

EXPECTATIVAS PARA O BALANÇO E PREÇOS DA ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA INTERLIGADO BRASILEIRO: ANÁLISE CONJUNTURAL E ESTRUTURAL

Roberto Castro ¹

André Luiz Preite Cruz ²

Almir Rogério Costa Sassaron ³

RESUMO

O preço da energia elétrica no mercado brasileiro é função da disponibilidade de oferta, ligada ao armazenamento de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, e das condições operativas do sistema, que definem o custo marginal de operação – CMO, utilizado como referência para o preço de liquidação de energia no mercado de curto prazo. No horizonte de médio e longo prazos, o preço da energia é definido pela análise estrutural da condição de equilíbrio entre oferta e procura. Este trabalho apresenta a expectativa de evolução do balanço e sua relação com o preço da energia elétrica no mercado brasileiro nos próximos anos. São avaliados os aspectos conjunturais, como a sobra de energia causada por mudança de hábitos e eficientização do consumo após o racionamento, e estruturais, relacionados aos leilões no Ambiente de Comercialização Regulada – ACR, do novo modelo do setor elétrico. Na avaliação conjuntural, apresentam-se os resultados de simulações do modelo de planejamento da operação do sistema, e na análise estrutural são apresentadas as expectativas de preço da energia no leilão para o período após 2009.

Palavras-chave: comercialização de energia, preço de curto prazo, balanço energético, preço no leilão.

XXV Seminário de Balanços Energéticos Globais e Utilidades

24 a 26 de Agosto de 2004

Florianópolis – SC

CPFL Energia – Departamento de Planejamento e Gestão de Contratos

Rod. Campinas – Mogi Mirim, km 2,5 – Campinas-SP – CEP 13088-900

e-mail: ¹ castro@cpfl.com.br ² andrecruz@cpfl.com.br ³ sassaron@cpfl.com.br

Introdução

O preço da energia no mercado de curto prazo, ou preço spot, é de extrema importância na comercialização de energia pois, além de ser utilizado na liquidação de contratos no mercado de curto prazo, atualmente o MAE – Mercado Atacadista de Energia, é utilizado como referência de preço nas transações de contratos bilaterais de curto prazo.

O preço spot (ou preço MAE, como é comumente denominado), divulgado semanalmente pelo Mercado Atacadista de Energia – MAE, é calculado com base no custo marginal de operação – CMO, que corresponde ao custo de se produzir uma unidade de energia adicional sem considerar a expansão do parque gerador.

O CMO é calculado, atualmente, através da simulação do Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes – o NEWAVE [1], e é função de um conjunto de variáveis ligadas à operação do sistema, tais como oferta e demanda de energia, energia afluenta e armazenamento dos reservatórios.

O objetivo deste trabalho é avaliar o efeito de variáveis estruturais que interferem no preço da energia nos leilões do Ambiente de Comercialização Regulada – ACR, e conjunturais, relativas à influência da operação do sistema no preço spot e no balanço entre oferta e demanda de energia, fornecendo subsídios à tomada de decisão na comercialização de energia.

1. Características do sistema elétrico brasileiro

1.1. Sistema hidrotérmico interligado

O sistema elétrico brasileiro é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância da geração hidrelétrica. Sua capacidade instalada, de 85,4 GW (dezembro de 2003), é composta por 78% de hidrelétricas, 13% de termelétricas e 9% de importação [2].

