

# PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise da Conjuntura das Indústrias do Petróleo e do Gás – Janeiro de 2001 - Ano 3 – n. 1

Grupo de Energia – Instituto de Economia - UFRJ

[www.ie.ufrj.br/infopetro](http://www.ie.ufrj.br/infopetro)

**Apresentação**

**E**ste número do *Petróleo & Gás Brasil* traz seis artigos abordando as questões mais relevantes da conjuntura do Petróleo e do Gás no mês de janeiro de 2002. A seção “Petróleo-Mercado” traz dois artigos. O primeiro faz uma análise das perspectivas para a evolução do preço do petróleo para o ano de 2002. Basicamente dois cenários são apontados e analisados: i) cenário mais provável de preços relativamente estáveis em torno dos 22 dólares, na média anual; ii) cenário menos provável de choque de oferta em função da instabilidade no Oriente Médio. Este cenário implicaria numa grande volatilidade para os preços, tanto na direção de alta quanto baixa, dependendo da evolução da demanda.

O segundo artigo faz um balanço do primeiro mês da abertura do downstream no Brasil. Este artigo aponta e analisa as principais dificuldades enfrentadas pelo governo para impedir que a margem criada pela redução do preço nas refinarias fosse apropriada pelos agentes públicos e privados.

A seção “Petróleo-Investimento” faz uma análise das dificuldades enfrentadas pelos novos entrantes no mercado brasileiro de petróleo para ter acesso a fontes apropriadas de financiamento. Os fundos de Potencial dos Fundos de Venture Capital/Private Equity são apontadas como uma das opções para este tipo de empresas. Neste senti-

do, o artigo faz uma análise do potencial destes fundos no país.

A seção “Petróleo-Indústria” faz um balanço do desempenho recente da Petrobras no mercado mundial de petróleo. Este artigo coloca em evidência o rápido avanço da competitividade da empresa e analisa as razões do bom desempenho econômico-financeiro recente.

A seção “Gás Natural – Mercado” analisa as mudanças nas regras do mercado elétrico brasileiro. A geração termelétrica tem sido apontada como o maior mercado potencial para o gás natural no Brasil. Entretanto, esta expectativa tem sido seguidamente frustrada pelas dificuldades de implementação dos projetos. Por esta razão, a recente mudança nos rumos da reforma do setor elétrico é uma questão de extrema importância para a indústria do gás natural. Este artigo não só aponta as principais mudanças nos rumos da reforma, mas também as questões em aberto para viabilizar a revitalização do setor elétrico.

Finalmente, a seção “Ensaio do Mês” traz um artigo que analisa a herança das três crises de 2001: a crise da Califórnia, crise energética brasileira e o problema da gigante Enron. Estes três eventos trazem questionamentos importantes para os consensos estabelecidos sobre políticas de reestruturação dos mercados energéticos e estratégias empresariais no novo contexto de mercado.

## EQUIPE

### Editor Responsável

Edmar Luiz F. de Almeida

### Colaboradores

Adilson de Oliveira

Carla Maria de Souza e Silva

Helder Queiroz Pinto Júnior

Pedro Ballarin Bruni

Rodolfo Fraenkel

### Contato

Tel: (21) 3873-5272

Fax: (21) 2541-8148

e-mail: [infopetro@ie.ufrj.br](mailto:infopetro@ie.ufrj.br)

### Apoio

ONIP-FINEP – FNDCT-CTPETRO

### Apresentação ..... 1

#### Petróleo

Preços do Petróleo no Mercado Internacional..... 2

Comportamento do Mercado na Abertura do Downstream..... 4

O Potencial dos Fundos de Venture Capital/Private Equity ..... 5

Petrobras: uma “Major” Emergente..... 7

#### Gás Natural

Revitalização do Mercado Elétrico : o Governo Acordou?..... 9

#### Fatos Marcantes do Mês ..... 11

#### Ensaio do mês

A Herança das Três Crises de 2001 ..... 13

#### Anexo estatístico ..... 15

## NESTA EDIÇÃO

## Preços do Petróleo no Mercado Internacional : o que Esperar para 2002

O ano de 2001 foi marcado por uma trajetória descendente dos preços do petróleo no mercado internacional. O preço do barril do West Texas Intermediate (WTI) que iniciou o ano de 2001 no patamar de 29 dólares, terminou o ano por volta de 19 dólares. Ao longo dos três primeiros trimestres do ano, o preço do barril vinha oscilando dentro da faixa estabelecida pelo cartel da OPEP (22-28 dólares). Entretanto, o preço saiu do controle da OPEP com uma queda abrupta após o atentado de 11 de setembro. O preço do petróleo bruto baixou em média 7 dólares entre 11 de setembro e o final do ano.

