menores valores, mas analisando apenas este aspecto, não é possível analisar a péssima situação energética enfrentada na época. No mês em referência, foram despachados cerca de 410 MW, mas como a CAR já havia contaminado o PLD, atingiu-se o valor máximo para o preço de curto prazo.

Gráfico 11 – Evolução dos ESS – 2006 até 2008



Fonte: Resultados Anuais / Relatórios Públicos Site CCEE

Tabela 17 – Montantes pagos pelos ESS – 2008

Mês (08)	ESS (R\$)
janeiro	33.686.390,99
fevereiro	259.291.297,95
março	438.342.592,15
abril	305.283.273,94
maio	207.811.261,18
junho	168.413.684,87
julho	123.871.174,10
agosto	135.716.747,48
setembro	115.590.443,70
TOTAL	1.788.006.866,36

Este fato implicou em que a diferença entre PLD e custo das usinas fosse pequeno, gerando um valor relativamente baixo de ESS, assim como o que ocorreu com os encargos por ultrapassagem da CAR. Vale lembrar que considerando a indisponibilidade de gás, em janeiro ocorreu o despacho apenas de usinas movidas a óleo.

A partir de fevereiro de 2008, as usinas térmicas a gás, passaram a gerar acima do montante estabelecido no Termo de Compromisso, por solicitação do ONS, e esta geração passou a ser considerada como despacho fora da ordem de mérito, sendo passível de recebimento de ESS. O ápice desta geração ocorreu em abril de 2008, quando as térmicas a gás geraram cerca de 1.170 MW.

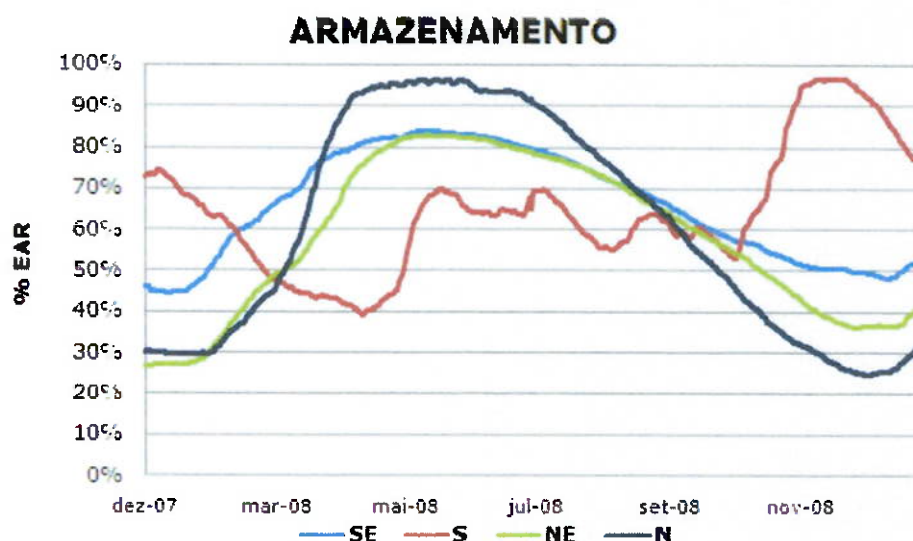
A partir de junho, apenas usinas movidas a gás foram despachadas. As usinas que foram despachadas foram praticamente as mesmas durante o período, ou seja, os custos ressarcidos eram sempre os mesmos, mas considerando a queda do PLD a partir da segunda semana de fevereiro, que foi para cerca de R\$ 240,00, a diferença entre PLD e Custo das Térmicas aumentou, reduzindo os ESS pagos.

Mesmo tendo ocorrido recebimento de ESS para algumas usinas, de abril a dezembro de 2007, não houve pagamento de ESS, uma vez que a sobra do excedente financeiro foi suficiente para realizar o ressarcimento às usinas despachadas para atender restrições elétricas.

Assim, os agentes não foram onerados neste período no que se refere a este encargo.

O principal objetivo do despacho adicional foi manter a segurança do sistema, sendo que um dos indicadores de sucesso desta medida pode ser considerado o nível dos reservatórios dos subsistemas. No gráfico 12 nota-se a evolução do armazenamento no período de dezembro de 2007 a novembro de 2008.

