



MARKET REPORT PSR/GASENERGY junho de 2008 - edição 18

ENERGIA ELÉTRICA - OPINIÃO

MUDANÇAS NO CRITÉRIO DE RISCO DE SUPRIMENTO

Foi noticiado recentemente que o MME vai propor um novo “critério de risco de suprimento”. A seguir, descrevemos a origem e situação atual dos chamados “critérios de suprimento” e avaliamos os possíveis impactos – positivos e negativos – para os geradores e consumidores se a mudança proposta pelo MME for aprovada.

Origem: critério de energia firme

Idealmente, a capacidade do sistema de geração e transmissão seria suficiente para atender toda a demanda sem nenhuma interrupção ou racionamento. No entanto, os geradores são sujeitos a falhas aleatórias, assim como as linhas de transmissão. A forma de compensar essas falhas é construir capacidade adicional, que tem como função servir de reserva para o sistema. Para a rede de transmissão, por exemplo, utiliza-se o chamado “critério N-1”: o atendimento deve ser garantido mesmo que qualquer elemento da rede de transmissão (linhas, transformadores etc.) esteja fora de serviço.

A definição de critérios de garantia análogos para a geração de energia é mais complexa no Brasil devido à predominância de geração hidrelétrica. Por exemplo, é óbvio que não podemos contar com a vazão média histórica a cada período, pois em vários anos no passado as vazões afluentes foram bem inferiores à média. Um critério que poderia ser utilizado nesse caso seria contar com a **menor** vazão observada em todo o registro histórico (75 anos)¹. Este critério, conhecido como **energia firme**, foi adotado por muitos anos no planejamento do sistema de geração do país. De acordo com ele, deve-se construir capacidade de geração suficiente para garantir o atendimento à demanda mesmo no caso de uma repetição das piores afluições do registro histórico.

O critério de energia firme tem características atraentes, entre as quais a facilidade de explicá-lo ao público. No entanto, ele tem algumas limitações importantes. A primeira limitação óbvia é a de que sempre pode ocorrer uma afluição mais seca do que a pior já registrada no histórico. Foi o caso do ano de 2001, quando ocorreram na região Nordeste as piores vazões já registradas. Isto mostra que o atendimento à

¹ Devido à grande capacidade de armazenamento dos reservatórios no Brasil, a pior seca em termos de produção de energia *não* corresponde ao ano em que ocorreram as menores vazões, e sim a um período de *quatro anos* de secas menores, porém com um efeito acumulado mais severo.

demanda com um sistema de geração planejado com base no critério de energia firme não é 100% seguro pois há sempre um **risco implícito** de falha.

Uma estimativa simplista deste risco implícito seria $1/N$, onde N é o número de anos do registro histórico. Por exemplo, se $N=75$, a probabilidade de eventos piores do que o histórico – e, portanto, de falhas de atendimento - seria $1/75 = 1,3\%$. Esta estimativa ilustra a segunda limitação do critério de energia firme: ele se torna **mais rigoroso** simplesmente com o passar do tempo. Por exemplo, o histórico de vazões há quinze anos atrás continha somente 60 registros. O risco implícito naquela época seria $1/60 = 1,7\%$, mais “folgado” do que o risco atual de $1,3\%$, que resulta de um registro histórico de 75 anos. A consequência é que o critério de energia firme poderia levar hoje à construção de mais capacidade de geração por MWh de demanda do que há quinze anos atrás, sem nenhuma relação com a importância econômica da eletricidade para a economia².

Meados dos anos 80: critério de risco

Em meados dos anos oitenta, o governo decidiu utilizar um critério **explícito** de risco em seus estudos de planejamento. O critério então adotado foi o seguinte: a capacidade de geração necessita de reforço se o **risco de racionamento em qualquer ano**³ for superior a 5%.

O risco de racionamento era calculado a partir de simulações da operação do sistema para um grande número de seqüências de vazões ao longo do horizonte do estudo. Por exemplo, a simulação operativa poderia ser repetida 2 mil vezes, utilizando em cada vez uma nova seqüência de vazões mensais com 120 meses de duração (no caso de um horizonte de estudo de dez anos).

Se, durante a simulação de uma determinada seqüência de vazões, os reservatórios esvaziavam a tal ponto que não era mais possível atender a demanda, a seqüência era “marcada” com um indicador de falha naquele ano. O risco de racionamento em cada ano do período de estudo era estimado como a razão entre o número de seqüências de vazões simuladas que tenham falha de atendimento naquele ano e o número total de seqüências simuladas.

Por exemplo, suponha que 134 das 2 mil seqüências simuladas apresentaram falhas de suprimento no 6º ano do período de estudo: nesse caso, o risco de racionamento para este ano seria $134/2.000 = 6,7\%$. Como este risco excede o critério de planejamento de 5%, seria recomendada a construção de reforços de geração.

Uma das razões para a mudança de critério ter ocorrido em meados dos anos oitenta é que as simulações probabilísticas – novidade na época – tinham acabado de se tornar factíveis com a melhoria dos recursos computacionais. Outra razão, tão ou mais importante, está relacionada com a seguinte pergunta: por que o novo critério

² Na prática, a maior severidade do critério de energia firme, em termos de construção de mais capacidade por MWh de consumo, vai depender da ocorrência, nos anos mais recentes, de secas mais severas do que no passado. Como estas secas mais severas só ocorrem esporadicamente, o critério dá “saltos” de maior severidade, o que reforça o argumento de que ele não é homogêneo ao longo dos anos.

³ Mais precisamente, o índice de falha utilizado não era o risco de racionamento, mas o chamado risco de déficit. A diferença é que o risco de se decretar um racionamento leva em conta decisões de governo tais como esperar até o fim do período chuvoso, considerar o impacto para a população e outros. Já o risco de déficit é obtido diretamente do modelo de simulação operativa, associado à decisão de cortar o suprimento. As diferenças entre os dois riscos não é muito grande e, para efeitos desta discussão, os valores de risco de racionamento e risco de déficit podem ser considerados equivalentes.

de risco explícito - probabilidade de racionamento de 5% em cada ano – era **menos severo** do que o risco implícito no critério de energia firme, de apenas 2%⁴?

A resposta é nesta época havia uma grande inflação e severas restrições de investimento. O governo decidiu então “afrouxar” o critério de confiabilidade de suprimento, o que reduziria a necessidade de nova capacidade e, conseqüentemente, a tarifa de energia para o consumidor. Para isto, necessitava uma metodologia em que o critério de risco fosse um parâmetro explícito.

Situação atual

Atualmente não existe mais um planejamento determinativo⁵ da expansão da geração: a nova capacidade é construída basicamente a partir de leilões realizados todos os anos, nos quais se contrata energia de usinas que deverão entrar em operação cinco anos mais tarde (devido ao prazo, estes leilões são conhecidos como “A-5”) ⁶. Neste caso, como se assegura a confiabilidade de suprimento?

Esta confiabilidade é assegurada **indiretamente**, através da **combinação** de duas exigências: (i) todos os consumidores, tanto livres como cativos, devem ter contratos correspondentes a 100% de seu consumo; e (ii) toda energia contratada deve estar 100% lastreada por um **certificado de garantia física**.

O certificado de garantia física de cada usina do sistema, seja ela hidrelétrica⁷, termelétrica, eólica, biomassa, ou qualquer outra, é calculado pelo Ministério de Minas e Energia. A metodologia de cálculo dos certificados tem a seguinte propriedade: se o total de energia (medido, por exemplo, em MW médio) dos certificados for igual à demanda total (também medida em MW médio), o risco de racionamento (calculado através de simulações operativas semelhantes às descritas no item anterior) será igual a **5% ao ano**.