Em artigo publicado na edição de setembro deste boletim, apontávamos para a possibilidade de o atentado de 11 de setembro trazer impactos de curto e longo prazos. A curto-prazo, o choque na demanda deveria prevalecer em função dos impactos recessivos do atentado. A médio-prazo, um choque de oferta não pode ser descartado diante do contexto político no Oriente Médio. Foi exatamente o choque da demanda que ditou a dinâmica do mercado nos últimos 4 meses de 2001. Senão, vejamos: a evolução da demanda mundial já se apresentava enfraquecida no primeiro semestre, como ficou patente pelas seguidas revisões para baixo das previsões de demanda da Agência Internacional de Energia. Com este sinal de alerta, a OPEP decidiu cortar cerca de 1 milhão de barris/dia em março de 2001. Este corte viabilizou um relativo reequilíbrio no mercado, evidenciado por um início de redução das reservas americanas. Porém, a intensificação da desaceleração da demanda impediu que os preços superassem o nível de janeiro.

Com o atentado, o ritmo de desaceleração da demanda acentuou-se. Uma das conseqüências imediatas foi a forte redução da demanda de combustíveis pelo setor de transporte aéreo, que representa cerca de 10% da demanda de combustíveis nos EUA. A demora da OPEP em implementar cortes na produção provocou um colapso nos preços no último trimestre do ano, o qual foi revertido apenas com um novo corte de mais um milhão de barris, em janeiro de 2002. Portanto, o ano de 2001 foi marcado por um enfraquecimento da demanda que cresceu apenas 0,6%, atingindo uma média de 76,7 milhões de barris por dia.

O ano de 2002 tem início com uma grande apreensão dos agentes quanto à possível evolução

do mercado do petróleo. No contexto do mercado atual, alguns elementos se destacam: i) o ano iniciou-se com o corte de um milhão de barris pela OPEP e um acordo com países exportadores não-membros (Rússia, Noruega, México, Oman e Angola), prevendo-se cortes adicionais de mais 0,5 milhão de barris/dia. O mercado espera que estes cortes estejam completamente efetivados ao longo do mês de fevereiro; ii) a demanda de combustíveis continua emitindo sinais de fraqueza. Além dos Estados Unidos, estes sinais vêm também da Ásia, onde existe atualmente uma capacidade ociosa no refino de cerca de 4 milhões de barris/dia (cf. PIW, janeiro 2002); iii) a situação política no Oriente Médio passa por uma rápida deterioração, em função dos desdobramentos políticos e militares da campanha americana no Afeganistão. Verificou-se um grande retrocesso no conflito árabe-israelense, com o abandono de princípios segundo os quais buscava-se construir a agenda de negociação política. Por isto, a pressão popular aumentou sobre os regimes árabes aliados aos Estados Unidos.

Diante deste contexto, dois cenários de preços podem ser aventados. O primeiro deles seria um cenário de preços bem comportados. Neste cenário, a volatilidade dos preços seria pequena, ficando os mesmos em torno da meta inferior da OPEP, ou seja, 22 dólares por barril. Os preços ficariam em torno dos 20 dólares por barril ao longo dos três primeiros meses do ano, com uma redução progressiva da oferta em função dos cortes programados. No segundo trimestre do ano, a redução sazonal da demanda, com o início da primavera no hemisfério norte, representaria um freio para a recuperação dos preços, mesmo com a implementação dos cortes. Para o segundo semestre, espera-se uma recuperação da economia mundial, reaquecendo-se a demanda de combustíveis, o que permitiria trazer os preços do petróleo para dentro da faixa-objetivo da OPEP (\$22-28). Neste cenário, o reaquecimento da demanda seria acompanhado por um aumento gradual da oferta da OPEP, buscando-se recuperar sua participação no mercado.