De acordo com os dados do IPDO, nos submercados Sudeste e principalmente no Nordeste, que tinha a situação mais crítica, o nível dos reservatórios aumentou, passando de 46% no início de janeiro de 2008, para 66,2% no início de março do mesmo ano, e de 26,8% para 45,1% respectivamente.

Gráfico 12 – Evolução do Armazenamento – 2008

Fonte: Gráfico elaborado a partir dos dados do IPDO disponíveis no Site do ONS

Foi realizada uma análise da relação custo-benefício imposta pelas medidas preventivas do governo para evitar racionamentos nos próximos anos como o acionamento das térmicas e a contratação de energia de reserva. O estudo apontou que o despacho fora da ordem de mérito citado, representou de janeiro a outubro de 2008, o custo de R\$ 1,9 bilhão para o consumidor, contra R\$ 24 milhões em 2007 e R\$ 207 milhões, em 2006. Também foi analisado o custo-benefício médio para todos os cenários hidrológicos. O ICB médio calculado após as medidas do governo ficou em R\$ 5,7 mil/MWh, acima do custo econômico do déficit usado pelo Ministério de Minas e Energia e pela Empresa de Pesquisa Energética nos estudos de planejamento, de R\$ 2,5 mil/MWh. Além disso, o índice também excedeu o maior segmento do custo-benefício usado no planejamento operativo do Operador Nacional do Sistema Elétrico, o maior que 20% da demanda (R\$ 4.839/MWh). Ou seja, a ação de manter as térmicas a gás ligadas durante todo o período úmido e seco não é coerente com o planejamento operativo do ONS, que indicava que as térmicas a óleo deveriam ser desligadas a partir da terceira semana de fevereiro.

Analisando isoladamente a situação de alguns agentes, notamos que o pagamento

dos ESS representou um percentual muito alto no faturamento total dos mesmos. Analisamos os dados de outubro de 2008, de acordo com fonte dos Relatórios Individuais no site da CCEE, notamos agentes que se considerados apenas os montantes transacionados no curto prazo, teriam faturamento positivo, mas após o pagamento dos Encargos de Serviço do Sistema, passaram a ter faturamento negativo.

Considerando principalmente os consumidores livres, onde suas transações no mercado de energia são consubstanciadas basicamente por dados de contratos e de medição, seus faturamentos seriam positivos, mas quando os pagamentos pelos ESS são considerados, o faturamento de todos eles passa a ser negativo. A tabela abaixo resume os dados para o mês de outubro de 2008, considerando o faturamento de 600 agentes, cujas operações consistem basicamente em contratos e dados de consumo:

Tabela 18 – Faturamento MCP x ESS – Outubro de 2008

Dados em R\$		
Recebimento / Pagamento por Energia Comercializada no Curto Prazo	Recebimento / Pagamento por Encargos de Serviços do Sistema	Recebimento / Pagamento Total do Agente
44 415 093 45	-35 516 677,76	8 561 925 66

Fonte: Tabulação própria a partir dos Resultados Individuais / Relatórios Públicos Site CCEE

Outro fator que impacta fortemente os consumidores livres é o fato de os custos decorrentes da aplicação dos ESS não poderem ser repassados, a não ser que a expectativa dos mesmos estejam refletidas no preço de seus contratos. No caso do cliente livre, o pagamento é realizado mensalmente no momento da liquidação na CCEE, enquanto que para o cliente cativo a cobrança por meio da tarifa inclui a expectativa do custo do ESS futuro, como também o custo do período passado não coberto pelas tarifas e ainda uma remuneração adicional à distribuidora pelas despesas financeiras de períodos passados pagas na CCEE sem a devida cobertura tarifária.

Situação pior ocorre para um consumidor livre que tomou a decisão de retornar ao mercado cativo em um momento posterior ao período quando ocorreu alto pagamento pelos ESS na CCEE, situação em que o pagamento pelos ESS será realizado duplamente. Para exemplificar, consideremos um agente que retornou ao mercado cativo em outubro de 2008. Os primeiros pagamentos referentes aos meses de outubro de 2007 a setembro de 2008 ocorreram nas liquidações da CCEE. Considerando que o mesmo período de ESS pagos será considerado na revisão tarifária da distribuidora de quem se tornou novamente cliente cativo, uma nova cobrança será realizada no momento do pagamento das faturas para a distribuidora.