Em resumo, a combinação de 100% de cobertura por contratos com 100% de respaldo destes contratos por certificados de garantia física garante, no novo modelo setorial, a mesma confiabilidade do antigo planejamento determinativo.

Razões para a mudança de critério

Dado que o critério de racionamento de 5% vem sendo utilizado há mais de vinte anos, é razoável perguntar qual seria a vantagem de mudá-lo. A resposta é

⁴ O valor de 2% corresponde à definição de risco implícito mencionada no texto, 1/“número de anos do registro histórico”. Com a disponibilidade de simulações probabilísticas, adotou-se uma definição mais refinada de risco implícito, que era a probabilidade de racionamento resultante de simulações operativas com configurações planejadas com o critério de energia firme. Para este conceito, o risco implícito do critério de energia firme cerca de 3%, ainda inferior ao novo critério de 5%.

⁵ No planejamento determinativo, são construídos os equipamentos que os estudos de planejamento identificaram como mais econômicos. Até a reforma do setor, o planejamento da geração e transmissão eram determinativos: a construção dos reforços de geração e transmissão seguia as diretrizes dos estudos do GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas, presidido pela Eletrobrás). Atualmente, o planejamento da geração é *indicativo*: embora a EPE prepare todos os anos um Plano Decenal de Expansão da Geração, os equipamentos a serem construídos, como mencionado no texto principal, são selecionados nos leilões de contratação. Observa-se que o planejamento da expansão da *transmissão* continua determinativo: após a aprovação, pelo MME, do plano de expansão da transmissão preparado pela EPE, são realizados leilões para construção das linhas de transmissão; o leilão de transmissão mais recente ocorreu no dia 27 de junho.

⁶ Há também leilões de contratação de nova capacidade para entrega três anos depois (conhecidos como leilões A-3), que complementam os leilões A-5.

⁷ No caso de usinas hidrelétricas, os certificados são conhecidos como “energia assegurada”.

justamente que a importância econômica da energia elétrica aumentou muito nestes últimos vinte anos; portanto, o custo de um racionamento para a sociedade hoje é proporcionalmente maior do que no passado.

Embora um risco de 5% pareça pequeno, é importante observar que este risco se refere a apenas **um ano**; o risco de haver racionamento em **algum dos próximos N anos** é muito maior do que 5%⁸. Como ilustração, a Figura 1 mostra o risco de algum racionamento para o próximo ano; para os próximos dois anos; etc. até atingir 15 anos.

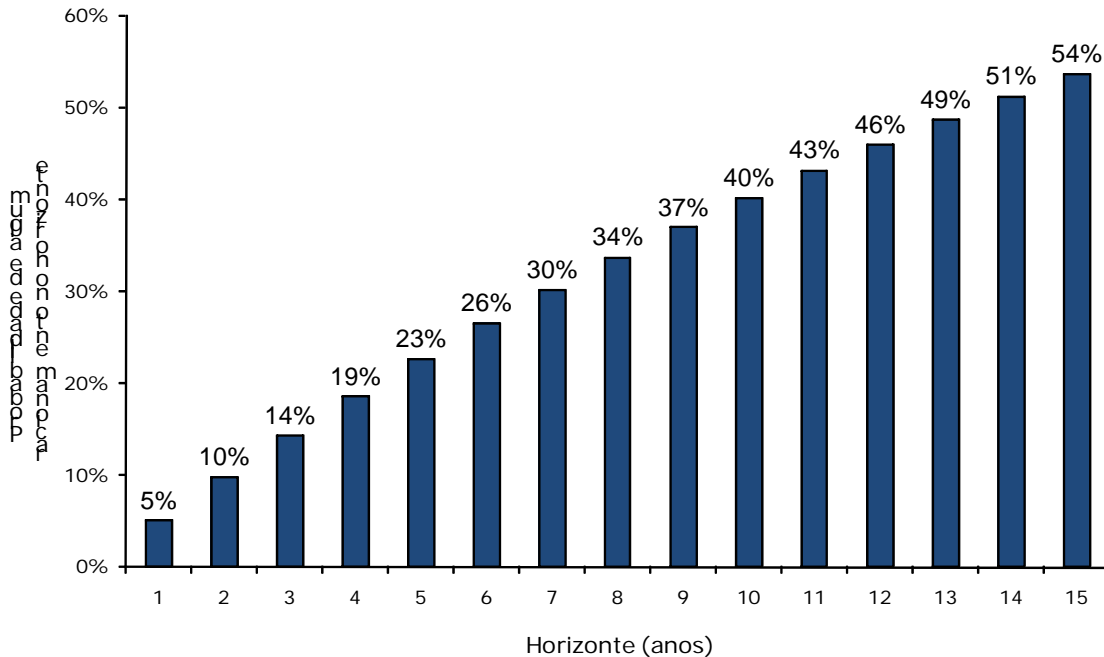


Figura 1 – Risco de haver algum racionamento nos próximos anos com o critério atual de 5%

Observa-se na figura que a probabilidade um governo enfrentar um racionamento durante dois mandatos consecutivos é de 34%. Da mesma forma, a probabilidade de um industrial sofrer algum racionamento durante a vida útil de sua planta (quinze anos) é de 54%. Estes riscos são bastante significativos e podem pesar, por exemplo, na decisão de investir ou não no país.

A Figura 2 mostra os riscos de racionamento resultantes no caso de uma mudança de critério, dos atuais 5% ao ano para 3% ao ano.

⁸ O risco de haver algum racionamento nos próximos N anos é igual a $(1 - \text{probabilidade de não haver racionamento em nenhum ano})$. Por sua vez, a probabilidade de não haver racionamento em nenhum ano é dada por $(1-p)^N$, onde p é o risco anual. Por exemplo, o risco de haver racionamento nos próximos 3 anos é $1 - 0.95^3 = 14,2\%$

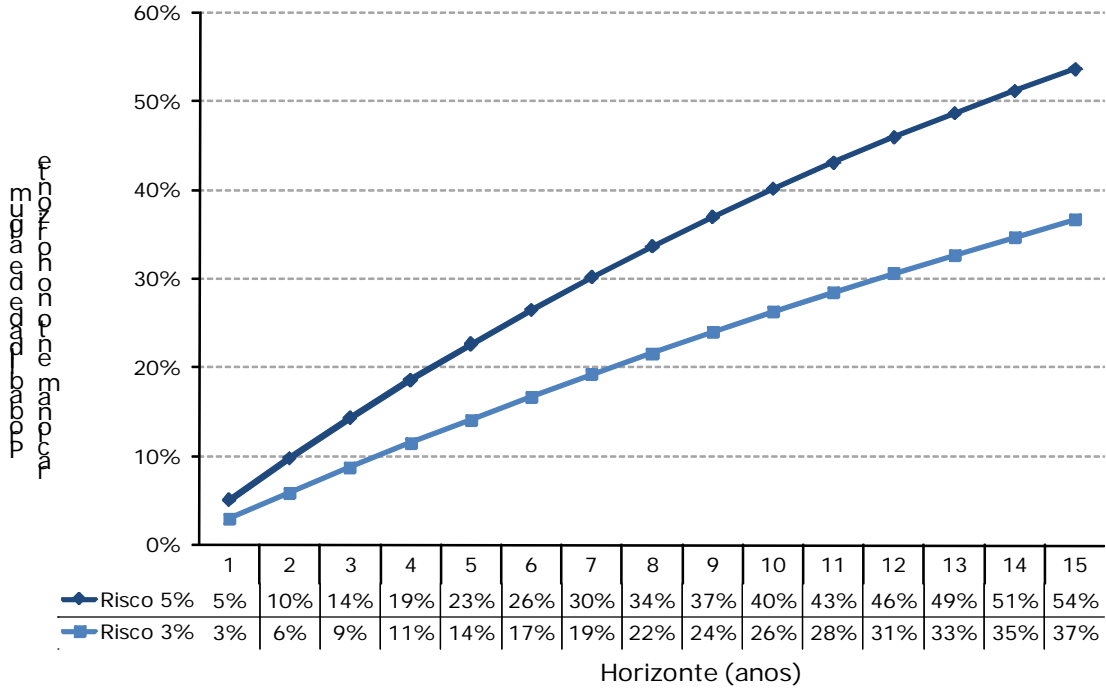


Figura 2 – Risco de haver algum racionamento nos próximos anos com critérios de 5% e de 3%

Observa-se na Figura que o risco de racionamento em dois mandatos consecutivos cairia de 33% para 22%. Já o risco de algum racionamento ao longo da vida útil de uma fábrica, cairia de 54% para 37%.

