



GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

**MECANISMOS DE FORMAÇÃO DE PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA NO NOVO MODELO DO SETOR:
SIMULAÇÃO E ANÁLISE DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO**

Flávio Orlando Borsato Guimarães*

Andréa Lúcia Costa

Leandro César Xavier de Carvalho

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

WISE SYSTEMS

RESUMO

No mais recente modelo do setor elétrico a expansão do sistema é assegurada por contratos de comercialização de energia de longo prazo, negociados nos Leilões de Energia Nova. Para atrair o investimento privado para o setor, o preço da energia elétrica é de fundamental importância, devendo refletir as previsões de oferta e demanda, o risco hidrológico, entre outros aspectos. Neste trabalho foram realizadas atualizações nas configurações do sistema, disponibilizadas pelo agente operador e planejador. Com o auxílio dos procedimentos de planejamento da operação e das regras de comercialização vigentes, foram elaborados cenários de preços de venda de energia elétrica no horizonte de curto prazo. No que se refere ao horizonte de longo prazo incorporou-se as projeções de preços dos últimos leilões de energia na formação de preço. Como resultado final do trabalho são elaboradas curvas de tendência de preços, que podem ser utilizadas como ferramentas de suporte de decisão nas estratégias de comercialização de energia elétrica.

PALAVRAS-CHAVE

Previsão de preços - Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica - Simulação - Leilões de energia.

1.0 - INTRODUÇÃO

A mudança de governo em 2003 impôs um rumo novo ao processo de reforma setorial. Foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com a finalidade de realizar estudos e pesquisas sobre o planejamento setorial. A comercialização de energia passou a ser realizada em duas modalidades distintas:

- Ambiente de Contratação Regulada (ACR), o qual abriga as distribuidoras e seus consumidores cativos;
- Ambiente de Contratação Livre (ACL), destinado aos contratos bilaterais livremente negociados entre produtores independentes, comercializadoras, autoprodutores e consumidores livres (1).

Com o objetivo de propiciar a retomada dos investimentos em geração, o governo especificou medidas para a realização de leilões específicos para contratação de novos empreendimentos de geração de energia chamados de Leilões de Energia Nova (LEN). Além disso, os contratos bilaterais de longo prazo entre as distribuidoras e os vencedores dos leilões têm garantia de repasse dos custos de aquisição da energia às tarifas dos consumidores finais. Este conjunto de medidas busca reduzir os riscos dos investidores, possibilitando o financiamento de projetos de geração.

No modelo atual, a EPE é responsável pelo planejamento indicativo do setor elétrico. Os estudos e análises realizados pela EPE devem subsidiar a formulação de políticas energéticas adotadas pelo Ministério de Minas e Energia (2). Dentre os estudos realizados pela EPE destaca-se o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDEE), cuja função é indicar as diretrizes do setor elétrico em um horizonte de 10 anos. Os principais objetivos do PDEE são (3):

- Consolidar as projeções de demanda total de energia, abrangendo os consumidores livres e regulados;
- Definir as estratégias para a expansão da geração e da transmissão, considerando o critério de segurança vigente no planejamento de 5% de déficit;

- Indicar os novos projetos de geração que sejam viáveis economicamente e não tenham restrições ambientais severas.

Este trabalho se baseia no PDEE 2006-2015, publicado em março de 2006 (4). Os dados apresentados foram atualizados pela prévia do PDEE 2007-2016 (5), disponível em outubro do mesmo ano, juntamente com o Programa Mensal de Operação (PMO), disponibilizado em fevereiro de 2007 (6). A metodologia aplicada no PDEE 2006-2015 para elaboração dos cenários causou controvérsias no setor elétrico, pois é diferente da metodologia atualmente utilizada no planejamento da operação feito pelo ONS. Outra questão polêmica foi em relação à política de expansão da geração apresentada para o segundo quinquênio, dependente primordialmente da viabilização de três projetos de grande porte: as usinas hidrelétricas Jirau (3.300 MW) e Santo Antônio (3.150 MW) no rio Madeira, e também a usina hidrelétrica de Belo Monte (5.500 MW na primeira fase) no rio Xingu. Estas usinas estarão localizadas distantes dos centros de consumo e conseqüentemente exigirão pesados investimentos em transmissão. As características destes projetos os tornam susceptíveis a atrasos nas obras podendo até mesmo impossibilitar a entrada em operação devido ao impacto ambiental causada na região.