Mesmo sendo totalmente contra a opinião do grupo, que é a de que a consideração da CAR deveria ser externa aos modelos de precificação, e de que o despacho das usinas acionadas por este mecanismo deveria ser ressarcido de outra maneira, podendo ser através dos Encargos de Serviços do Sistema, ressaltamos que na opinião de alguns agentes questionados na pesquisa realizada, um ponto crucial é exatamente a não consideração do preço do despacho das térmicas acionadas para atendimento a segurança energética no cálculo do PLD, passando os custos para os ESS. Tais agentes consideram que essa premissa reduziu de maneira artificial o PLD e os consumidores continuam pagando por isso via os ESS.

Capítulo 7 – Ações que mitigam o impacto da volatilidade do PLD

7.1 - Preâmbulo

Em decorrência do novo modelo de mercado brasileiro de energia, a volatilidade da hidrologia brasileira poderia ser bastante prejudicial à entrada de novos agentes e à disputa por blocos de energia. No entanto, para minimizar os riscos financeiros, existem regras específicas de mercado, como contratação bilateral e mecanismo de realocação de energia.

Na realidade, a reclamação dos agentes decorrente da volatilidade do PLD vem da especulação realizada em torno dele, pelo que a redução da especulação e maior proteção através da contratação amenizaria os altos impactos negativos das altas de PLD.

A decisão de migrar para o mercado livre é particular a cada consumidor, mas alguns fatores, tais como a importância da energia no processo produtivo e fatores específicos como a compatibilidade do perfil de consumo com as tarifas do mercado cativo, devem ser levados em consideração.

Um dos fatores mais importantes que devem ser levados em consideração na decisão de migração para o mercado livre é a comparação da tarifa de energia cobrada no mercado cativo com o preço que será cobrado pelos contratos de compra de energia, ou com o preço cobrado no mercado SPOT, que baliza o preço da energia para contratos de muito curto prazo, às vezes até ex-post.

Ao contrário do mercado cativo, onde o ESS é pago por meio da tarifa, no preço do mercado livre, o custo referente aos ESS não é considerado, uma vez que o consumidor deverá pagar separadamente por este encargo. Ou seja, além da previsão do preço futuro da energia, o que norteia todas as decisões para o registro de um contrato de curto ou de longo prazo, o consumidor também deverá realizar a previsão dos Encargos de Serviço do Sistema.

Conforme relatado no capítulo anterior, os ESS compõem uma grande parcela no

faturamento dos consumidores livres, fazendo com que um faturamento positivo (baseado apenas em dados de consumo e contratos de compra/venda) se torne negativo. Vale lembrar que o ESS deverá ser pago independente da posição financeira do consumidor, uma vez que o mesmo é rateado na proporção do consumo de todos os agentes. De qualquer maneira, este encargo é cobrado tanto no mercado livre, quanto no cativo.

Além da análise dos ESS, o “candidato” a consumidor livre deve analisar o perfil de seu consumo, uma vez que as tarifas de energia no mercado cativo são cobradas diferenciadamente para período de ponta e fora ponta, e períodos úmidos e secos. No mercado livre não é comum ocorrer a diferenciação de preços em períodos distintos. Vale lembrar que a tarifa de energia do mercado cativo, considera o portfólio de contratos da distribuidora, bem como seu mercado de energia (consumo), assim, para realizar a previsão da tarifa neste mercado, o consumidor deve realizar a análise dos contratos que a distribuidora da sua área de concessão possui, bem como seu mercado consumidor.

Quase todas as parcelas cobradas na tarifa de energia também devem ser pagas, de outra maneira, no mercado livre, como os ESS e as perdas na rede básica. A única parcela paga no mercado cativo e não considerada no mercado livre são os custos com pesquisa e desenvolvimento (P&D).

Caso o consumidor decida migrar para o mercado livre, algumas medidas de segurança devem ser tomadas.