Quanto custa melhorar a confiabilidade?

Como visto na figura acima, o benefício de melhorar o critério de confiabilidade é evidente. Cabe agora estimar quanto isto custaria.

Simulações realizadas pela PSR indicam que seria necessário construir 4% a mais de capacidade (em termos de garantia física) do que a demanda atual para reduzir o risco de racionamento de 5% para 3%⁹.

Observe que um aumento de 4% na garantia física representa um impacto maior do que 4% para a tarifa do consumidor. A razão é que essa capacidade adicional é composta exclusivamente por energia nova, cujo custo por MWh é maior do que o da tarifa média das distribuidoras, que é uma média entre custos de energia existente e de energia nova. Por exemplo, supondo que o custo da energia nova é 140 R\$/MWh, e que a tarifa média da distribuidora é de 90 R\$/MWh, a redução de risco exigiria um aumento de cerca de 6% na tarifa¹⁰.

⁹ É importante observar que a necessidade de capacidade adicional cresce *não linearmente* com o aumento da confiabilidade, isto é, é necessário menos capacidade de geração (por MWh de demanda) para passar de um risco de 5% para 4% do que para passar de 4% para 3%, e assim por diante.

¹⁰ A nova tarifa é calculada como $(140 \times 0.04 + 90)/90 = 1,062$.

Como realizar a transição para o novo critério de confiabilidade?

Como visto anteriormente, o nível de confiabilidade é garantido indiretamente através da exigência de que contratos sejam respaldados por certificados de garantia física. Também foi visto que estas garantias físicas são calculadas para o critério de confiabilidade **vigente** (5%).

Isto significa que uma mudança no critério de confiabilidade requer uma **revisão** das garantias físicas de **todos** os empreendimentos existentes ou em construção para adequá-los ao novo critério. Dado que se propõe reduzir o risco, esta revisão resultaria em uma **redução** dos certificados, o que finalmente obrigaria a uma **redução** do montante contratado.

Os prejuízos comerciais de uma redução de montantes já contratados são evidentes, e inaceitáveis sob o ponto de vista de estabilidade regulatória e legalidade contratual. Portanto, é necessário encontrar uma forma de contratar nova capacidade sem deslocar os contratos atuais.

Uma alternativa mencionada pelo governo seria calcular certificados sob o novo critério somente para novos empreendimentos, e construir uma capacidade **complementar** que permitiria atingir o novo critério de risco para o sistema. A contratação desta capacidade adicional seria feita através da chamada **contratação de reserva**, já discutida em edições anteriores do Market Report, e cujo primeiro leilão (restrito a usinas de biomassa) está marcado para 30 de Julho.

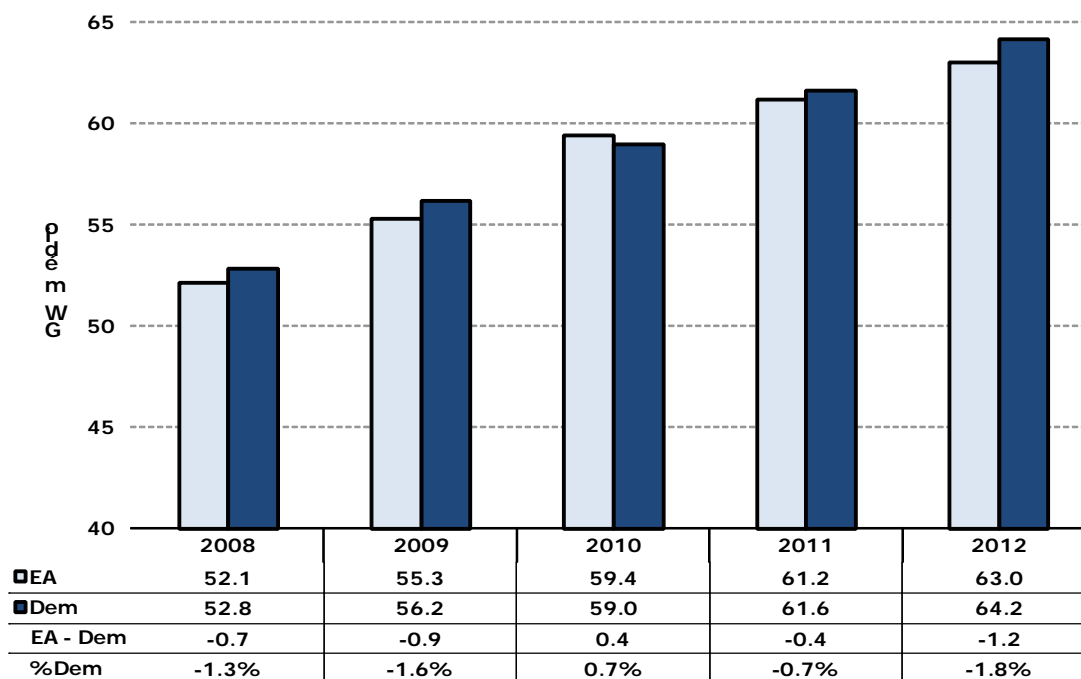
Observa-se, entretanto, que o uso de contratação de reserva para compensar a existência de certificados de “dois tipos” (5% e 3%) apresenta algumas dificuldades. Uma delas é que, de acordo com a Lei, o custo de contratação de reserva deve ser *igualmente repartido* entre todos os consumidores. Isto significa que um consumidor cujo contrato está 100% respaldado por “certificados de 3% de risco” – e, portanto, plenamente adequado ao novo critério de confiabilidade – ainda teria que pagar pela reserva, o que representa uma “dupla taxação”.

Conclusões

Como visto acima, uma mudança no critério de risco de suprimento pode ser desejável para o setor elétrico. Entretanto, também foi visto que os custos para o consumidor podem ser significativos, e a transição não pode ferir direitos contratuais já adquiridos. Estes temas devem ser amplamente discutido com os agentes do setor e com a sociedade em geral, de forma a alcançar-se um critério que represente, na medida do possível, o consenso de todos e que equilibre segurança de suprimento e modicidade de preços e tarifas.

BALANÇO DE ENERGIA

Apresentamos abaixo (figura 3) o balanço de oferta de energia firme e demanda de energia elétrica do Programa Mensal de Operação (PMO) de junho. O PMO é mensalmente divulgado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e apresenta a situação de suprimento para os próximos cinco anos – cronograma de entrada dos novos geradores e reforços das interligações regionais, cenário de demanda e valor esperado do Custo Marginal de Operação (CMO).



1- Dem = Requisito de energia incluindo as demandas da ANDE, bombas da Light e consumo de Itaipu.
 2 - Requisito de Energia e Energia Assegurada 2008 = média entre os meses de junho a dezembro.

Figura 3 – Balanço oferta e demanda do PMO de junho/2008

As ofertas de energia firme dos balanços de energia elétrica dos PMO de maio e junho são iguais, a menos de pequenas reduções – de aproximadamente 50 MW médios – no PROINFA em todo o horizonte.