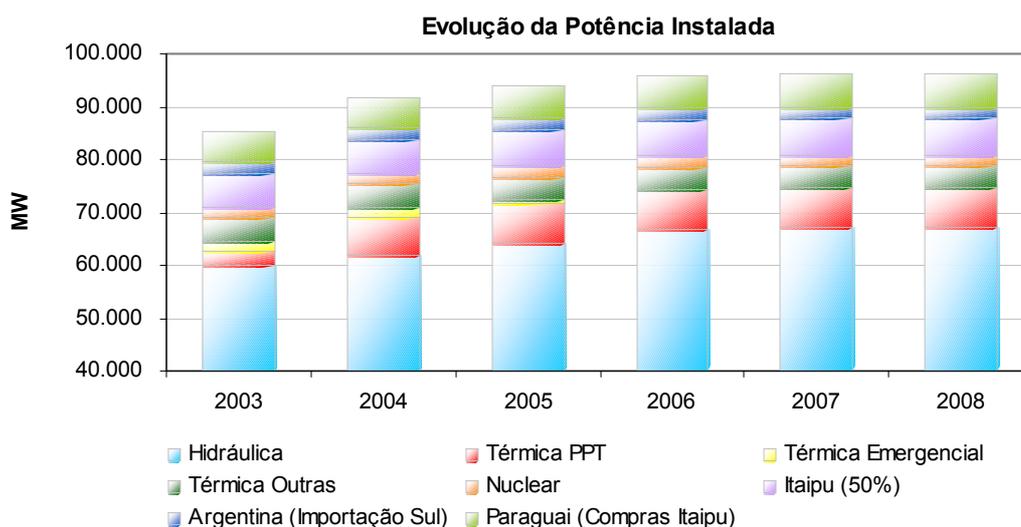
O sistema brasileiro é interligado, o que reduz custos de geração e aumenta a confiabilidade global. Apresenta restrições de transmissão entre algumas regiões e portanto, é eletricamente dividido em quatro subsistemas (ou submercados): Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

A produção hidrelétrica depende da vazão afluenta aos reservatórios. A energia média gerada nas usinas é definida pelo regime hidrológico das bacias hidrográficas onde estão instaladas, e é normalmente inferior à sua capacidade instalada.

Devido à expressiva participação hidrelétrica, o sistema brasileiro é projetado para atender ao consumo de energia mesmo sob a ocorrência de períodos hidrológicos secos, admitindo-se um risco de déficit anual de 5%. Sob estas hipóteses, é determinada a energia assegurada de cada usina hidrelétrica, definida como a energia passível de ser comprometida em contratos de longo prazo.

O empenho do governo para diversificar a matriz energética brasileira não alterou a tradicional preferência dos investidores pela hidroeletricidade. Com a explosão da crise de energia, no primeiro semestre de 2001, os projetos em hidrelétricas ganharam ainda mais visibilidade, principalmente diante dos riscos apresentados na construção de termelétricas, como a indefinição do preço do gás cotado em dólar.

A figura 1 mostra a expansão da oferta até 2008 com base nos dados disponíveis nos relatórios de Acompanhamento das Usinas Termoelétricas (incluindo as emergenciais), das Usinas Hidrelétricas, das Pequenas Centrais Hidrelétricas e das Centrais Geradoras Eólicas, disponibilizados pela ANEEL em dezembro de 2003. As usinas enquadradas no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, que poderiam incrementar a geração do sistema em 6,6GW no período de 2004 a 2008, não foram consideradas na expansão da oferta, pois segundo o relatório de fiscalização da ANEEL, existem impedimentos no programa de geração eólica [3].



Fonte: ONS – Planejamento Anual da Operação Energética 2004

Figura 1 - Evolução da Potência Instalada

Observa-se, no plano de expansão considerado pelo ONS no planejamento da operação, que o Sistema Elétrico Brasileiro continuará sendo um sistema predominantemente hidráulico pelo menos até 2008, quando 70% da disponibilidade de energia elétrica continuará na hidroeletricidade.

1.2. Operação do sistema e cálculo do preço spot

A política de operação do sistema é definida pelo Operador Nacional do Sistema Interligado – ONS, com a participação dos agentes de produção .

De acordo com a legislação vigente [4], os seguintes aspectos são considerados na operação do sistema interligado:

- ♦ otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas;
- ♦ necessidades de energia dos consumidores;
- ♦ mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia;
- ♦ restrições de transmissão;
- ♦ custo do déficit de energia; e
- ♦ interligações internacionais.

Estes fatores são tratados pelo modelo NEWAVE, que calcula a política ótima de operação. O modelo computacional calcula o custo marginal de operação – CMO, que pode ser utilizado como a melhor aproximação do preço da energia no mercado de curto prazo, embora devam ser considerados, adicionalmente, os custos dos serviços ancilares, rateados entre os agentes de mercado [5].

A definição da política de operação do sistema (e, conseqüentemente, das premissas para o cálculo do CMO) é realizada mensalmente pelo ONS, com revisões semanais para eventuais ajustes.

Em situações hidrológicas favoráveis, o CMO tende a ser baixo, podendo inclusive ser nulo. O preço spot, no entanto, tem um limite mínimo, definido pelo custo variável da usina Itaipu Binacional, valorado em dólar americano e atualizado anualmente [6]. A Figura 2 mostra a variação histórica do preço da energia no mercado de curto prazo e da energia armazenada no submercado SE/CO.