Comercialmente, a forma tradicional e segura para reduzir os riscos financeiros seria através de contratos que fixem os preços, os prazos, as quantidades e condições, acordados entre as partes compradora e vendedora. Dessa forma, foi criada a possibilidade de contratação de energia bilateralmente entre os agentes do Setor Elétrico Brasileiro. As energias que não estiverem respaldadas por contratos bilaterais ou de leilão estarão sujeitas aos riscos da volatilidade dos preços.

Dependendo da estratégia energética adotada, a empresa consumidora pode estar mais ou menos sujeita à crise do momento. Normalmente, fornecedores e consumidores mantêm contratos com prazos longos, com preços fixados, a parte do mercado que está nessa situação acaba operando sem maiores sustos, apenas com

pequena preocupação para o caso da situação se prolongar até o momento da renovação dos contratos.

Caso uma empresa consumidora opte em não contratar energia, decidindo comprar energia no mercado spot no futuro, ou até contratar menos energia do que sua demanda prevista podem ocorrer duas situações:

- Caso o PLD no futuro for baixo, ocorre um ganho no mercado spot, que fica dependente do volume de energia que foi contratado anteriormente com sua supridora;
- Caso o PLD futuro for alto, a empresa terá uma perda financeira que também dependerá do volume de energia que deixou de contratar.

Da mesma maneira, caso a empresa opte em contratar energia elétrica, outras duas situações podem ocorrer:

- Caso o PLD futuro for alto, ocorre um ganho, uma vez que o agente não precisará comprar energia no mercado de curto prazo;
- Caso o PLD for baixo, decorrente de eventuais altas afluições, a empresa perderá a oportunidade de ganhar, uma vez que os preços médios dos contratos são mais altos que os PLDs em períodos úmidos.

Semelhante ao que ocorre com grandes consumidores, as conseqüências financeiras em casos de não contratação de geradores ou comercializadores resultam em ganhos em situações de PLD alto e perdas em casos de PLD baixo.

Independente da estratégia de contratação adotada pelo consumidor livre, o optante precisa estar preparado para algumas situações, tais como os pagamentos decorrentes dos ESS e o aporte de Garantias.

A estratégia de não realizar o registro de contratos pode ocasionar um maior aporte de garantias, uma vez que o cálculo atual considera a posição futura de contratação dos agentes, comparando seus contratos com sua previsão de consumo.

Figura 8 – Ambiente de Contratação Livre e Regulada



Fonte: Site CCEE

7.2 – Os estudos de Mercado e Planejamento

Não apenas para a previsão do cálculo do PLD, preço pelo qual todas as operações no mercado de curto prazo são valoradas, as atividades de estudar o mercado de energia se tornam cada vez mais importantes, pois compreendem diversas tarefas específicas, destinadas ao acompanhamento e conhecimento do mercado de oferta e demanda de energia.

A análise e previsão do comportamento do mercado de fornecimento ganha destaque neste contexto. Antigamente, os estudos de mercado de energia elétrica eram elaborados apenas para atender o planejamento tarifário e setorial. Com a reestruturação do setor elétrico, o planejamento passou a ser indicativo em um contexto que prioriza a atuação operacional e rentável aos agentes.

Para todos os participantes do mercado, os estudos são fundamentais no subsídio à execução do planejamento financeiro, técnico e comercial, bem como para o conhecimento dos agentes, sejam geradoras, distribuidoras, comercializadoras ou consumidores livres. Dentre os objetivos relacionados tanto com o planejamento setorial como dos agentes, busca-se efetuar o melhor balanço de oferta e demanda por energia, mediante as opções existentes de oferta (suprimento) de energia, com

constante acompanhamento das mudanças estruturais e dinâmicas em curso. O aspecto da geração é fundamental na definição dos montantes e preços da energia elétrica disponíveis no mercado.

Os estudos do mercado também são importantes ao subsidiar os consumidores livres que, na necessidade de realizar negócios rentáveis, precisam de instrumentos que permitam conhecer melhor o comportamento do mercado de energia elétrica. Diante do novo contexto competitivo, ampliam-se os agentes competidores e ofertantes de energia, gerando riscos e oportunidades de negócios e de compra de energia; tornando evidente que os mercados de suprimento e fornecimento de energia são os ambientes onde os agentes que produzem, fornecem e consomem a energia elétrica, podem realizar negócios rentáveis, ou mesmo, em algumas situações, sofrer prejuízos contundentes, de acordo com a sua atuação frente às oportunidades que possam surgir.