O balanço negativo (oferta de geração firme é inferior à demanda) em todos os anos, à exceção de 2010, é consequência direta da retirada de um montante substancial de usinas termelétricas a gás natural da oferta do setor elétrico nestes anos. Mesmo assim, o desequilíbrio entre oferta e demanda do balanço da figura 3 não implica que haverá um racionamento de energia. O déficit estrutural de energia indica que o abastecimento energético dos próximos anos depende fortemente de hidrologias futuras favoráveis. Para 2009 a 2012 ainda existe a possibilidade de contratação de nova oferta de bioeletricidade por meio do leilão de reserva, previsto para 20 e 21 de maio. Além disso, para os anos de 2011 e 2012, existe também a possibilidade de

contratação de nova oferta nos leilões A-3 a serem realizados em 2008 e 2009, respectivamente.

PANORAMA CONJUNTURAL

Os gráficos da figura 4 (evolução da Energia Natural Afluente – ENA – em relação à % média de longo termo) mostram as crescentes aflúncias do começo de 2008 e as aflúncias dos dois últimos anos.

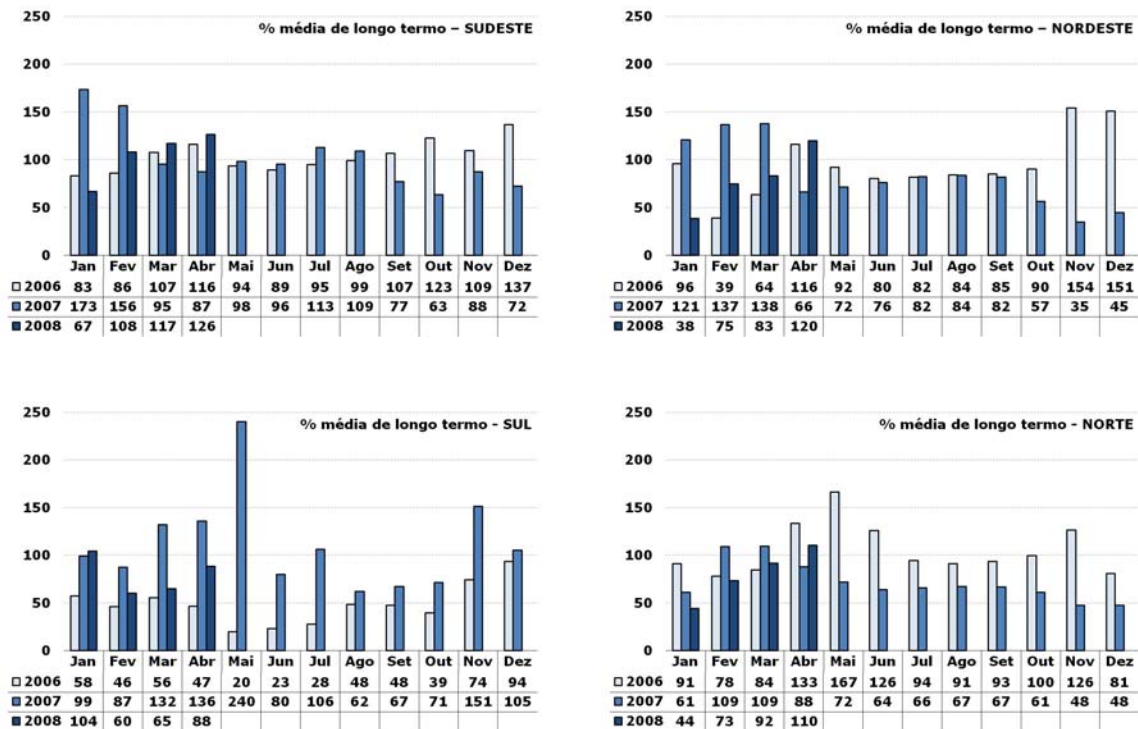


Figura 4 – Histórico de Energia Natural Afluente – fonte: ONS

A figura 5 traz os gráficos dos históricos da energia armazenada de cada região, em relação ao % do valor máximo. Observa-se que a chegada do período úmido, embora atrasada, foi responsável pela recuperação dos níveis dos reservatórios das regiões Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte para valores bem acima da curva de aversão ao risco. A região Sul apresentou melhores aflúncias em maio e, portanto, recuperou um pouco seu nível de armazenamento.

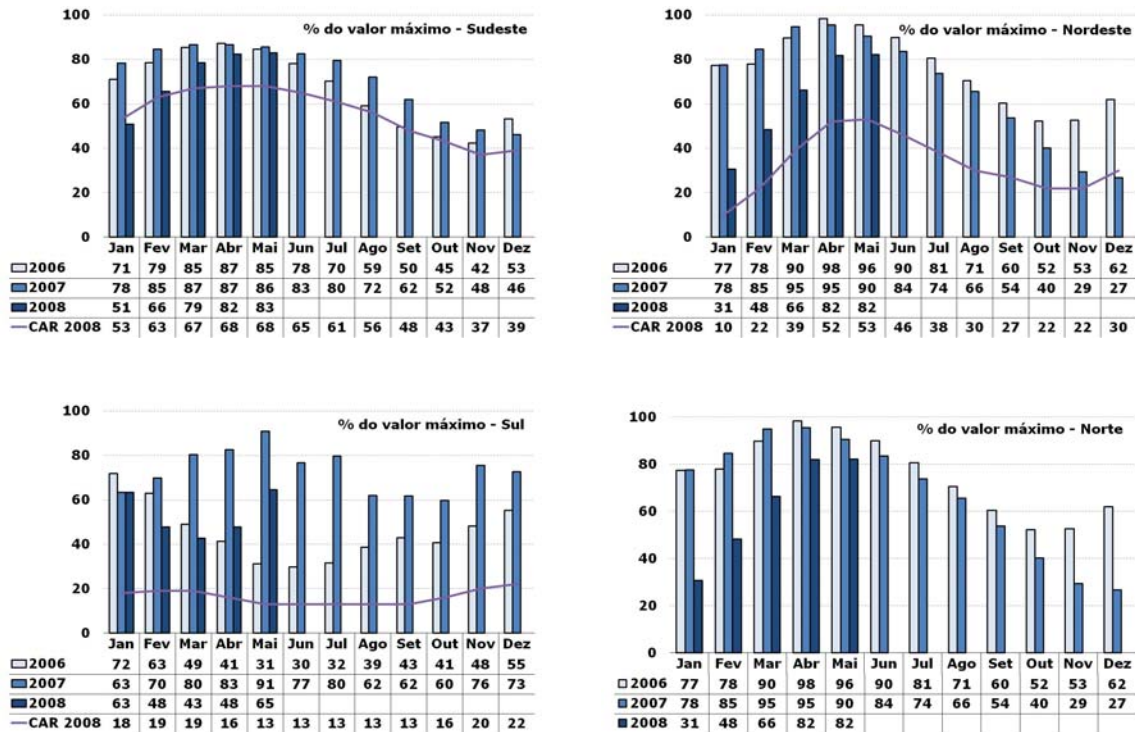
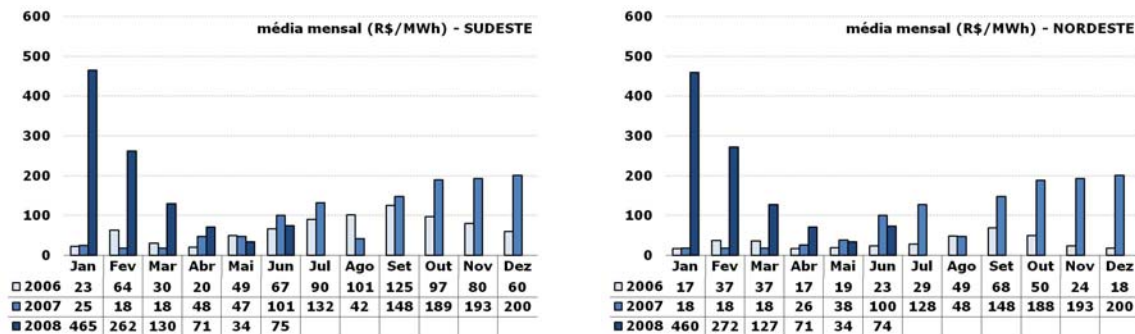