Um cenário alternativo seria marcado pela deterioração das condições de oferta da indústria, em função de um possível agravamento de uma crise política no Oriente Médio e em outros países membros da OPEP. Esta hipótese, ainda que menos provável, não pode ser descartada do

---

horizonte de 2002. Como já foi apontada em outros artigos deste boletim, a renovação da disciplina da OPEP constitui um fator essencial para a manutenção dos preços do petróleo em níveis relativamente altos, nos últimos dois anos. Esta disciplina se explica por dois elementos básicos: i) uma redução no passado recente da tensão política no Oriente Médio, com a política de busca de um acordo para o conflito Palestino-Israelense pelo governo democrata americano ii) os custos relativamente baixos da disciplina, num contexto de baixo nível de capacidade ociosa nos países da OPEP. Com o agravamento destes dois elementos, não podemos descartar a hipótese de um forte desgaste da disciplina e do poder de mercado da OPEP.

Se o cenário de descontrole de preços se confirmar, podemos esperar uma maior volatilidade dos preços em trajetória descendente ou até ascendente, dependendo do comportamento da demanda. No caso da recuperação da economia americana não se concretizar como está sendo esperado, pode haver espaço para uma guerra de preços com uma redução dos mesmos para níveis em torno dos 15 dólares por barril. É importante ressaltar que uma queda na receita das exportações de petróleo é um fator que contribui ainda mais para enfraquecer os frágeis consensos políticos que ancoram a postura dos governos dos países membros da OPEP. Um caso emblemático do que estamos apontando é a Venezuela. O governo Chavez vem tendo uma postura política firme na defesa da disciplina da OPEP para o estabelecimento de sua faixa de preços. Entretanto, pelo fato deste governo sustentar-se através de um

projeto político voltado para as camadas mais pobres da população, que prevê aumento dos gastos sociais, decorre uma dependência do governo sobre as receitas do petróleo. Os cortes adicionais na produção têm seus limites políticos em todos os países.

Caso a demanda volte a crescer, abre-se espaço para manobras políticas de grandes países produtores (Irã e Iraque), num contexto de agravamento da instabilidade política. Estes dois países representam 22% da produção total da OPEP e 9% da produção mundial. Interrupções das exportações, mesmo que por curto espaço de tempo, certamente teriam impactos importantes sobre a oferta e os preços no mercado internacional. Neste caso, os preços tenderiam a comportar-se com grande volatilidade, extrapolando o limite de 28 dólares, com picos importantes, em períodos curtos de tempo.

Edmar de Almeida  
Prof. IE-UFRJ

## NOVA VERSÃO DO SITE INFOPETRO

[www.ie.ufrj.br/infopetro](http://www.ie.ufrj.br/infopetro)

Agora já é possível fazer, gratuitamente, **pesquisa por palavra-chave** em todos os números do boletim já publicados. Basta visitar a versão online do boletim e conferir.

Confira também o nosso Banco de Dados, onde também já é possível realizar **pesquisas por palavra chave**.

Aqueles que não estão cadastrados para receber o boletim por e-mail podem agora fazê-lo diretamente no site Infopetro.

O Boletim e o Banco de Dados estão também disponíveis no site da ONIP ([www.onip.org.br](http://www.onip.org.br)).

## COMPORTAMENTO DO MERCADO NA ABERTURA DO DOWNSTREAM

O primeiro mês de abertura e liberalização do mercado de combustíveis nacional foi acompanhado com grande atenção pela mídia, autoridades do setor e pela população em geral. O anúncio pelo Presidente da República de uma redução de 20% nos preços da gasolina criou um fato político importante, uma vez que praticamente fixou uma meta de redução dos preços no momento da abertura. Ao criar uma expectativa de que toda a margem criada com a redução dos preços na refinaria seria repassada aos consumidores, este anúncio acabou colocando as autoridades setoriais numa situação difícil: fazer com que a redução fosse repassada aos consumidores através do funcionamento das forças do mercado.