Os estudos de mercado oferecem um apoio fundamental ao planejamento comercial e estratégico dos consumidores livres, no que diz respeito a prover informações que auxiliem na busca de oportunidades de compra e venda de energia. A estrutura e a necessidade dos agentes condizem com os desafios apresentados pelo mercado de energia e o grau de agressividade comercial do agente.

Considerando que algumas das variáveis utilizadas para os estudos de mercado são as mesmas utilizadas para o cálculo do PLD e para a previsão do consumo encaminhado para o cálculo do aporte de garantias financeiras, se conclui que a importância das mesmas é muito grande. A realização dos estudos gera melhoria de negociação para preços dos contratos e menor descolamento nas previsões encaminhadas para o cálculo da garantia.

De acordo com a opinião de TOFFLER e TOFFLER (2001), as projeções baseadas no histórico e de raciocínio linear estão sempre sujeitas a erros, posto que se vive um momento de revoluções periódicas, que representam turbulências, oportunidades e surpresas para a vida humana.

Capítulo 8 – Conclusão

Considerando que o PLD - Preços de Liquidação das Diferenças é de suma importância para a quantificação dos custos operacionais das empresas atuantes no mercado de energia elétrica e, em consequência, condicionante para a saúde financeira dos Agentes, seja norteador de suas decisões estratégicas referentes ao fechamento de contratos, seja para precificar eventuais exposições no Mercado de Curto Prazo, a atividade de previsão do preço torna-se altamente relevante para as empresas.

Na análise desenvolvida, foi possível corroborar a percepção dos Agentes de Mercado, no sentido de que o PLD é extremamente volátil. Este fato inconteste decorre, basicamente, da inerente incerteza nas principais variáveis utilizadas em sua formação, tais como carga, disponibilidade das usinas, e principalmente, energias afluentes. Uma vez que as variáveis citadas se referem aos principais dados de entrada para o cálculo do PLD, uma cenarização de sua evolução futura também se torna essencial. Considerando que a referida cenarização é extremamente complexa, o cálculo de previsão do PLD final se tornou uma tarefa árdua e desafiadora para as empresas.

Exemplos emblemáticos da importância da previsão dos preços, tanto para fechar contratos de energia, quanto para a definição dos custos operacionais dos agentes no mercado de curto prazo são, respectivamente, as ações judiciais movidas pelos agentes que se julgam prejudicados, como também a inadimplência verificada.

Outro fator analisado se refere à consideração de mecanismos de segurança energética no cálculo do preço, tal como a CAR – Curva de Aversão ao Risco. De acordo com os dados apresentados, foi possível analisar que os preços calculados com e sem a CAR, se alteram consideravelmente, principalmente em épocas em que as energias afluentes não configuram uma situação favorável. Além de impactar o preço no mercado de curto prazo, os mecanismos de segurança energética elevam os Encargos de Serviço do Sistema, que são arcados por todos os agentes e, em alguns casos, repassados para as tarifas cobradas dos consumidores finais ou cobrados nos preços de fechamento dos contratos.

Analizamos que, caso a CAR não fosse considerada no cálculo do PLD e se as usinas que seriam despachadas por ordem de mérito passassem a ter seus custos ressarcidos pelos ESS, o impacto no faturamento dos agentes de mercados seria bem menor.

Devido à inerente questão de incerteza, o ideal é a utilização de técnicas de formulação de cenários, por contribuir fortemente para a disseminação do conhecimento sobre o mercado de energia e o desenvolvimento interno de uma maior reflexão e conscientização sobre os eventos futuros possíveis e suas consequências. Esta técnica pode evitar situações inesperadas e auxiliam na tomada de decisão.

A difícil previsão do preço, torna necessário que os agentes de mercado disponham de proteção para fazer frente à volatilidade dos preços no mercado de curto prazo.