Figura 5 – Histórico de Armazenamento – fonte: ONS

Os gráficos da figura 6 mostram os históricos das médias mensais do preço de curto prazo – PLD – em cada submercado. Suas reduções devem-se às boas condições hidrológicas observadas e o despacho térmico do CMSE, o que favoreceu a manutenção (e até aumento) dos níveis de armazenamento. Entretanto, os altos preços (comparado com os mesmos meses dos últimos 2 anos) foram resultado das baixas afluências do início do ano e, principalmente, do desequilíbrio entre a oferta e demanda de energia firme. Esta tendência pode ser revertida com os leilões de reserva e com os leilões A-3 de 2008 e de 2009.



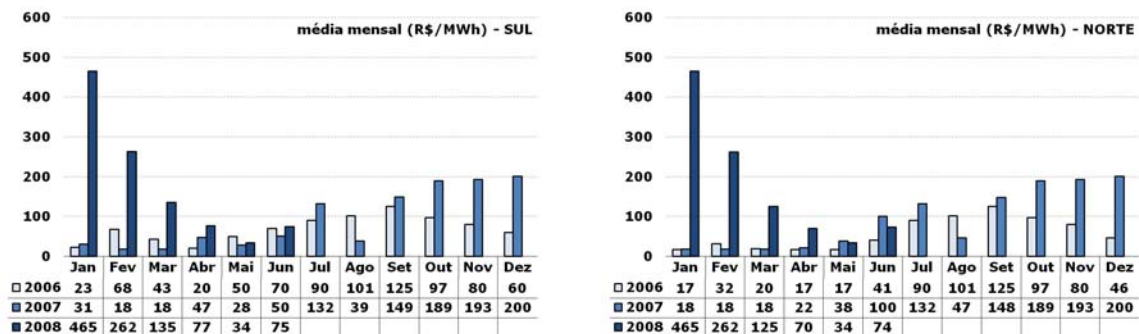


Figura 6 – Histórico de PLD – fonte: CCEE

Finalmente, a figura 7 traz um curto histórico – de novembro de 2007 a junho de 2008 - dos valores semanais do PLD. Em 120 dias o PLD foi do seu valor máximo, 570 R\$/MWh na terceira semana de janeiro, ao seu valor mínimo, 15 R\$/MWh na terceira semana de maio, em todos os subsistemas elétricos. Os preços da última semana de junho foram 77 R\$/MWh em todos os subsistemas.

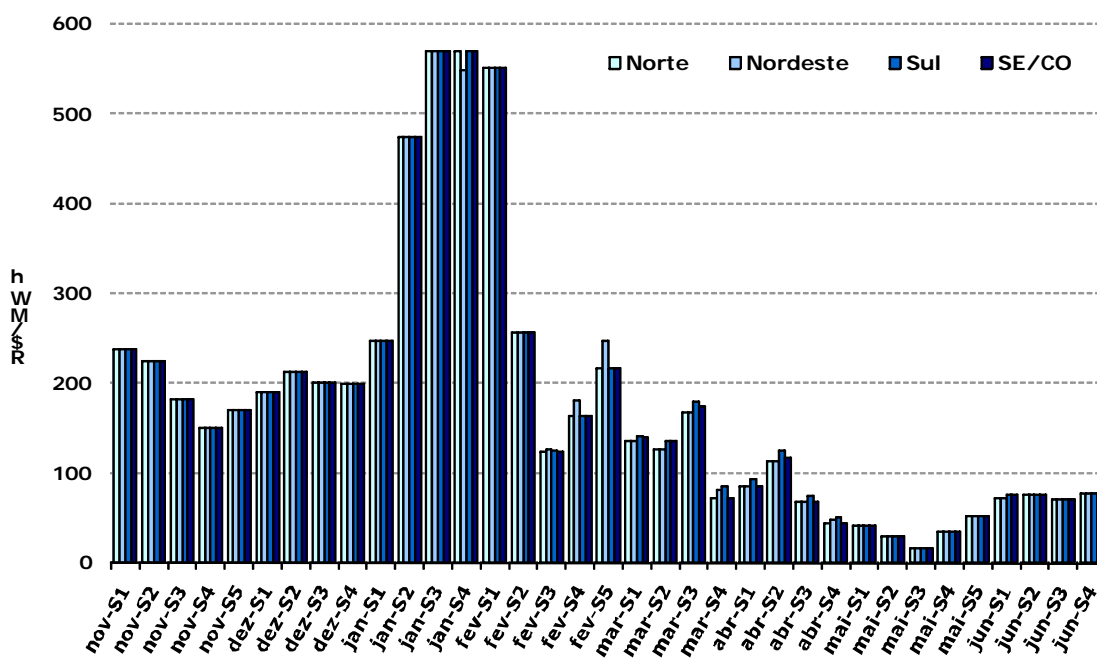


Figura 7 – Evolução PLD semanal a partir de novembro de 2007 (fonte: CCEE)

OS NOVOS CONTRATOS DAS DISTRIBUIDORAS COM A PETROBRAS: PREÇO E MODALIDADES DE CONTRATAÇÃO

No mês de outubro do ano passado, as duas maiores distribuidoras de gás natural do Brasil, CEG, CEG RIO (RJ) e COMGÁS (SP), sofreram cortes no fornecimento de gás que afetaram o atendimento dos segmentos industrial e automotivo (GNV), gerando uma grande expectativa no mercado com relação a garantia de abastecimento deste combustível.

Como amplamente noticiado na mídia, a principal causa do corte no suprimento das Distribuidoras foi a necessidade de despachar as usinas termoelétricas como medida preventiva para evitar o esvaziamento excessivo dos níveis dos reservatórios no final do período seco, e em última instância, afastar uma possível crise no fornecimento de energia elétrica.

Como divulgado amplamente pela Petrobras, para corrigir os problemas de restrições no suprimento de gás ao mercado brasileiro, principalmente para cumprir com o Termo de Compromisso assinado com a ANEEL, seriam tomadas medidas no lado da oferta como o Plangas e os terminais de regaseificação de GNL, e de gerenciamento da demanda, que incluía a renegociação dos contratos de gás nacional para adequar os volumes contratuais e estabelecer uma nova política de preços, mais elevada e que buscava uma referência nos preços praticados para o óleo combustível.

A esta intenção da Petrobras, sucederam-se notícias sobre a nova contratação de gás pela Petrobras com todas as Distribuidoras estaduais que recebem exclusivamente gás nacional ou que tenham pelo menos uma parcela deste gás em seu mix de compra.

Nesta edição do Market Report analisaremos em detalhe estes novos contratos de suprimento negociados pela PETROBRAS com as Distribuidoras, caracterizados pela aplicação de uma nova fórmula de preços para o gás natural e pela introdução de novas modalidades flexíveis de contratação.

OS NOVOS CONTRATOS COM AS DISTRIBUIDORAS

As novas modalidades de contrato apresentam como principal novidade a inserção da flexibilidade de fornecimento, ou seja, o consumidor poderá ter o seu suprimento de gás natural suspenso (modalidade Interruptível) ou substituído por um combustível líquido (modalidade Firme-Flexível), quando a PETROBRAS precisar utilizar o gás natural para a geração termoelétrica.