Outro projeto considerado no plano que merece atenção é a usina termelétrica de Angra III, a qual é permeada por polêmicas quanto ao investimento necessário para a concretização do projeto e quanto à aceitação da sociedade sobre novos projetos nucleares.

Este trabalho apresenta uma análise da sensibilidade a alterações nos cenários de oferta, verificando suas conseqüências tanto na geração quanto no custo marginal de operação, em eventuais atrasos de obras. Para isto, simulou-se a operação do sistema, considerando diferentes projeções de crescimento de demanda de energia e também atraso na entrada de projetos estruturantes. As simulações foram realizadas utilizando os procedimentos vigentes no planejamento da operação utilizados pelo ONS e considerando as regras de comercialização e liquidação de energia da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) na formação dos Preços da Liquidação de Diferenças (PLD). Associado a simulação da operação, analisou-se também os resultados obtidos nos leilões de energia, para compor as curvas de previsão de preços de energia elétrica.

2.0 - SIMULAÇÃO DO PARQUE GERADOR

A simulação abrangeu um horizonte de estudo de 10 anos, que é caracterizada pela análise distinta da evolução do parque gerador em cada quinquênio, como descrito a seguir.

No **primeiro quinquênio**, os empreendimentos projetados estão bem definidos, assim como a matriz energética a ser utilizada. Desse modo, utilizaram-se basicamente as premissas do Programa Mensal de Operação (PMO) de fevereiro de 2007.

Já no **segundo quinquênio**, as incertezas em relação à expansão de empreendimentos se ampliam, pois muitos projetos se encontram na etapa de estudos iniciais, com severas restrições ambientais e muitas vezes questionáveis no que se refere a viabilização econômica. Assim, no segundo quinquênio, utilizou-se como base o cenário de referência do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 (PDEE_2006-2015), atualizados com informações preliminares divulgadas do PDEE 2007-2016 (5).

Seguindo esta divisão temporal vislumbraram-se dois cenários:

- **CASO 1** – caso de referência, sem atraso na entrada em operação dos empreendimentos estruturantes;
- **CASO 2** – cenário de expansão com atraso nos empreendimentos estruturantes nos últimos 5 anos de estudo.

Ressalta-se que o PDEE 2006-2015 considera que a interligação dos sistemas isolados do Acre e Rondônia ocorrerá em 2008, contudo não há sinalização deste acontecimento nos PMOs. Desta forma, optou-se em postergar a interligação desta região para o ano de 2009 no CASO 2.

2.1 Configuração Hidrelétrica

O CASO 2 considera um ano de atraso para o início da entrada em operação para as obras das usinas de Jirau, Santo Antônio (Rio Madeira) e Belo Monte (Rio Xingu). Esta premissa foi adotada por se tratar de obras de grande porte, com impactos sócio-ambientais e elevados custos de transmissão.

As usinas hidrelétricas Samuel (existente) e Rondon II (em expansão) tiveram a inclusão de sua entrada em operação postergada para o ano de 2009 no CASO 2. Isto resulta do adiamento da interligação do sistema isolado Acre e Rondônia ao Sistema Interligado Nacional.

2.2 Configuração Termelétrica

2.2.1 Destaque da Configuração Termelétrica

No final de 2006, seguindo a determinação da ANEEL, o ONS realizou testes de despacho simultâneo para verificar a real geração efetiva nas usinas termelétricas a gás. Como muitas destas termelétricas não atenderam integralmente a solicitação do despacho, o ONS interpretou este resultado como indisponibilidade de lastro de combustível. Conseqüentemente, no PMO de Janeiro de 2007 o ONS reduziu-se a disponibilidade de geração termelétrica do sistema em aproximadamente 2.700 MW Médios, se comparado ao PMO de Dezembro de 2006. Esta redução de disponibilidade foi considerada no trabalho até o final do horizonte de estudo.