Em qualquer estratégia de proteção, uma das informações mais importantes é o preço futuro, posto que a incerteza e a volatilidade criam uma situação de risco de mercado para os agentes setoriais que, função da necessidade de elaborar as suas estratégias de comercialização e investimentos em energia, devem buscar todo o conhecimento sobre o mercado de suprimento, suas regras e informações necessárias. Ou seja, há que prever o preço spot do futuro, uma vez que em cada decisão tomada no presente, em função do preço previsto, estará sempre embutido um risco que deve ser quantificado. Em um ambiente competitivo, investidores, compradores e vendedores não precisam apenas de projeções bem fundamentadas sobre o preço futuro, mas, também, avaliações do risco de comprar e vender energia com base em previsões do preço.

Mesmo não refletindo a realidade, os agentes consideram que o PLD é o balizador do Mercado e este parâmetro acaba guiando suas decisões, podendo “moldar” a realidade. Mesmo em um cenário de preços formado pelo mercado, é importante a disponibilização de ferramentas computacionais robustas para a representação das condições de atendimento ao mercado para que, individualmente, cada agente possa fazer seus cenários. Se as ferramentas disponíveis para modelar o setor elétrico forem tendenciosas (em relação às previsões de aflúências, por exemplo), os cenários individuais também o serão.

A Previsão do preço, como descrito nos textos da monografia, é realmente muito difícil de ser realizada antes da sua divulgação, ou seja, mesmo com as simulações realizadas com softwares de última geração, as empresas não conseguem prever o preço da maneira correta. A dificuldade decorre do fato de que o funcionamento dos modelos utilizados para o cálculo do PLD não são de total conhecimento dos agentes, bem como dados confiáveis e representativos são de difícil obtenção.

Devido à situação recentemente ocorrida no mercado de curto prazo, foi desenvolvida uma nova metodologia para definir as garantias financeiras, buscando evitar exposição ao preço "spot" ou, em outras palavras, a CCEE quer induzir os Agentes à contratação de longo prazo, focando evitar a inadimplência. De acordo com as novas regras de garantias financeiras, quem não aportar o valor calculado pode ter a saída do mercado livre decretada. No caso dos consumidores livres, a saída pode ser aprovada pelo conselho da CCEE e, para as demais categorias, a saída é analisada e aprovada pela ANEEL.

Casos ocorridos no mercado fizeram com que novas tentativas de controle de inadimplência fossem desenvolvidas incentivando a contratação e o aporte de garantias, mas, como o PLD é de previsão complexa, fica muito mais difícil para as empresas trabalharem apenas com o SPREAD usual do mercado, posto que existem alterações no PLD que passam de 600% de diferença, sendo que esse tipo de alteração no PLD pode inviabilizar as operações das empresas, como já ocorreu recentemente no início de 2008.

Um controle maior de aporte de garantias e dados mais confiáveis para os agentes de mercado simularem suas estratégias, poderia mitigar o risco de inadimplência da CCEE.

Finalmente, ressalte-se que as vantagens de um bom sistema de previsão do PLD, ou o fato do agente dispor de mecanismos eficientes de proteção, são de vital importância para a situação financeira e para a sobrevivência das empresas.

BIBLIOGRAFIA ADOTADA

- [1] **GUEDES FILHO**, Ernesto Moreira, **CAMARGO**, José Márcio e **FERRÉS**, Juan Gabriel Pérez. Energia As razões da crise e como sair dela. **Editora Gentes**, 2002.
- [2] **DA SILVA**, Edson Luiz. Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica. **Editora Sagra Luzzatto**, 2001.
- [3] **PIRES**, José Cláudio L. Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro. BNDES. Textos para discussão - nº.76.Mar.2000
- [4] **TOFFLER**, Alvin. **TOFFLER**, Heidi. Sempre pensamos no futuro. Mas por que não aprendemos ? O Estado de S.Paulo. 11/03/2001. P. A17
- [5] **MATSUDO**, Eduardo. A Reestruturação Setorial e os Reflexos sobre o Planejamento e os Estudos de Mercado das Distribuidoras de Energia Elétrica. São Paulo: Maio,2001. Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia – (Instituto de Eletrotécnica e Energia / Escola Politécnica / Faculdade de Economia, Administração e Ciências Contábeis / Instituto de Física) da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Energia.
- [6] Fagundes Filho, C. A. C. **Análise da estratégia de contratação de consumidores livres tendo como balizamento a formação de preços no mercado cativo**. 2009. 105 p Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009..
- [7] **Resolução CNPE nº 08**, de 27 de dezembro de 2007.
- [8] **Portaria MME nº 125**, de 14 de junho de 2007.