Como era de se esperar, imediatamente após a liberalização dos preços, o mercado não funcionou como gostaria o governo. Os preços caíram em média 11%, após um grande esforço do governo federal pressionando duramente os sindicatos de postos e os governos estaduais que hesitavam em reduzir a base de cálculo do ICMS. Por um lado, parte das distribuidoras aproveitaram a queda do preço dos combustíveis na refinaria para recompor suas margens. Por outro lado, com todas as atenções voltadas para o monitoramento dos preços dos combustíveis nos postos, ficaram evidentes as práticas anticompetitivas no varejo. Em várias cidades do país, principalmente naquelas de médio porte, o preço dos combustíveis na bomba é praticamente o mesmo em todos os postos.

O Governo tem anunciado como uma de suas prioridades forçar a baixa dos preços, principalmente pelo peso dos combustíveis na meta de inflação, a qual foi estourada ano passado. Sem poder mais fixar margens ao longo da cadeia, a “influência” do governo sobre os preços só pode se dar de duas formas. A primeira é através da BR Distribuidora, que passará a adotar uma estratégia com o fim de forçar seus concorrentes a reduzir preços. A segunda seria um monitoramento do mercado de modo a coibir práticas anticompetitivas (formação de cartéis) acionando os órgãos de defesa da concorrência.

Um passo importante neste sentido foi o acordo firmado entre todos os estados para a redução da base de cálculo do ICMS incidente sobre a gasolina. Cada Estado comprometeu-se a reduzir sua base de cálculo de acordo com os preços praticados pelos postos locais. O Estado de São Paulo, por exemplo, vai reduzir em 11% o preço de referência utilizado para o cálculo do ICMS,

atualmente fixado em R\$ 1,80 o litro. De acordo com o Sincopetro, nos últimos três anos, o governo de São Paulo arrecadou R\$ 1,8 bilhão a mais do que ele deveria em função desta base de cálculo que difere da estipulada pela ANP. Este acordo, porém, tem um impacto negativo na arrecadação dos estados, que já começam a reivindicar uma participação na parcela arrecadada pelo imposto federal (CIDE).

A tarefa de monitoramento do mercado não será das mais fáceis. A Secretaria de Defesa Econômica, órgão responsável pela apuração de denúncias contra formação de cartéis, não tem estrutura para investigar todas as denúncias e por isso tem buscado cooperação com o Ministério Público e a Polícia Federal. Além disso, a SDE busca uma maior coordenação de atuação dos outros órgãos responsáveis pela defesa da concorrência: o CADE e a SEAE.

Os postos revendedores para se defenderem das acusações de formação de cartéis começaram a exibir cartazes mostrando o peso dos impostos federais e estaduais na composição do preço do litro da gasolina. Do preço da gasolina A, 79,24% são impostos federais e estaduais e 20,76% são custos da Petrobrás. Não por acaso, nos locais onde o preço da gasolina teve maior queda, algumas distribuidoras ganharam na justiça liminares de isenção do recolhimento do PIS/Confins.

Com relação à importação de derivados, apesar dos protestos de alguns potenciais importadores com relação à estratégia da Petrobrás de baixar o preço interno dos derivados (alguns chegam a afirmar que o preço praticado pela empresa está US\$ 5 abaixo do preço da gasolina comprada no golfo Pérsico), três empresas já solicitaram à ANP autorização para importar combustíveis. Uma delas, a trading Coimbra já recebeu autorização da ANP para trazer 60 mil litros de gasolina e outro tanto de diesel que virão de caminhão da Argentina no início de fevereiro. A empresa foi a primeira a contornar o imbróglio principal do setor: a baixa capacidade ociosa da rede de dutos da Petrobrás. Este é um sinal de que os atores desejosos de participar do mercado terão que recorrer a outras alternativas de transportes, ou aproveitar a demanda por rede de dutos e entra no negócio de transporte disputando/complementando a rede da Transpetro.

**Edmar de Almeida – prof. IE/UFRJ**

**Carla Maria de Souza e Silva – Bolsista ANP - IE/UFRJ**

## O POTENCIAL DOS FUNDOS DE VENTURE CAPITAL / PRIVATE EQUITY NO SETOR PETROLÍFERO NACIONAL

O setor de petróleo e gás brasileiro, passa por um rápido e efetivo processo de expansão decorrente da flexibilização do monopólio estatal, atraindo investimentos externos, tanto mediante a concessão pública de blocos para exploração e produção por novas empresas, pela Agência Nacional de Petróleo, quanto através de parcerias da Petrobras com outras operadoras, empresas petrolíferas e agentes financeiros internacionais. Com isso, esse setor passou a ser um dos mais promissores em termos de geração de oportunidades de negócios, fato que pode ser confirmado pela presença de quarenta e três novas companhias de petróleo no país.