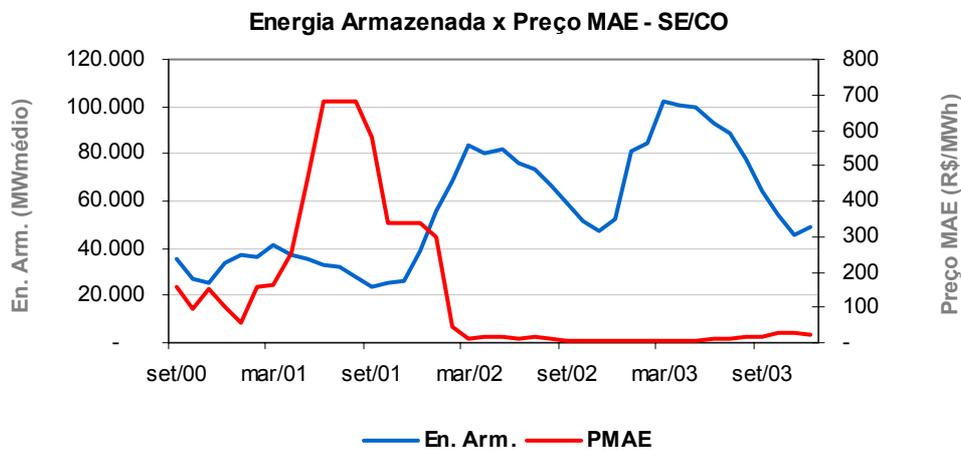


Figura 2 - Evolução do Preço MAE e da Energia Armazenada no submercado SE/CO

1.3. Balanço energético pós-acionamento

O programa de redução do consumo de energia elétrica, em vigor no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002, foi necessário devido a condições hidrológicas adversas aliadas à falta de investimento em geração e transmissão para atender ao crescimento da demanda. Durante a vigência do programa, experimentou-se redução média do consumo, nos seis primeiros meses, de 18,6%, em relação ao ano 2000. Devido a alterações nos hábitos de consumo da população, ocasionadas pelo programa de redução do consumo, a carga do sistema tem se recuperado lentamente e, três anos após o racionamento, começa a atingir os patamares de 2001, como mostra a figura 3.

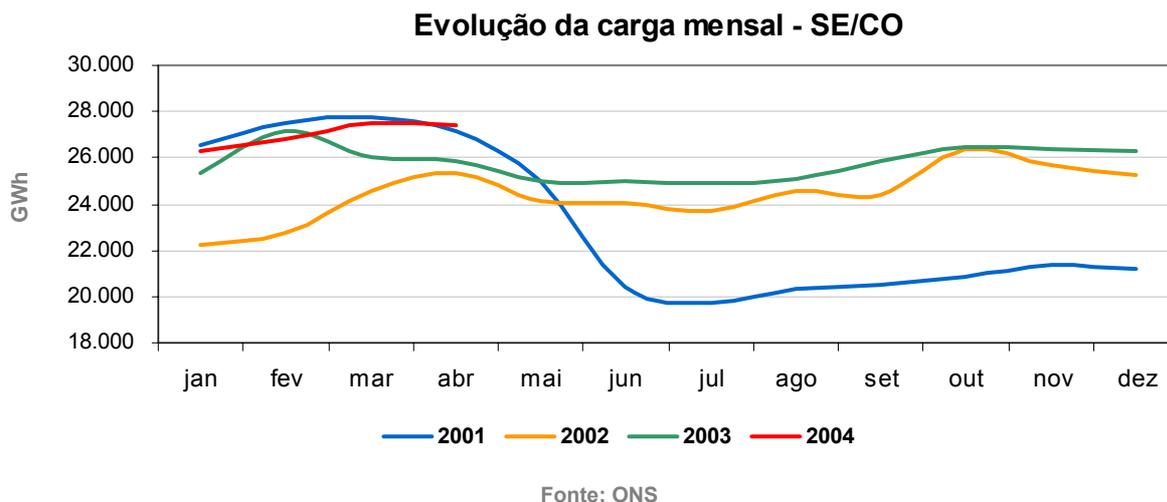


Figura 3 - Evolução da carga no subsistema SE/CO

Como consequência da redução de carga, gerou-se uma sobra generalizada de energia no sistema interligado. Esta sobra tem proporcionado preço baixo no curto prazo, após o racionamento. Isso pode ser verificado na figura 4, que mostra a evolução dos preços de curto prazo nos subsistemas SE/CO e NE.