SITES CONSULTADOS

<http://www.aneel.gov.br> - Acesso de agosto de 2008 a março de 2009

<http://www.ccee.org.br> - acesso de agosto de 2008 a março de 2009

<http://www.ons.org.br> - acesso de agosto de 2008 a março de 2009

http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=27&pagId=15058 – acesso em 30/09/08

<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/secoes/home.asp> - acessos de agosto de 2008 a março de 2009

<http://www.enertrade.com.br> – acessos de janeiro a maio de 2009

<http://www.abraceel.com.br> – acessos de janeiro a maio de 2009

ANEXOS

Questionário

Os maiores impactados com a previsão do PLD são os agentes de mercado, assim, com o objetivo de estimar se os agentes possuem as licenças necessárias para a utilização dos modelos de precificação, se realizam a previsão de preços, e principalmente, procurar entender quais as dificuldades encontradas para a realização da previsão, foi elaborado um questionário e enviado aos agentes de todas as classes, distribuidores, geradores, comercializadores, consumidores livres e associações.

O questionário contou com três questões cujas respostas eram sim ou não, e mais cinco questões abertas. O questionário foi respondido por 9 empresas, de todos os segmentos. Lembramos que as respostas refletem as respostas das pessoas entrevistadas, e não a opinião das empresas que eles representam.

Abaixo, descrevemos as questões, e a sínteses das respostas:

1. Sua empresa possui licença de uso do DECOMP?

Das empresas entrevistadas, todas as distribuidoras e comercializadoras possuem a licença do DECOMP. As associações e consumidores livres não a possuem.

2. Sua empresa possui licença de uso do NEWAVE?

Ao contrário da licença do DECOMP, além de distribuidoras e comercializadoras, o consumidor livre também possuem a licença de uso do NEWAVE.

3. Existe algum mecanismo de previsão do PLD na sua empresa? Se sim, qual o mecanismo utilizado? É oficial? É algum modelo desenvolvido pela empresa?

Nas simulações, os agentes utilizam os decks oficiais disponíveis nos sites da CCEE e ONS para a previsão, e através da utilização dos modelos de Previsão de Vazões, NEWAVE, e DECOMP, estimam valores para os dados de entrada, levando em consideração as condições futuras de atendimento e de mercado,

tal como estimativa de afluência e de armazenamento. Apenas no caso da distribuidora, além dos modelos oficiais, foi desenvolvido um modelo de previsão pela própria empresa.

4. Quais os principais fatores considerados na previsão do PLD?

Como havíamos previsto, vários fatores foram citados pelos agentes, tais como, a energia armazenada inicial dos reservatórios, previsão das afluências futuras, afluências verificadas, tendência hidrológica, entrada de novos empreendimentos em operação, parada para manutenção das usinas existentes, inflexibilidades declaradas pelos agentes, os CVUs das térmicas, capacidade de geração das usinas instaladas (considerando a disponibilidade de combustíveis), o fator de desconto (discount factor, utilizado para trazer valores futuros para o valor presente), as restrições de transmissão entre os submercados e a previsão da carga. Mas os mais citados pelos agentes foram os cenários futuros de afluências, carga e expansão da oferta, sendo as afluências que ganharam a maior importância.

5. Com qual periodicidade sua empresa realiza a previsão do PLD?

As associações questionadas não realizam a previsão do PLD, uma vez que a mesma é realizada pelos seus associados. As distribuidoras, consumidores livres e comercializadoras realizam a previsão mensalmente e semanalmente. De uma maneira ou de outra, as previsões são realizadas sempre que necessário, sempre que houver a necessidade de um estudo específico.