Neste cenário, de acentuado crescimento do setor de petróleo e gás, os tradicionais fornecedores de bens e serviços das companhias de petróleo, passam a apresentar boas perspectivas de crescimento e uma maior necessidade de captação de recursos, para investirem no aumento da capacidade instalada e em novas tecnologias, para se prepararem para atuar em um mercado aberto com maior concorrência.

Nesta situação, encontram-se tanto as tradicionais fornecedoras para o setor de petróleo e gás quanto as novas empresas, em especial as de base tecnológica que tenham condições de suprir a atual carência por produtos e serviços de alto grau tecnológico para operação em águas ultra profundas (a exemplo de *risers*, árvores de natal molhada, válvulas e acionadores para lâmina d'água de 3.000 metros, bem como, umbilicais submarinos de controle, ensaios de comportamento dinâmico e análise de risco, serviços tecnológicos para a qualidade, a exemplo de normas e metrologia, e certificação de produtos para a União Européia). Essas empresas, apresentam excelentes perspectivas de crescimento e elevadas necessidades de investimento, uma vez que grande parte do potencial petrolífero *offshore* brasileiro se encontra em lâmina d'água superior a 2.000 metros.

No entanto, as altas taxas de juros praticadas pelas instituições financeiras brasileiras, inibem os investimentos dos fornecedores de bens e serviços já estabelecidos e são particularmente inadequadas para as empresas nascentes de base tecnológica, uma vez que os desembolsos de caixa para pagamento de amortizações e juros, em estágios iniciais retiram dessas empresas recursos

fundamentais ao seu desenvolvimento e, em última instância, à sua sobrevivência. Além disso, é importante destacar que os ativos de um novo empreendimento de base tecnológica constituem-se, basicamente, dos conhecimentos acumulados em anos de pesquisa, ou seja, bens intangíveis, evidentemente, sem nenhum valor de garantia, inviabilizando a obtenção de empréstimos junto aos bancos.

A única opção de financiamento internacionalmente competitivo das empresas brasileiras do setor de petróleo e gás é através de órgãos do Governo Federal. Em especial, através do Plano Nacional de Ciência e Tecnologia de Petróleo e Gás Natural – CTPetro e das linhas de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES que atualmente destaca-se como principal financiador do setor. No entanto, tais recursos são limitados e portanto insuficientes para financiar o setor por completo. Além do mais, muitas vezes o setor público carece da agilidade e da flexibilidade que o setor privado precisa. Deste modo, fica evidente a necessidade das empresas buscarem recursos financeiros junto a instituições financeiras privadas para financiar seus projetos de investimentos ou complementar os recursos obtidos junto a órgãos do governo.

A experiência internacional indica, que por ser capaz de oferecer uma solução satisfatória para os problemas de financiamento das empresas nascentes e de empresas com elevado potencial de crescimento, os investidores na modalidade *Venture Capital* (Capital de Risco), podem vir a ser importante fonte de captação de recursos para empresas do setor de petróleo e gás brasileiro.

*Venture Capital* (VC) é uma modalidade de investimento onde investidores aplicam recursos nas empresas com expectativa de rápido crescimento e elevada rentabilidade. Este investimento se ocorre com a aquisição de ações ou com os direitos de participação, tais como debêntures conversíveis e bônus de subscrição. Normalmente, esses investimentos são feitos por períodos de cinco a dez anos. Ao final deste período, os investidores esperam obter os seus lucros na forma de ganhos de capital. No mercado norte-americano, a venda de participação ocorre através da abertura do capital das empresas, mas os problemas estruturais do mercado de capitais brasileiro



inviabilizam a colocação de ações. Sendo assim, a alternativa mais utilizada para realizar lucros é no caso brasileiro, através da venda da participação nas empresas diretamente a com um sócio estratégico.

Os profissionais de *Venture Capital* planejam e executam investimentos do tipo *Private Equity*, incluídos projetos de investimento em empresas nascentes, em fases de crescimento / desenvolvimento de patrimônio ou aquisições baseadas na gestão e reestruturação.