A principal diferença entre as duas modalidades flexíveis de abastecimento é que no caso do contrato interruptível, a PETROBRAS poderá suspender a entrega do gás natural durante um período máximo de 90 dias no ano para atender a geração termoelétrica, e em contrapartida, o consumidor receberá o gás natural a um preço com desconto no citygate (válvula de entrada da rede de distribuição) com relação à modalidade Firme Inflexível que tem entrega garantida.

No caso do contrato Firme-Flexível, a interrupção do suprimento de gás pela PETROBRAS está sujeita a substituição pelo combustível líquido alternativo (Óleo Combustível 1A) ao mesmo custo do gás natural, por conta da PETROBRAS, sendo que em alguns casos o consumidor ganharia um desconto no preço toda vez que tiver o seu suprimento de gás substituído. Nesta modalidade se faz necessária a assinatura de acordos tripartite envolvendo o consumidor, a distribuidora de gás e a distribuidora de OC, para assegurar a entrega do combustível substituto em volume e no prazo requerido para dar continuidade à operação das plantas industriais.

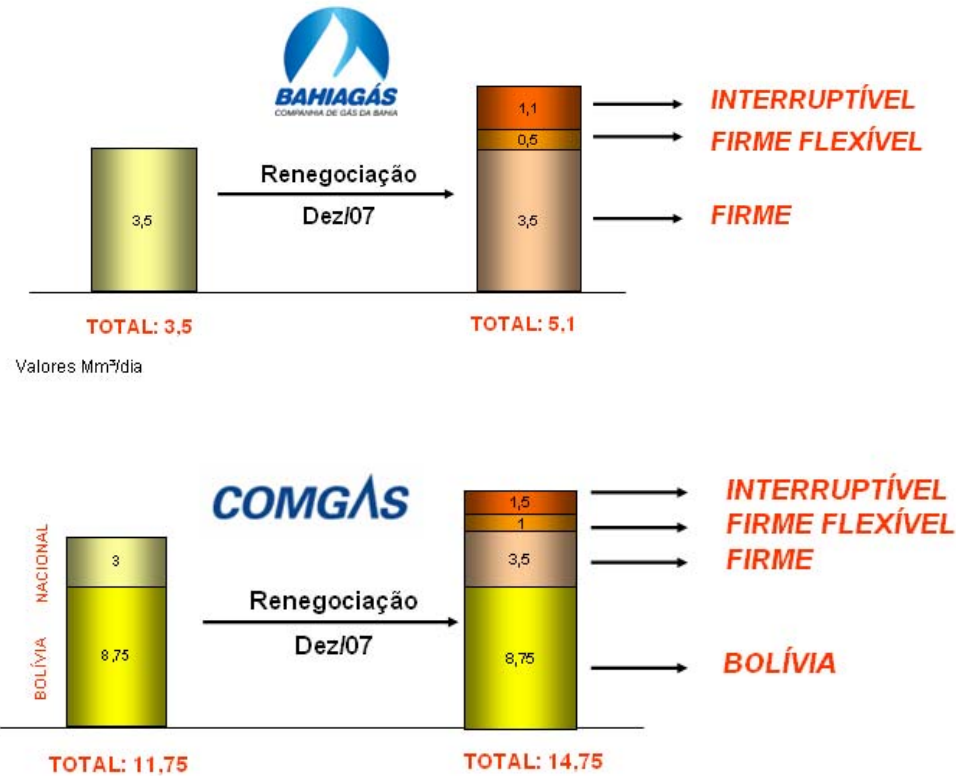
No quadro abaixo se descrevem resumidamente as particularidades de cada modalidade contratual:

<i>FIRME</i>	Estabelece um compromisso de comercialização com pagamento por quantidades mínimas contratadas por parte do cliente e a respectiva garantia de entrega por parte do fornecedor.
<i>FIRME FLEXÍVEL</i>	Neste contrato, o consumidor bi-combustível se dispõe a utilizar um combustível alternativo por determinado período. Este combustível é entregue pelo fornecedor com a mesma precificação do gás.
<i>INTERRUPTÍVEL</i>	Neste contrato, o suprimento de gás natural pode ser interrompido pelo fornecedor. Nessa modalidade a responsabilidade pela substituição do combustível alternativo fica a cargo do cliente. O preço do gás natural para o consumidor interruptível possui um desconto.

Figura 1 – Novas Modalidades de Contratação (Fonte: Petrobras)

A principal moeda de troca oferecida pela PETROBRAS para as Distribuidoras aceitarem a migração dos seus contratos foi a perspectiva de contratar volumes crescentes ao longo dos próximos 5 anos (os contratos tem prazo até 2012), e desta forma contar com o aumento da sua base de faturamento. Neste sentido, cada distribuidora negociou condições de abastecimento diferenciadas em função da sua localização e da disponibilidade de fontes de produção e logística de transporte próximo a sua área de concessão.

Nas figuras abaixo, observamos a situação das três maiores distribuidoras de gás natural do país, Bahiagas, Comgas e CEG/CEG RIO antes e após a renegociação dos seus contratos, sendo que os volumes finais indicados somente serão alcançados em 2012:



CEG

Mm³/d	Contrato Antigo	Contrato Novo	
		2008	2012
Firme Inflexível	5,50	5,75	7,88
Firme Flexível		0,64	1,10
Interruptível		0,48	0,48
Firme Contingencial		0,92	0,00
Total	5,50	7,79	9,46

Figura 2 – Renegociações contratuais (Fonte: Petrobras)

A implantação de condições flexíveis de suprimento é uma ferramenta comum utilizada em mercados desenvolvidos de gás natural para otimizar o uso da infraestrutura de transporte e aproveitar as contra-sazonalidades naturais da demanda entre os distintos segmentos de consumo. Sob essa ótica, o aproveitamento dos volumes de gás natural reservados para as termelétricas quando as usinas não estão despachando é algo extremamente desejável e positivo para o desenvolvimento do setor.

No entanto é preciso cuidado ao analisar a situação brasileira em função da presença da PETROBRAS como único agente comercializador de gás no mercado, que detém 100% dos contratos de transporte, controla ou participa em mais de 70% da

capacidade termoelétrica instalada no país, e ainda participa em quase todas as distribuidoras estaduais de gás a exceção do Rio e de São Paulo.

Para que o mercado spot ou secundário seja realmente efetivo sinalizando o preço de oportunidade do gás, a faculdade de decidir pelo consumo ou pela comercialização do produto, ou seja o poder de arbitragem, deveria estar nas mãos dos usuários finais que são a parte da cadeia que remunera o desenvolvimento da infra-estrutura, e não do único supridor do mercado com interesses em diversas cadeias de negócios.

Da forma como está sendo conduzida a introdução dos contratos flexíveis, motivados pela restrição na oferta de gás e não por uma decisão econômica dos agentes consumidores, o crescimento do mercado de gás no médio prazo poderá sofrer com o adiamento ou cancelamento dos investimentos em ampliação de capacidade no segmento industrial.

Não é simples para um consumidor industrial decidir pela migração de um contrato firme para um firme flexível ou interruptível, dado que esta decisão está ligada a uma análise de risco de interrupção do fornecimento que por sua vez está ligada a uma decisão de despacho termoelétrico, que pode ser por motivos de ordem de mérito dos custos variáveis de operação, mas pode ser por decisões de segurança operativa como nos volumes despachados a partir de dezembro do próximo ano.

A NOVA POLÍTICA DE PREÇO

Outra mudança introduzida na renegociação dos contratos foi a nova política de preços para o gás de produção nacional. A nova fórmula de cálculo do preço do gás é composta de duas parcelas: uma parcela fixa destinada a remuneração da infra-estrutura de processamento e transporte de gás natural (ajustada anualmente por IGPM); e uma parcela variável para remunerar a commodity que será ajustada por uma cesta de óleos combustíveis que variam conforme o preço do petróleo.