Devido às instabilidades no mercado de gás da Argentina, a conexão energética com o Brasil sofreu algumas restrições. Esta conexão é realizada pela usina termelétrica de Uruguaiana (suprida com o gás argentino) e da importação de energia elétrica da Argentina (através de estação conversora de Garabi). No caso da usina termelétrica de Uruguaiana a sua capacidade de geração foi limitada em aproximadamente 37% do seu fator de capacidade máximo, como estabelecido na Portaria nº 153 de 2005. A operação da estação conversora de Garabi foi totalmente restringida baseada na resolução normativa da ANEEL nº 224 de 2006, em virtude de não atender os montantes de geração programados pelo ONS. Estas restrições equivalem a uma perda de disponibilidade de geração de aproximadamente 2.400 MW na região Sul, sendo mantidas em todo o horizonte de estudo.

A Tabela 1 exhibe as usinas indicativas incluídas na expansão do sistema a partir do segundo quinquênio de expansão, de acordo com o PDEE 2006-2015 e as atualizações publicadas em (5).

TABELA 1 – Usinas Indicativas na expansão

Usina Indicativa	Subsistema	Entrada (ANO)	Potência Final (MW)
Biomassa SE	Sudeste	2011	671
Gas SE	Sudeste	2012	800
Carvão S	Sul	2012	1650
Gas NE	Nordeste	2012	2550
Biomassa NE	Nordeste	2011	104
Carvão NE	Nordeste	2012	700

2.2.2 Ajustes na configuração termelétrica para o CASO 2

No subsistema Nordeste, segundo o cenário de referência do PDEE, está planejada a entrada em operação de usinas movidas a gás natural a partir de janeiro de 2012 totalizando 2.450 MW de potência instalada, e adição de 100 MW em janeiro de 2013. Vislumbrando possíveis restrições de abastecimento de gás natural nesta região, reduziu-se à potência instalada destas usinas a gás natural para um valor de 1275 MW no CASO 2.

A construção da usina de Angra III é polêmica, em decorrência da dúvida da sociedade em relação à segurança de projetos nucleares e em relação ao substancial aporte financeiro necessário para o empreendimento, apesar de parte dos equipamentos já terem sido adquiridos. Assim, atrasou-se em seis meses a entrada em operação desta usina, que está prevista para junho de 2013 no CASO 1.

Em decorrência da postergação da interligação do Sistema do Acre e Rondônia, no CASO 2 a entrada em operação das usinas termelétricas existentes neste subsistema também foram atrasadas, de modo que não são consideradas interligadas ao SIN. Estas usinas têm uma potência equivalente a 595 MW e são movidas a diesel em sua maioria.

2.3 Configuração de Mercado

O crescimento de mercado adotado foi igual em ambos os casos. Para o primeiro quinquênio ajustou-se o mercado de acordo com as projeções do PMO de Fevereiro de 2007, que possui crescimento médio de 4,56%. A partir do 5º ano de estudo foi adotado um crescimento médio no consumo de energia elétrica no sistema de 4,32%, equivalente ao crescimento do último ano da expansão do PMO. Destaca-se em 2012 a integração dos sistemas isolados de Manaus e de Macapá que agregam cerca de 1300 MW de demanda ao SIN.

2.4 Resultados das Simulações

A seguir são apresentados os resultados das simulações, principalmente com foco no Sudeste, pois é o subsistema que contém a maior parcela da geração e do consumo de energia elétrica no SIN e além disso possui característica de regularização global para o sistema.

A conjuntura inicial de armazenamento dos reservatórios verificadas no início de 2007 favorece a geração de energia hidrelétrica no período inicial do estudo, evitando portanto a utilização dos recursos termelétricos mais caros. Conseqüentemente, os indicadores de desempenho do sistema também retratam estas condições. Conforme pode ser visto na Figura 1, o risco de déficit é aproximadamente 0,1% na região Sudeste para o primeiro ano de simulação em ambos os casos. Analogamente os custos marginais operação (CMOs) apresentam valores módicos, com média em torno de 50 R\$/MWh (Figura 2), atingindo eventual valor máximo mensal de aproximadamente 100 R\$/MWh.