O termo *Private Equity* (PE) tem relação com tipo de capital empregado nas transações de *Venture Capital*. Os fundos de *Private Equity* são constituídos, em sua maioria, por acordos contratuais privados, entre investidores e gestores, não sendo oferecidos abertamente ao mercado e sim, através de colocação privada. As empresas que normalmente recebem esse tipo de investimento não estão no estágio de acesso ao mercado de capitais, ou seja, são de capital fechado, com composição acionária em estrutura fechada.

Essa modalidade de investimento é operacionalizada por meio de Fundos de Capital de Risco e implica, além da entrada de recursos financeiros, em compartilhamento da gestão do investidor com o empreendedor, de fundamental importância para garantir o desenvolvimento saudável, especialmente, das empresas nascentes. Entre as principais atividades de apoio à gestão da empresa, desempenhadas pelo investidor, destaca-se o auxílio na obtenção de financiamento adicional, no desenvolvimento do planejamento estratégico, no recrutamento dos gerentes e diretores, no planejamento operacional e na busca de potenciais clientes e parceiros.

No Brasil, o total de ativos de fundos de pensão alcança aproximadamente R\$ 130 bilhões, valor que permitiria investimentos relevantes em

fundos de VC/PE. Entretanto, o nível de atividade tem ficado bem abaixo do potencial. Entre 1996 e o primeiro semestre de 2000, foram criados menos de dez fundos de VC/PE, totalizando apenas R\$ 1 bilhão, ou seja, aproximadamente 0,75% do total de ativos – muito menos do que a média dos mercados americano e europeu.

Uma estimativa realista para o aumento dessa alocação estava em torno de 25% a 30% nos próximos anos, que resultaria num patamar próximo a R\$ 1,3 bilhão (em torno de 1% dos ativos dos fundos de pensão). No entanto, um aumento superior poderá ocorrer em um cenário macroeconômico mais estável e com quedas continuadas da taxa de juros, o que estimularia gestores de portfólio a analisarem mais atentamente as aplicações alternativas com potencial de retorno maior que os investimentos em títulos públicos.

Além de inferior à média internacional entre os fundos de pensão, no valor de R\$ 1,3 bilhões, é pequeno se comparado às estimativas de US\$ 4 bilhões, disponíveis em fundos estrangeiros de VC/PE, com foco no Brasil. Considerando os recursos alocados para investimento na modalidade VC/PE por fundos brasileiros e internacionais com foco no Brasil e a redução dos investimentos em projetos relacionados à Internet e Telecomunicações (que até então absorviam a maior parte desses recursos), verificamos que, de fato, esta modalidade de investimento poderá disponibilizar uma parte substancial de seus recursos e poderá mesmo tornar-se uma importante fonte de financiamento para as empresas nascentes e em desenvolvimento do setor de petróleo e gás do Brasil.

Rodolfo Fraenkel

Organização Nacional da Indústria do Petróleo

## FORMAÇÃO PROFISSIONAL

### UFRJ OFERECE MBA EM ENERGIA

Encontram-se abertas as inscrições para a nova turma do **MBA Energia**.

Esse curso cristaliza uma parceria entre o **Instituto de Economia** e o **Instituto COPPEAD de Administração** na área de formação de executivos para atuar no mercado energético.

Com o **início marcado para agosto**, o curso estará sendo oferecido nas instalações do COPPEAD, com conclusão prevista para julho de 2003.

Informações podem ser obtidas por telefone: (21) 2598-9898 – fax (21) 2598-9883; por e-mail eletrônico: [mbaenergia@coppead.ufrj.br](mailto:mbaenergia@coppead.ufrj.br) ou através da Home page: ou [www.ie.ufrj/infopetro](http://www.ie.ufrj/infopetro)

## PETROBRAS: UMA “MAJOR” EMERGENTE

O ano de 2001 foi marcado por grandes turbulências no caminho da Petrobras. A empresa teve que enfrentar dificuldades relacionadas com o acidente da P-36, seguidos derramamentos de óleo, queda no preço do petróleo e a troca de presidente anunciada no final do ano. Entretanto, o ano de 2001 não pode ser considerado ruim para a empresa, do ponto de vista financeiro. Os resultados obtidos no ano passado demonstram que a empresa está no caminho certo de entrada para o seleto clube das grandes petroleiras internacionais, conhecidas como “majors”.