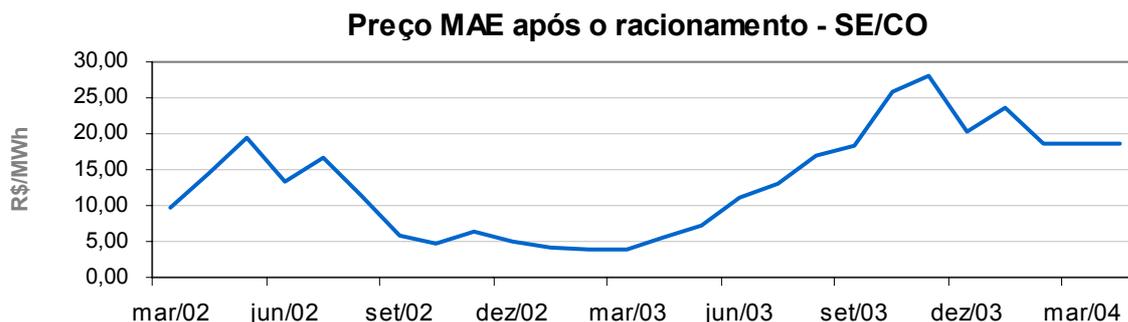


Figura 4 – Evolução do preço de curto prazo (preço MAE) do subsistema SE/CO após o racionamento

Embora a sobra de energia proporcionada pelo racionamento de 2001/2002 ainda persista, o balanço energético dos próximos anos não se apresenta “confortável”, especialmente em situações hidrológicas desfavoráveis. Isso pode ser comprovado pelo pico de preço ocorrido no subsistema NE no início de 2004 (figura 5), quando o nível de armazenamento daquele subsistema atingiu a curva de aversão ao risco.

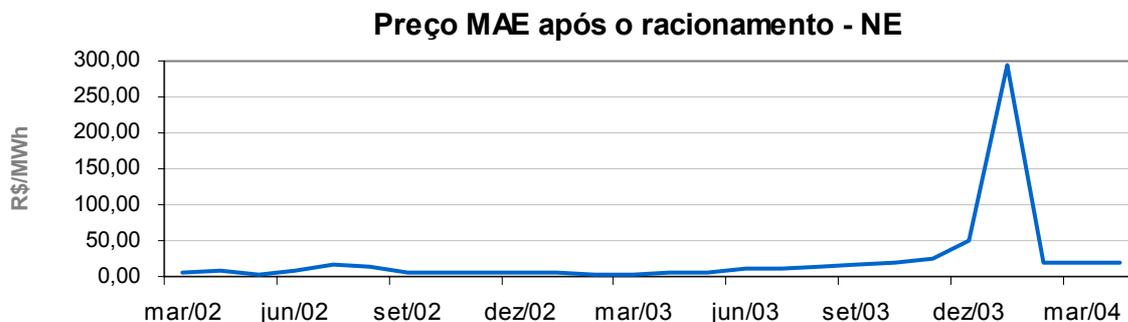


Figura 5 – Evolução do preço MAE do Nordeste após o racionamento

2. Metodologia utilizada

Para avaliar a influência dos aspectos conjunturais citados na expectativa de preço spot e balanço energético, foi utilizado o modelo NEWAVE [1]. Os dados de entrada do modelo são aqueles definidos no Programa Mensal de Operação – PMO de maio de 2004.