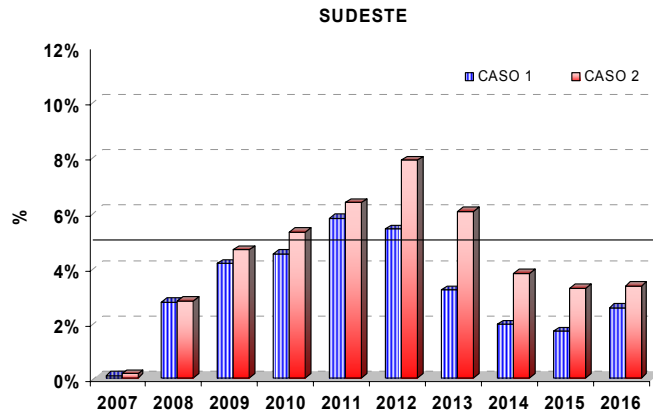


FIGURA 1 – Risco Anual de Déficit – Sudeste.

O CMO da região sudeste aumenta substancialmente a partir do segundo ano de simulação, para ambos os casos. Este aumento denota a maior dificuldade de atendimento do sistema, principalmente no ano de 2009 e 2010. A partir do segundo quinquênio há uma diferença mais significativa entre os casos estudados devido aos atrasos nos empreendimentos estruturantes, sendo necessário aumentar o despacho termelétrico, por meio de usinas com custos de operação mais elevados, conseqüentemente aumentando os CMOs.

Na Figura 3, observa-se ao longo do horizonte de planejamento o aumento contínuo da participação de geração termelétrica no suprimento energético do sistema. O montante de geração é quase 60% maior em 2008 comparado ao montante em 2007 e duplicado no ano 2009 em relação a 2007. No primeiro quinquênio, o incremento de energia agregada ao sistema não acompanha a previsão de crescimento de mercado, diminuindo desta forma as reservas de geração e amplificando o risco de déficit. Deste modo, o critério de segurança operativa de planejamento do sistema, que é de 5%, é violado. Os resultados obtidos nas simulações indicam uma situação crítica nos anos de 2009 e 2010, pois em quase todos os subsistemas avaliados o risco de déficit ultrapassa 5% em ambos os casos. No subsistema Sudeste, que apresenta o maior porte em termos de energia agregada, o risco de déficit calculado para 2010 foi 4,5% no CASO 1. No CASO 2, que considera atrasos em obras, o risco de déficit aumenta para 5,3%, como mostra a Figura 1.

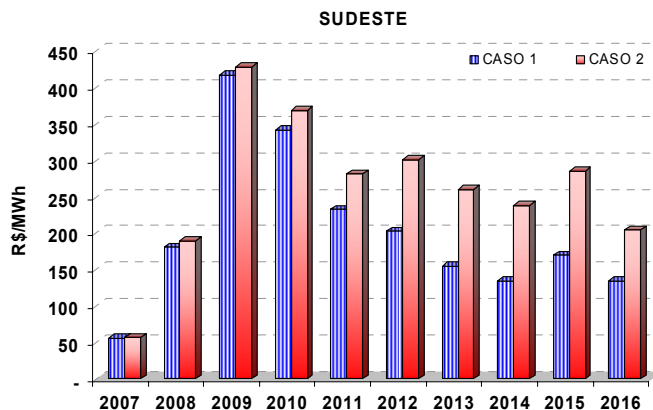


FIGURA 2 – Custo Marginal de Operação – Sudeste.

Comparando a geração termelétrica (Figura 3) e os CMOs (Figura 2) de ambos os casos nota-se que as variações de geração termelétrica são amplificadas nos CMO's. No planejamento da operação utiliza-se uma alocação de energia por ordem de mérito, ou seja, despacha-se hierarquicamente as fontes por ordem de preço. Conseqüentemente atrasos em empreendimentos hidrelétricos implicam na necessidade de utilização de recursos que dependem de maiores custos operativos. .

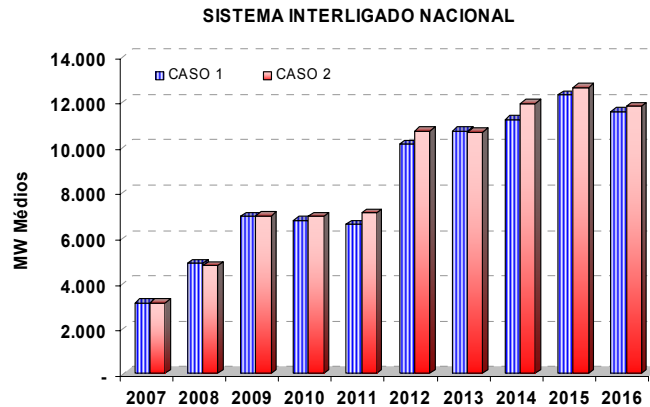


FIGURA 3 – Geração Termelétrica – SIN

O sinal de alerta para o ano de 2009 e 2010, também pode ser verificado no comportamento dos custos marginais de operação. O CMO atingiu um pico mensal acima de 500 R\$/MWh em 2009, superando o valor máximo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que é de 534,3 R\$/MWh.