A produção média diária de petróleo e gás natural no último ano foi de 1,35 milhões de barris e 36,4 milhões de metros cúbicos, respectivamente. A empresa atingiu em dezembro a produção recorde de 1,5 milhões de barris/dia. A receita total foi de US\$26,667 bilhões, com um lucro líquido de US\$5,342 bilhões. Com estes resultados a Petrobras se apresenta como a empresa brasileira com maior lucro no ano de 2001.

A empresa encerrou o ano como a maior companhia de Petróleo e Gás no país, respondendo atualmente por 99% da produção, 97,7% do refino, 32% no mercado de distribuição e 25% dos postos (7.132 postos). Espera-se que no período de 2000-2005 os investimentos da empresa cheguem a US\$32,9 bilhões (70% recursos próprios mais financiamentos convencionais, 20% project finance e 10% ainda por se definir), sendo US\$4 bilhões destinados ao exterior. Ademais, a empresa participará minoritariamente de projetos de plantas termelétricas, visando à sua colocação no mercado de gás natural, e petroquímica.

A recente publicação do ranking das 50 maiores petroleiras do mundo, realizado pelo periódico “Petroleum Intelligence Weekly – PIW,” mostrou importantes transformações na estrutura da indústria mundial de petróleo. Um dos fatos marcantes do ranking mais recente foi o ganho de posições por um conjunto de empresas denominadas “emerging majors”, onde se inclui a Petrobras. Foram consideradas “Emerging Majors” algumas empresas integradas, com atuação na China e no Brasil, e que têm obtido um desempenho econômico acima da média da indústria (Petrochina, Sinopec e Petrobras). Outro fato marcante do último ranking revelou que os Estados Unidos deixaram de ser o país com maior número de empresas, entre as 50 maiores (8 empresas), com a

Rússia assumindo este posto, com 9 empresas.

Como pode ser observado na tabela 1, o ranking da PIW foi baseado em seis indicadores operacionais para o ano de 2000: produção de óleo, reservas de óleo, produção de gás, reservas de gás, capacidade de refino e volume de vendas de produtos. De acordo com estes indicadores, a Petrobras é hoje a décima segunda maior petroleira mundial, subindo um posto em relação à classificação de 1999 (ver tabela 1).

Para compreender as razões do bom desempenho da Petrobras, buscamos analisar alguns indicadores de “benchmarking” internacional nos quais a Petrobras se destacou no ano 2000. Quando comparada com as “majors” (Amerada Hess, BP, Chevron, Conoco, ENI, ExxonMobil, Occidental Petroleum, Phillips, Repsol-YPF, RD / Shell, Statoil e Texaco) e com empresas integradas consideradas “emerging majors” (Sinopec e Petrochina), a Petrobras obteve o segundo maior crescimento da receita líquida entre 1997 e 2000, só perdendo para a Amerada Hess. Este dado deixa claro que a empresa passa por um período de rápida expansão.

Os dados de desempenho financeiro mostram que este crescimento é acompanhado de uma boa saúde financeira da empresa. Na comparação internacional, a empresa ocupou o oitavo lugar nos indicadores de geração de caixa (EBITDA e EBIT), ficando à frente de empresas importantes como Repsol-YPF, Texaco e Phillips. A empresa destacou-se no segmento do downstream, com a segunda maior rentabilidade do conjunto de empresas. A Petrobras foi a campeã na margem obtida no setor químico (três vezes maior que o de qualquer outra empresa do conjunto). Os indicadores deixam claro que a empresa apresenta uma forte competitividade no segmento do downstream, a nível internacional, ocupando a oitava posição neste segmento de cadeia do petróleo. Este fato é bastante significativo, uma vez que será justamente este segmento a ser colocado à prova, com a abertura do mercado nacional às importações.

O grande desempenho do segmento do downstream não se repete no upstream. A empresa ficou em décimo quarto lugar na rentabilidade no upstream, e não aparece entre as 20 maiores empresas neste segmento; o que revela que existe ainda um grande potencial de crescimento para a empresa

no upstream, para equilibrar o posicionamento da empresa.