2.1. Premissas consideradas nas simulações

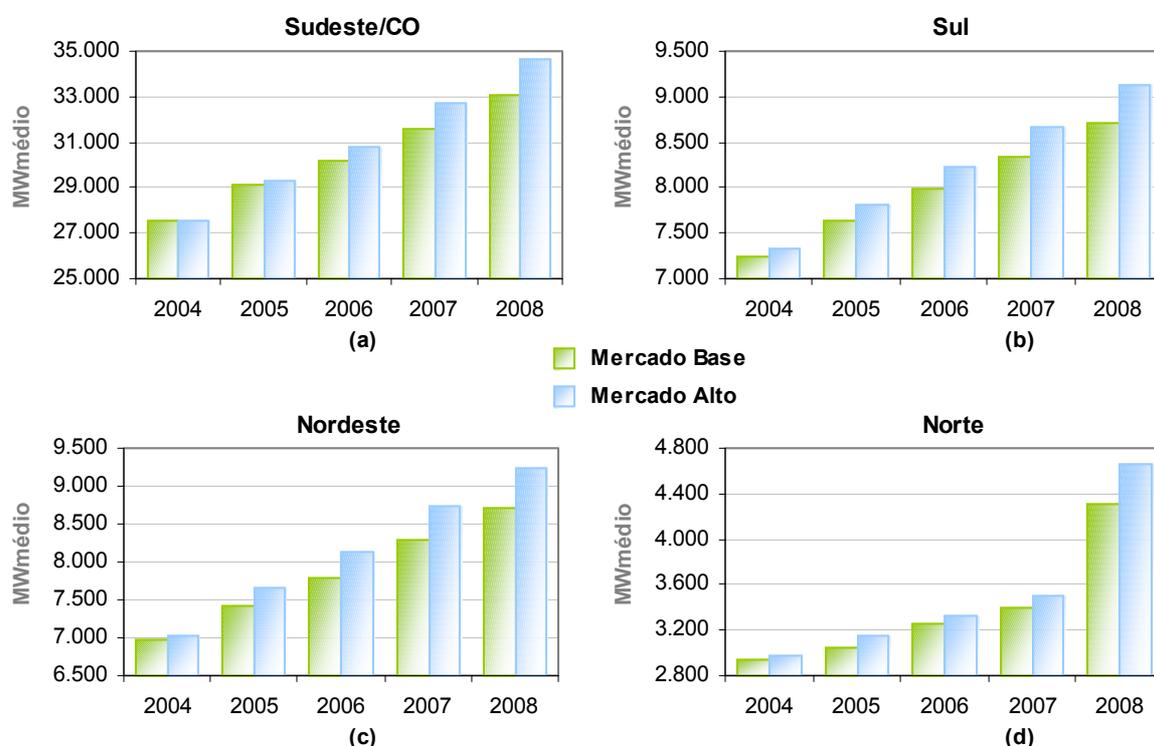
A) Casos simulados

Foram simuladas três configurações de oferta e demanda de energia:

- ♦ *caso base*: mercado base e expansão da oferta divulgada pela Aneel;
- ♦ *caso mercado alto*: expansão da oferta definida pela Aneel e mercado alto definido pelo Comitê Técnico para Estudos de Mercado – CTEM;
- ♦ *caso mercado alto com atraso na expansão*: mercado alto do CTEM e atraso nas obras de geração (atrasos de 6 meses, a partir de outubro de 2004, nas usinas térmicas, e de 12 meses, a partir de janeiro de 2004, nas hidrelétricas).

B) Cenários de mercado

Os cenários de mercado definidos no Plano de Operação do ONS (médias anuais) constam das figuras 5 e 6.



Fonte: ONS – Plano de Operação 2004

Figura 6 – Cenários de mercado dos subsistemas SE/CO (a), S (b), NE (c) e N (d)

3. Análise conjuntural

3.1. Preço de curto prazo (preço MAE)

Como já foi mencionado, o preço spot mínimo vigente no ano de 2004 foi definido na Res. Aneel nº 2, de 22/01/04, e seu valor é R\$18,59/MWh. Este valor foi assumido também para os demais anos de estudo.

A figura 7 mostra a energia natural afluente – ENA mais provável (porcentagem da média de longo termo – MLT) e o CMO e preço MAE correspondentes, para o subsistema SE/CO.