A partir do segundo quinquênio são previstas as entradas de diversos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos com custo de geração mais barato, contribuindo para a diminuição dos custos operativos e aumento da segurança do sistema. Neste horizonte é considerada a entrada de grandes projetos como por exemplo: Complexo Hidrelétrico do rio Madeira (Jirau e Santo Antônio) e também a usina Belo Monte. Devido ao porte e localização destas hidrelétricas, problemas relacionados com a construção de linhas de transmissão e impactos ambientais possivelmente inviabilizarão o cumprimento do cronograma¹ de 5 anos para conclusão do empreendimento após a licitação.

Tais características são representadas no CASO 2, que considera atrasos plausíveis nos projetos estruturantes hidrelétricos e adota premissas menos conservadoras incluindo restrições no suprimento de gás no nordeste e atraso na termelétrica nuclear Angra III. Basicamente, estes cenários retratam atraso na incorporação de energia assegurada do sistema, o que implica em aumento de custos marginais e comprometem a segurança do sistema.

3.0 - LEILÕES DE ENERGIA

Os Leilões de Energia Existente (LEE) têm por objetivo a venda de energia proveniente de empreendimentos existentes para o suprimento das distribuidoras, conforme declarado pelo MME. Até o momento da finalização deste trabalho, já ocorreram cinco leilões de energia existentes negociando contratos de oito anos de duração.

A finalidade dos Leilões de Energia Nova (LEN) é viabilizar a expansão do sistema por meio de contratos de energia com duração de 30 anos para empreendimentos hidrelétricos e quinze anos para termelétricos. Já ocorreram três leilões desta modalidade: o leilão "A-5"² realizado em dezembro de 2005, o leilão "A-3" realizado em junho de 2006 e por último, o leilão "A-5" realizado em outubro de 2006. Aproximadamente 60% da energia comercializada nestes leilões foram provenientes de fontes termelétricas. A participação hidrelétrica³ ficou muito abaixo do esperado, em virtude das dificuldades de licenciamento ambiental (7).

Os custos médios ponderados⁴ da energia negociada nos leilões de energia existente e nos leilões de energia nova estão dispostos na Figura 4, atualizados pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) até a data base de fevereiro de 2007. Adicionalmente apresenta-se uma curva resultante da ponderação dos contratos dos LEEs e dos LENs. Nota-se que até o ano de 2012 a curva resultado dos leilões aproxima-se

¹ A legislação vigente estabelece que os empreendimentos de geração sejam licitados junto com um contrato de comercialização de energia elétrica. No caso das hidrelétricas o prazo para entrega de energia é entre 4 e 5 anos (leilão A-5).

² "A-n" indica que o início de fornecimento da energia ocorrerá n anos após a celebração dos contratos.

³ Ressalta-se que no montante de energia negociada por empreendimentos hidrelétricos está somada a energia relativa das "Usinas Botox". "Usinas botox" são projetos que entraram em operação depois de 2000 que não possuem contrato de comercialização de energia, ou empreendimentos não existentes outorgados antes da implantação do novo modelo setorial.

⁴ Ponderou-se o valor negociado nos leilões (R\$/MWh) pelo montante de energia negociada.

mais do valor obtido nos LEEs, a partir de 2013 os preços tendem a acompanhar os valores comercializados nos LENS.