Em termos de estrutura, a nova formula é semelhante a política de preços regulada pela Portaria No 3 da ANP que esteve em vigor até o final do ano de 2003 e estabelecia uma parcela de commodity indexada ao mercado internacional, e uma parcela de transporte, que variava de acordo com a localização da concessionária de distribuição de gás, sinalizado o fator locacional para novos investimentos.

No entanto, chama a atenção dois aspectos fundamentais sobre a nova política de preços e a forma como a mesma está sendo introduzida:

- 1) A nova parcela Fixa do preço dedicada a remuneração da infra-estrutura, estimada em torno de 3,0 US\$/MMBtu, representa um aumento de mais de 5 vezes ao custo médio da parcela de transporte aplicadas nos contratos anteriores de gás nacional e que eram estabelecidas pela ANP. Além disso, a nova parcela fixa é a mesma para todas as concessionárias de distribuição eliminando de vez o fator locacional do sistema de transporte.
- 2) As novas modalidades flexíveis não permitem uma redução nos preços antigos praticados mas sim uma redução dos novos preços, bem mais altos que os atualmente praticados. Ou seja, a interruptibilidade não permite o retorno aos preços anteriores a nova política de preços.

É necessário compreender que o impacto desta nova política de preços será diferenciado dependendo do Estado onde o consumidor está localizado, em função do mix de fontes de abastecimento de gás da concessionária, do mix de volumes por modalidade contratados e também do tratamento regulatório que a Agência Reguladora Estadual dará ao repasse das novas condições de preço para o mercado.

Por exemplo, no caso da distribuidora Comgás (SP) a nova fórmula de preços do gás nacional não conta com o fator redutor, portanto, o aumento do preço foi repassado integralmente para o mercado na revisão tarifária ocorrida em Maio passado. Porém o suprimento do gás nacional representa apenas 40% das fontes de abastecimento da Comgás que também recebe gás de origem Boliviana 60% que acaba atuando como um amortecedor da nova política de preço.

Nos estados sem o gás boliviano, foi negociado um redutor do aumento provocado pela nova política que em geral significará que em 2010 todas estas Distribuidoras já estejam plenamente com o preço novo. No gráfico de preços da figura 5, apresentado no final do relatório, pode-se observar a evolução comparada dos novos preços de gás natural praticados nestes novos contratos, com redutor e sem redutor, com o preço de combustíveis alternativos e com o gás importado da Bolívia.

Conforme mencionado no item 1 acima, o aspecto que mais preocupa com relação a nova política de preços é a falta de transparência na apresentação dos custos inseridos na parcela fixa do preço e a omissão do Agência Nacional de Petróleo – ANP em cumprir com o papel de regular as tarifas de transporte no âmbito nacional como vinha sendo prática desde a criação da Agência.

Por tratar-se de uma atividade sujeita a monopólio natural, o transporte de gás natural precisa ser regulado pelo agente regulador setorial – ANP para evitar que ocorra o abuso de poder econômico e a restrição do acesso a infra-estrutura.

A realização do PLANGÁS, conjunto de investimentos da PETROBRAS na antecipação da produção de gás natural, incluindo o desenvolvimento de campos produtores, construção de plantas de processamento de gás e gasodutos de transporte, e os investimentos para regaseificar o GNL, são as justificativas utilizadas pela PETROBRAS para respaldar a nova política de preços.

Consideramos justo que o preço do gás natural seja suficiente para remunerar os investimentos na produção e premiar o risco assumido pelo operador, no entanto, os investimentos na cadeia de transporte, considerada uma atividade de baixo risco, precisam ser auditados e aprovados para verificar o cumprimento dos princípios básicos presentes na regulação da indústria de rede em mercados competitivos: transparência das informações, promoção do livre-acesso e melhoria da eficiência do sistema.

A nova LEI DO GÁS em discussão no Congresso Nacional introduz o sistema de concessão para a atividade de transporte, porém não será suficiente para melhorar as condições de transparência e fortalecer a atuação do órgão regulador setorial a ANP. É fundamental resgatar e fortalecer o papel da ANP no setor de gás natural para desenvolvermos uma indústria gás natural saudável e competitiva no país.

Nossas expectativas são grandes quanto aos impactos nos preços de gás natural projetados para os próximos meses e que serão repassados imediatamente ao

mercado, com exceção da Comgás que sofrerá estes reajustes através da conta gráfica e que será aplicada em Junho 2009.

Não está fácil a vida dos consumidores de gás natural, mas situações como esta nos levam a refletir sobre o modelo regulatório e a proposta de nova lei do gás em análise no Congresso Nacional.

A hora de tentar mudar este status quo é agora. Os Consumidores Industriais e as Distribuidoras devem buscar uma melhoria nas condições estruturais da indústria com uma alteração profunda do projeto aprovado pela Câmara e em análise no Senado, única forma de verem seus direitos preservados no futuro.

Depois, como se diz, será "chorar o leite derramado".

GAS NATURAL- ANÁLISE DO BALANÇO OFERTA x DEMANDA

1- BALANÇO OFERTA E DEMANDA BRASIL (EX- AMAZONAS) – MAIO DE 2008

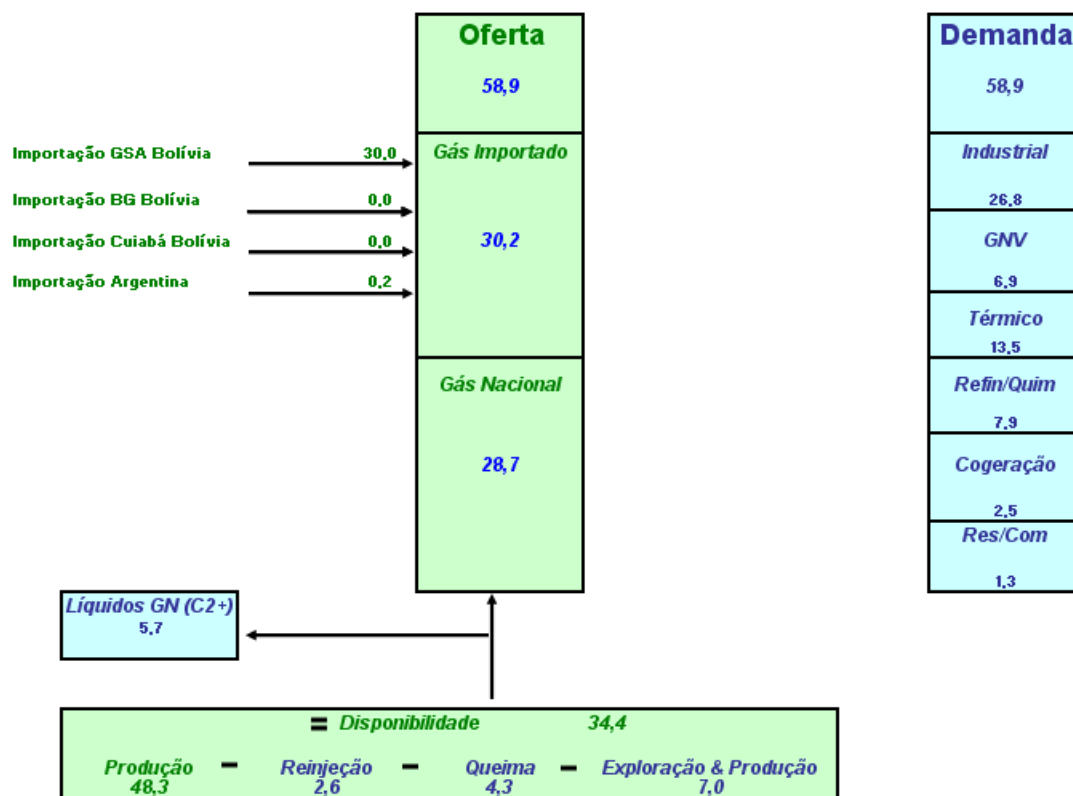


Figura 3 – Balanço Oferta x Demanda Brasil Maio 2008 (Fonte: ABEGÁS, ANP e ONS).