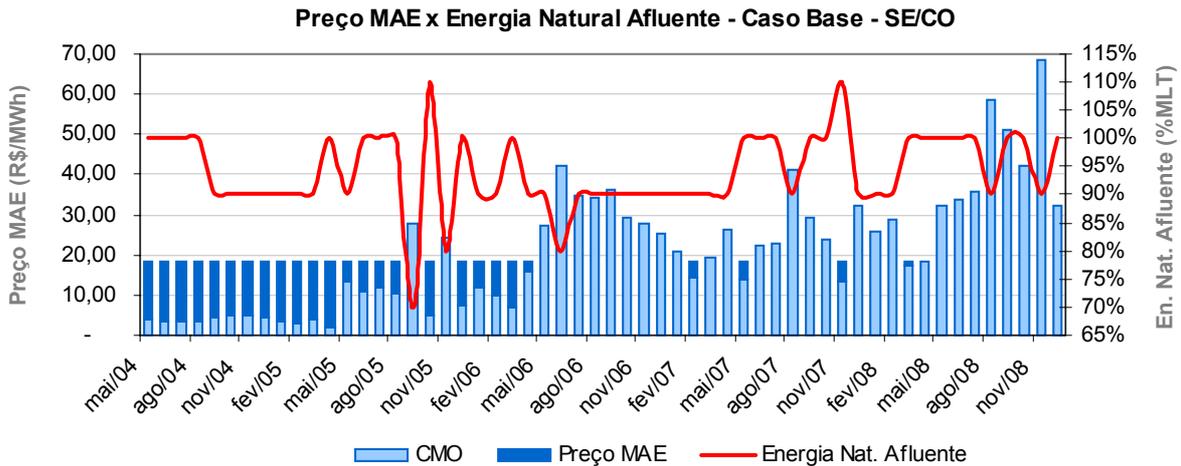


Figura 7 – CMO e preço MAE do subsistema SE/CO, em função das ENAs mais frequentes

A figura 8 mostra as médias anuais do preço MAE do subsistema SE/CO, nos três cenários simulados.

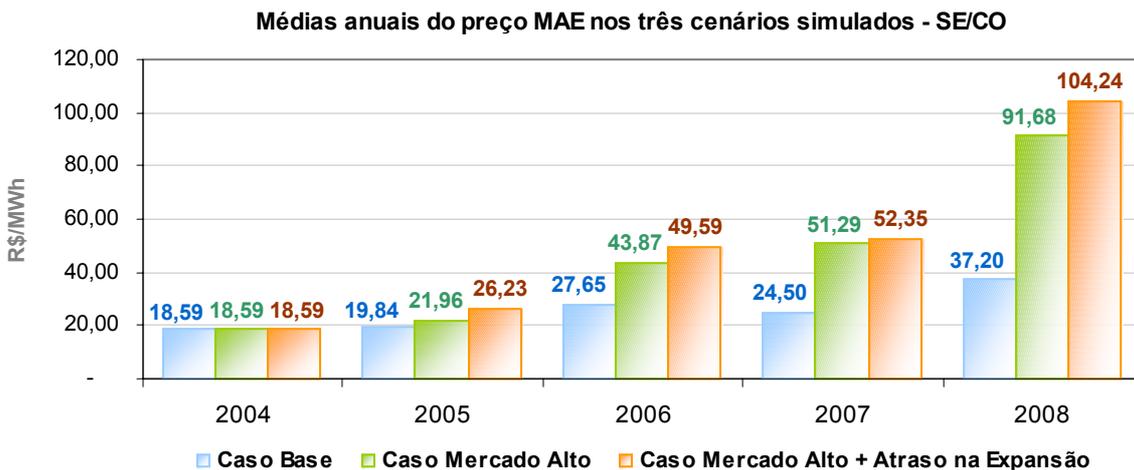


Figura 8 – Médias anuais do preço MAE, no subsistema SE/CO, nos três cenários simulados

O aumento da demanda (cenário mercado alto) causa, com o passar do tempo, diferenças maiores de preço MAE, em relação ao caso base. Isso sinaliza a redução gradual da sobra de energia do sistema, que é agravada quando se atrasam as obras de geração (cenário mercado alto com atraso de expansão).

3.2. Balanço oferta x demanda

A energia assegurada das usinas hidrelétricas está atualmente em processo de revisão. Para o cálculo do balanço energético no período 2004-2009, são adotados os valores de energia assegurada definidos em resolução [7] e uma sensibilidade que considera a redução de 5% da energia assegurada. Esta é a máxima redução de energia assegurada que uma usina pode sofrer em cada revisão [8].

A figura 9 mostra o balanço de energia assegurada e carga do sistema interligado em diferentes configurações de oferta e demanda.