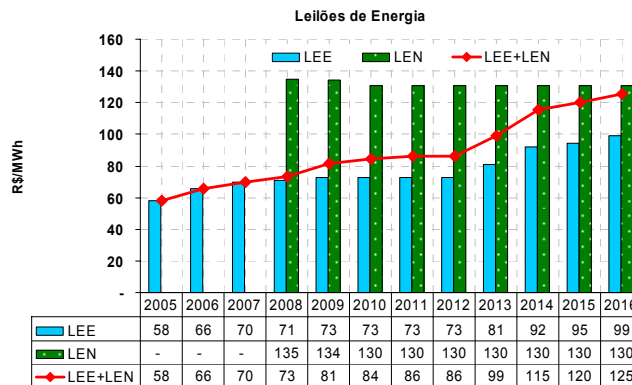


FIGURA 4 – Resultados dos Leilões de Energia

4.0 - FORMAÇÃO DE PREÇO DE ENERGIA ELÉTRICA

A formação do valor do megawatt-hora (R\$/MWh) negociado entre os agentes varia de acordo com a data de início de fornecimento, da duração do contrato e das leis de oferta e procura. Na Figura 5 são mostradas as projeções de preço de energia sob cinco enfoques distintos. As **Curvas 1, 2 e 5** são os Preços de Liquidação de Diferenças⁵ (PLDs) da região Sudeste, a **Curva 3** é o resultado médio ponderado dos LENS e a **Curva 4** é o resultado médio ponderado nos LEEs.

O componente preponderante na comercialização da energia de curto prazo são os PLDs, cujos valores são muito sensíveis às aflúncias incidentes aos reservatórios e ao nível de armazenamento dos reservatórios. No médio prazo, a evolução do parque gerador passa a ter mais influência sobre os preços. Por outro lado, no horizonte de longo prazo a matriz energética exerce uma influência mais significativa na determinação dos preços da energia.

Supondo que estratégia de comercialização do agente seja baseada apenas em contratos de curto prazo, este agente estará mais exposto ao riscos hidrológicos inerente da operação do sistema. Isto é comprovado pela comparação das **Curvas 2 e 5**, que representam curvas de preço do mesmo cenário (CASO 1). A **Curva 2** representa a média das 2000 séries hidrológicas, e a **Curva 5** representa a série mais úmida do mesmo estudo. Verifica-se a diferença significativa do valor médio em relação a curva limite inferior (curva 5), ressalta-se assim que existem outros cenários equiprováveis com preços muito superiores a curva de valor médio.

No curtíssimo prazo (fevereiro a abril de 2007), os custos da energia refletem a condição favorável de de armazenamento do sistema, como também os altos índices de vazões afluentes aos reservatórios, os quais garantem o suprimento da carga primordialmente com geração de origem hidrelétrica. À medida que se aproxima do período seco os custos da energia aumentam, pois há a necessidade de uma complementação termelétrica maior.

A situação do sistema torna-se crítica no período de 2008 a 2011, no qual os parâmetros de monitoramento do sistema violam os critérios de segurança utilizados no planejamento. Neste período, a sobra energética diminui devido ao fato da oferta não acompanhar o aumento da demanda e a situação é agravada pela restrição das usinas termelétricas a gás natural por falta de lastro de combustível. Nesta situação a renovação dos contratos de energia para suprimento do mercado livre neste período tende a ficar comprometida, devido a redução da sobra energética.

Como pode ser observado na **Curva 2**, os custos da energia no segundo quinquênio para o CASO 1 tendem a se aproximar da média ponderada dos preços obtidos nos leilões de energia, mostrados na **Curva 3**. Isto ocorre porque o cenário de expansão do parque gerador previsto no PDEE foi baseado nos resultados dos leilões de energia, os quais apresentaram um preço teto estipulado. No segundo quinquênio há um incremento considerável na expansão do sistema. Contudo, há um risco associado a este evento, pois se a expansão do sistema não obedecer ao cronograma previsto, o custo da energia aumentará consideravelmente. Esta possibilidade de preços mais elevados é observada na **Curva 1**, a qual representa um cenário com atrasos de apenas um ano nos empreendimentos estruturantes (CASO 2). Nota-se ainda que os preços da energia existente também tendem a aumentarem no final do período, como pode ser observado na **Curva 4**.

⁵ O PLD é formado basicamente pelo CMO limitado a um piso e a um teto: é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no mercado de curto prazo. Em 2007 o piso vigente é de 17,59 R\$/MWh e o teto é de 534,30 R\$/MWh.