- Com relação à oferta, as produções que vinham apresentando comportamentos crescentes nos últimos meses tanto no ES (Pera-

Cangoá) quanto na BA (Manati) estão atingindo uma estabilidade em torno de 8 Mm³/dia 6 Mm³/dia respectivamente.

- A importação de gás vinda da Argentina no mês de Maio sofreu uma queda se comparada ao mês de Abril onde o volume médio enviado foi de pouco mais de 1 Mm³/dia. Em Maio, os despachos se concentraram nos primeiros dias do mês.
- Com relação à demanda, o destaque está para o setor térmico que apresentou redução de cerca de 20% se comparado ao volume do mês anterior que foi de 17Mm³/dia.

2- ACOMPANHAMENTO DO CONSUMO TERMOELÉTRICO SE/CO – JUNHO DE 2008

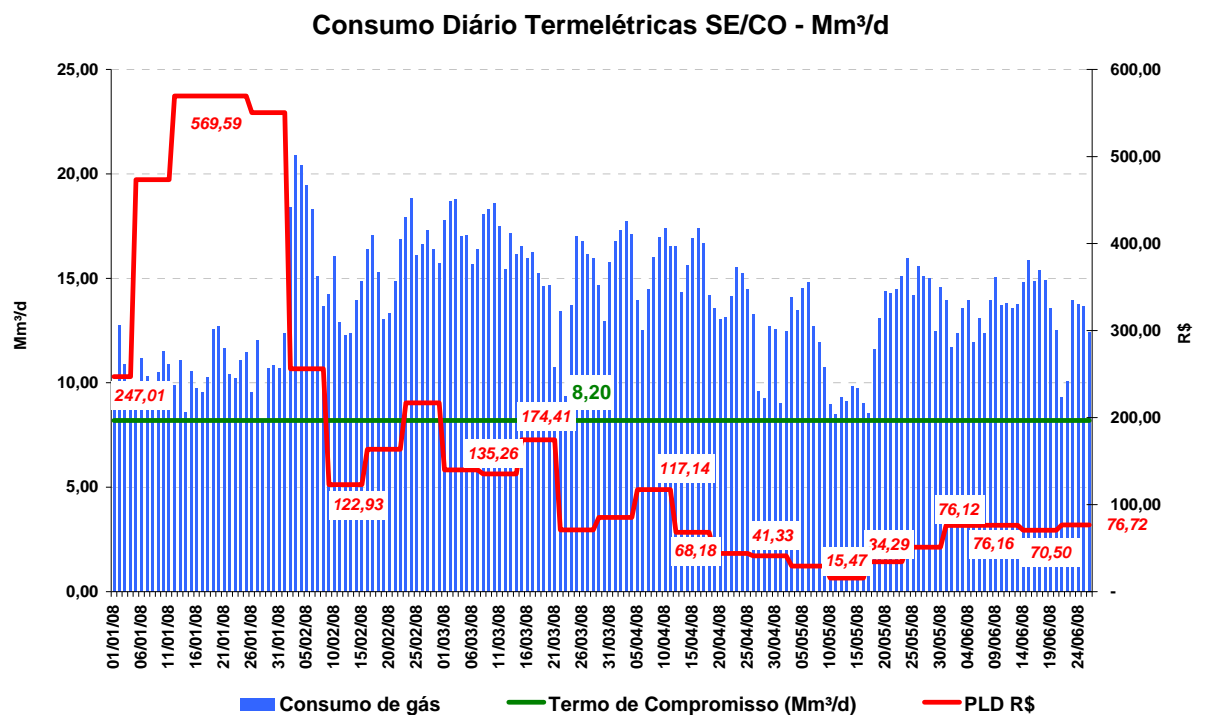


Figura 4 – Consumo Termelétricas no Sudeste e Centro Oeste (Fonte: ONS).

- Como podemos observar, os preços da energia elétrica no curto prazo (PLD) se mantiveram acima da média do mês anterior por conta de uma leve sinalização de recuo da energia armazenada nos reservatórios por conta do fim do período úmido e início do período seco.
- Ainda nesses patamares de preços, em torno de R\$ 70,00 /MWh, observamos os despachos termelétricos a gás natural ainda acima do Termo de Compromisso. Despachos estes por conta da resolução CNPE nº 8 que determinou o despacho fora da ordem de mérito.

3- ACOMPANHAMENTO DE PREÇOS DE ENERGÉTICOS

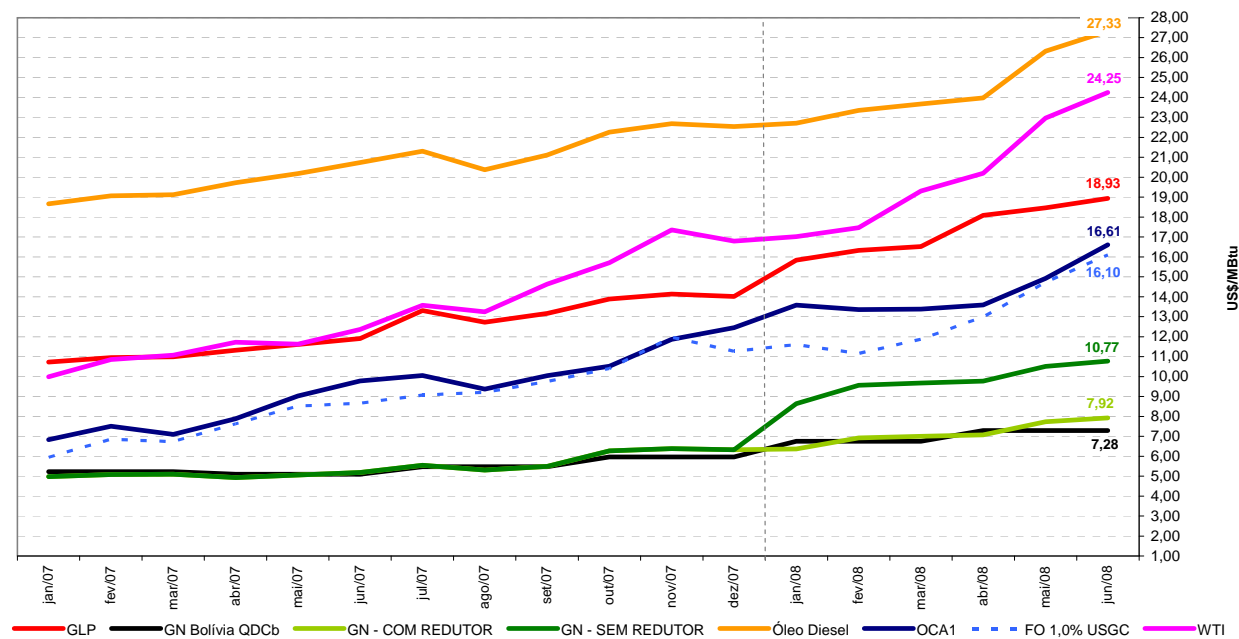


Figura 5 – Comparativo de preços de energéticos.

- Como se pode observar, os preços dos energéticos mantêm-se em escalada crescente a reboque das cotações do petróleo.
- No que se refere ao gás natural, temos a nova política de preços para o gás nacional com preços superiores ao importado pela Bolívia.
- Com relação aos óleos, preços do óleo combustível bastante alinhado com sua referência internacional, óleo USGC.