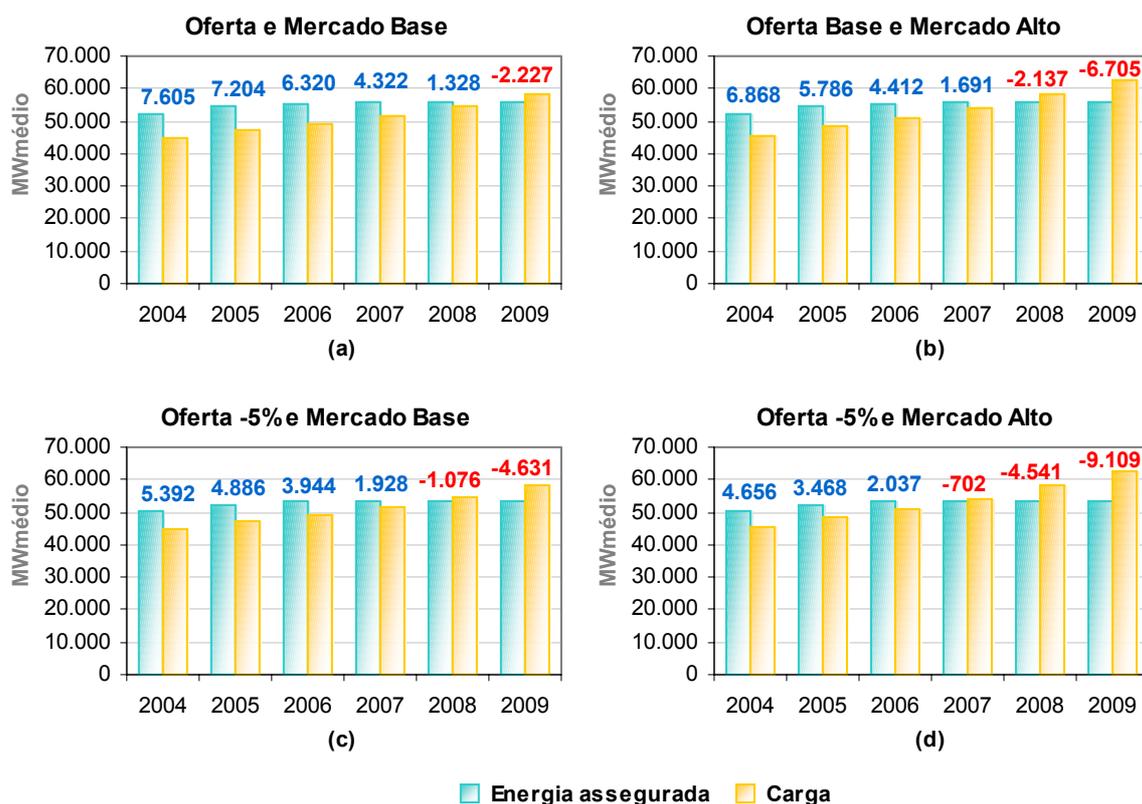


Figura 9 – Balanço de energia assegurada e carga nos cenários (a) base, (b) mercado alto, (c) mercado base com redução de 5% na energia assegurada e (d) mercado alto com redução de 5% na energia assegurada

Observa-se dos resultados do balanço energético que as necessidades de energia adicional no sistema, após 2009, varia entre 2.227 (a) e 9.109 MWh médios (d).

4. Análise Estrutural

Para cada balanço energético da figura 9, pode-se definir a mínima parcela de geração térmica para suprir a carga e, assim, obter o preço médio da energia.

De acordo com [3], a quantidade de energia descontratada de usinas hidrelétricas a entrar em operação no período entre novembro de 2008 e junho de 2010 é de 1.324 MWh médios. Considerando que seja este o montante de energia nova de hidrelétricas a entrar em operação em 2009, e admitindo-se que o custo da energia de usinas hidrelétricas seja de US\$29,40/MWh e o custo da energia de usinas térmicas seja de US\$38,00/MWh, pode-se estimar o custo da energia nova em 2009.

A figura 10 mostra as curvas de preço para os cenários considerados.