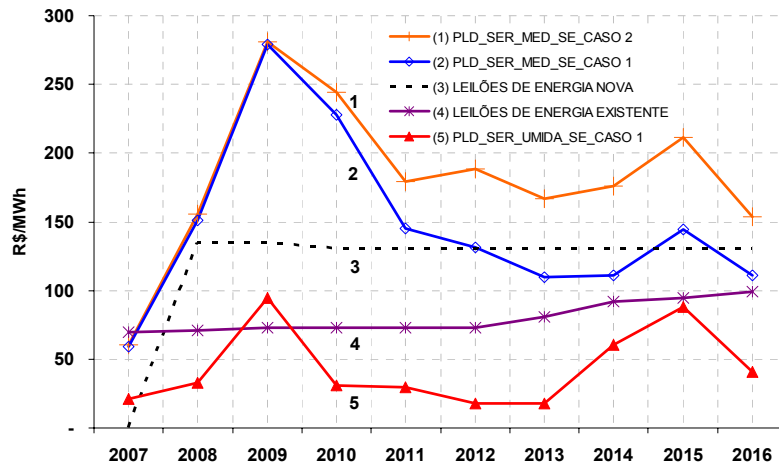


FIGURA 5 – Preços futuros de energia elétrica

5.0 - CONCLUSÕES

Os novos empreendimentos de geração hidrelétricos têm atravessado uma fase de difícil viabilização, devido às incertezas sobre regulamentações ainda em elaboração, escassez de estudos de inventários hidrelétricos e adequação ambiental, causando uma baixa oferta de energia de origem hidrelétrica. Neste cenário observam-se nos últimos leilões de energia nova a contratação de geração termelétrica cara e poluente.

A lacuna no planejamento do sistema observada nas décadas anteriores e os baixos investimentos em expansão da geração podem resultar uma situação crítica para o próximo quinquênio, com probabilidade de déficit de energia crescente e elevados custos de geração.

Neste trabalho é apresentada uma análise de sensibilidade a alterações nos cenários de oferta do PDEE. São realizadas simulações considerando o cenário definido pelo PDEE e um cenário alternativo com atrasos na entrada em operação de algumas usinas. Dos resultados obtidos, observa-se que postergando-se em 1 ano a entrada em operação dos projetos estruturantes, verificou-se um incremento nos custos de geração em aproximadamente 60% para o segundo quinquênio, mesmo considerando cenários modestos de crescimento da demanda de energia para o período (4,32%). Além deste incremento nos custos da energia, foi observada a violação do critério de segurança operativa adotado no planejamento da operação, já para os anos de 2009 e 2010 em quase todos os subsistemas do SIN.

As projeções de custos da energia sob diversos enfoques são mostradas em curvas de previsão de preços para um horizonte de 10 anos. Em adição aos custos obtidos nas simulações, são visualizados os preços futuros resultantes dos leilões de Energia Existente e Energia Nova, ponderados pelo montante de energia negociada.

Por fim, ressalta-se a importância do planejamento energético devido às características peculiares do sistema elétrico brasileiro, como por exemplo, a geração hidrelétrica preponderante através de usinas com capacidade de regularização plurianual.

O agente investidor deve ponderar sobre todos os aspectos inerentes a comercialização de energia, tendo uma visão ampla do setor no curto, médio e longo prazo. A estratégia de comercialização é definida de acordo com o perfil do investidor, contudo deve-se ter a correta noção dos riscos associados a cada estratégia.

Há muitos desafios na expansão do setor elétrico, um deles é a formação de preço que estimule os investimentos e ao mesmo tempo traga modicidade tarifária ao consumidor.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. O Setor Elétrico Brasileiro. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/index.jsp>>. Acesso em: 20 jan. 2007.

(2) EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Cenários Macroeconômicos para Projeção do Mercado de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 22 dez. 2005.

(3) MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. Modelo Institucional do Setor Elétrico. Brasília, DF, 2003. Disponível em: < http://ucel.eln.gov.br/gse_doc/Modelo_Energia.pdf>. Acesso em: 30 mar. 2006

(4) EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 30 mar. 2006.

(5) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Acompanhamento de Estudos e Projetos. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>> Acesso em: mar. 2006.

(6) CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Download deck de preços. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/index.jsp>>. Acesso em: fev. 2007.

(7) CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Leilões. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/index.jsp>>. Acesso em: mar. 2007.