6. Quais as dificuldades encontradas na previsão do PLD?

De acordo com a opinião dos agentes, o NEWAVE é um dos pontos mais citados como dificuldade na previsão. Segundo eles, o NEWAVE é imprevisível e não é uma ferramenta ideal para a previsão de preços futuros de energia, ele é apenas um balizador para o curto-prazo e uma ferramenta de análise de tendências. Na opinião de uma das distribuidoras questionadas, a previsão de preços por meio do NEWAVE não é parâmetro para as operações de compra/venda de energia no médio/longo prazo e a volatilidade dos preços não pode ser ampliada por mecanismos internos ao processo de cálculo do

NEWAVE, onde os dados de entrada e os critérios para sua aferição são totalmente obscuros e muitas vezes imprevisíveis.

Variáveis como restrições elétricas, previsão de carga, disponibilidade das usinas térmicas e limites de intercâmbio também foram citados, mas a previsão de vazão, aliada às alterações nos dados de entrada pelo ONS foram os fatores considerados como mais difíceis na previsão do PLD. A principal dificuldade é encontrar a ENA e as vazões que mais se assemelharão com os dados considerados pelo ONS na determinação da operação e posterior cálculo do PLD pela CCEE.

Outro ponto citado foi a falta de licença do uso dos modelos para as associações e seus associados, e o elevado tempo de execução de processamento dos modelos NEWAVE e DECOMP, o que gera a necessidade de equipamento específico.

7. Até que ponto a previsão do PLD é considerada na tomada de decisão?

Segundo as respostas dadas pelos agentes, a tomada de decisão não considera o preço obtido através das previsões realizadas, pois ela se torna factível somente para previsões de um ou no máximo dois meses a frente do mês em que o estudo está sendo realizado.

O preço previsto é utilizado para os seguintes fins:

- Análise dos preços praticados pelo mercado;
- Avaliação de risco;
- Probabilidade de ocorrência de um valor em um determinado mês;
- Acompanhamento das condições de atendimento de mercado;
- Como balizador, uma vez que sua volatilidade agrega um risco muito grande;
- quanto o preço pode variar.

Difícilmente o preço calculado na previsão será literalmente usado em uma negociação. Os preços são dados pelo mercado, uma vez que o ágio das

negociações é o que determina o preço no curto prazo. A tomada de decisão também considera outros fatores, como estudos de previsão tarifária do mercado cativo, as condições de mercado e aceitação de preço pelo mesmo.

8. Você acha que o PLD reflete a realidade?

Todos os agentes questionados foram diretos e acham que o PLD atual não reflete a realidade, ele sinaliza as expectativas de preço da energia a partir de algumas premissas que podem ou não ser realistas. Acham que o PLD é apenas o preço de liquidação das diferenças e quando se fala em refletir a realidade, se questionam se ele reflete as condições energéticas.

O modelo atual carece de aperfeiçoamento e de auditorias externas. Os parâmetros de restrição adicional como a CAR, Curva Guia, Nível Meta e despachos fora da ordem de mérito evidenciam o descrédito no modelo de previsão atual. Acham que o PLD é mascarado por situações conjunturais, bastando analisar as diferenças nos resultados do modelo de um mês para outro.

Outro ponto crucial na opinião de alguns agentes é a não consideração do preço do despacho das térmicas acionadas para atendimento a segurança energética, passando os custos para os ESS. Eles consideram que essa premissa reduziu de maneira artificial o PLD, e os consumidores continuam pagando por isso via ESS.

Alguns agentes defendem que o preço deveria ser dado pelo mercado, considerando oferta e demanda e levantam outro questionamento, se o PLD deve ser determinado por um modelo que calcula o despacho da operação.

Mesmo não refletindo a realidade, os agentes acham que o PLD é o balizador do Mercado e ele acaba guiando as decisões tomadas pelos agentes, podendo “moldar” a realidade. Mesmo em um cenário de preços formado pelo mercado, é importante a disponibilização de ferramentas computacionais robustas para a representação das condições de atendimento ao mercado para que, individualmente, cada agente possa fazer seus cenários. Se as ferramentas atualmente disponíveis para modelar o setor elétrico são tendenciosas (em

relação às previsões de afluências, por exemplo) os cenários individuais também o serão.