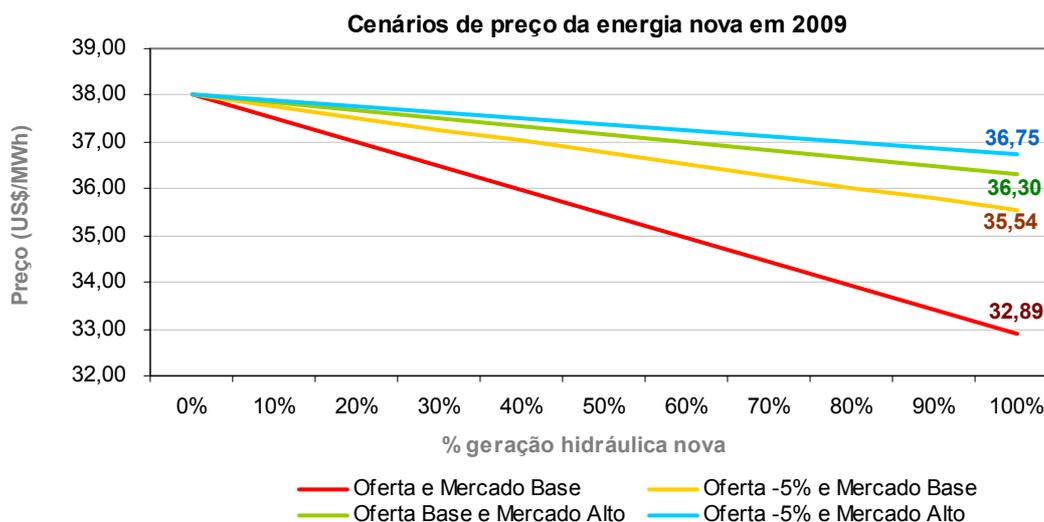


Figura 10 – Médias anuais do preço MAE, no subsistema SE/CO, nos três cenários simulados

O custo para cada cenário estudado é determinado pela ponderação da necessidade de energia de cada fonte, considerando que toda a energia hidrelétrica será licitada. A figura 10 mostra a sensibilidade no preço da energia do leilão em função da energia hidráulica licitada: a geração hidráulica nova supre 59% da necessidade de energia no cenário de menor déficit, e 15%, no cenário de mais deficitário. Quando toda a geração hidráulica nova é licitada, os preços de contrato de longo prazo variam entre 32,89 US\$/MWh e 36,75 US\$/MWh.

Conclusões

O preço da energia elétrica no Brasil depende das condições conjunturais de atendimento ao mercado e das condições operativas do sistema. O equilíbrio estrutural entre oferta e demanda no longo prazo estabelecem os preços de contratos de longa duração, que são a base da expansão sustentada da oferta de energia.

Neste trabalho, apresentou-se uma análise conjuntural e estrutural da expectativa de preço no mercado brasileiro, mostrando a necessidade dos agentes de mercado de buscarem proteção aos riscos de suas decisões, tendo em vista a análise de curto prazo bem como as expectativas de longo prazo para o custo marginal de expansão.

Referências bibliográficas

- [1] Projeto NEWAVE: Manual do Usuário Versão 11, Rio de Janeiro: CEPEL, 1993.
- [2] Planejamento Anual da Operação Energética 2004, Rio de Janeiro: ONS, 2004.
- [3] Acompanhamento das Usinas Hidrelétricas versão 15/05/2004, ANEEL, 2004.
- [4] Lei nº 10.848, de 15/03/2004.
- [5] Castro, R.; Lyra, C., **Um método para estimativa do preço da energia no mercado atacadista no horizonte de médio prazo**, XVIII SNPTEE, Uberlândia, 2003.
- [6] Resolução Aneel nº 377, de 30/07/2003.
- [7] Resoluções Aneel nº 268, de 13/08/1998, e nº 453, de 31/12/1998.
- [8] Decreto federal nº 2655, de 02/07/1998.

ABSTRACT

The price of electrical energy in the Brazilian market depends on energy supply availability, that corresponds to storage energy in reservoirs of hydroelectric power plants, and system operation conditions, that define the Short Run Marginal Cost, base for price of energy settlement at the Wholesale Energy Market. For middle and long term, the energy price depends on structural analysis of supply and demand balance. This paper presents energy balance and electrical energy price at the Brazilian market for the next years and proposes analysis of some aspects of energy market, like surplus of energy caused by reduction of consumption caused by 2001's rationing. Structural aspects related to energy auction, at Environment of Regulated Trade (Ambiente de Comercialização Regulada – ACR), specified by new model for the electric sector are discussed as well. The conjunctural valuation presents simulations results of system operation planning model, and the structural valuation presents expectations about energy prices in the auctions for 2009 on.