Os indicadores de eficiência também colocam a Petrobras numa situação de destaque, a nível internacional. A empresa obteve o sexto maior retorno sobre os ativos (EBIT/total de ativos).

O grande potencial de expansão do upstream e o programa de investimentos da Petrobras abrem boas perspectivas para o ano 2002. A produção do campo de Marlim foi impulsionada com os investimentos recentes. No mês de dezembro de 2001, duas plataformas entraram em operação em Marlim Sul, permitindo um recorde de produção com 641.000 b/d de produção total nos campos de Marlim. A produção destas duas plataformas deve aumentar ainda cerca de 75.000 b/d ao longo de 2002. Segundo o cronograma de investimentos da Petrobras, a produção de petróleo nacional deverá aumentar em cerca de 150.000 b/d em 2002, principalmente nos campos de Barracuda, Caratinga, Marlim, Marlim Sul e Espadarte.

A expansão da Petrobras no upstream nacional abre perspectivas para um saudável reequilíbrio no posicionamento upstream/downstream. Em 2000, sua capacidade de refino estava 46% acima da capacidade de produção. Dentre as 11 maiores empresas do ranking da PIW, apenas a PDVSA da Venezuela, a Pertamina da Indonésia e a Petrochina possuem uma relação equilibrada entre capacidade de refino e capacidade de produção.

As perspectivas do upstream nacional são ainda mais promissoras, se levarmos em conta que os principais campos estarão atingindo seu pico de produção somente em 2010. A Petrobras possui uma ótima relação entre reservas desenvolvidas por reservas não desenvolvidas. Neste indicador, a empresa só perde para a Shell e a Total Fina Elf.

Se mantiver o desempenho econômico dos

dois últimos anos, a empresa deverá reforçar sua estratégia de internacionalização. A concretização da troca de ativos com a Repsol-YPF representou um grande passo na implementação desta estratégia. Entretanto, a empresa ainda assim se apresenta como a menos internacionalizada entre as petroleiras de capital aberto. A nova direção da empresa já anunciou que estará atenta às oportunidades de negócios que viabilizem atingir-se a meta de crescimento no exterior, que prevê um aumento da produção de 74.000 b/d, em 2001, para 300.000 b/d, em 2005. Desta forma, 2002 deverá ser um ano intenso em negociações, com vistas não apenas nas novas operações de troca de ativos, mas também às operações para aquisição de ativos ou de uma petroleira independente.

Edmar de Almeida – Prof. IE/UFRJ  
Pedro Ballarin Bruni - Bolsista ANP/IE-UFRJ

## Eventos LATIN GAS 2002

O Rio de Janeiro será sede do Latin Gas 2002, um evento organizado pela Global Pacific & Partners. Este seminário tem como objetivo analisar as principais oportunidades de negócio e estratégias empresariais no setor de gás natural GNL e GTL, na América Latina.

18 e 19 Março 2002  
Hotel Sheraton, Rio de Janeiro, Brasil

Para maiores informações :  
[info@glopac.com](mailto:info@glopac.com)  
fax: 1 281 597 9589

Tabela 1 – Raking das Maiores Empresas Petroleiras Mundiais

Ranking 2000	Ranking 1999	Índice PIW	Empresa	País	Part. Estatal	Reservas				Produção			
						Líquido (Mill. barris)		Gás (Mm <sup>3</sup> )		Óleo (1000 b/d)		Gás (Mm <sup>3</sup> /d)	
						Ranking	Volume	Ranking	Volume	Ranking	Volume	Ranking	Volume
1	1	100,0	Saudi Aramco	Arábia Saudita	100	1	261.698	4	6.041	1	8.602	9	129,71
2	2	98,5	PDV	Venezuela	100	5	77.685	7	4.180	4	3.295	10	116,14
3	2	97,8	Esso	Estados Unidos	0	12	12.171	15	1.574	6	2.553	2	292,91
4	4	96,8	NIOC	Iran	100	4	89.700	1	23.004	2	3.787	6	165,90
5	5	96,0	R. D. Shell	GB/Holanda		15	9.751	14	1.594	7	2.274	4	232,56
6	7	93,3	Pemex	México	100	7	28.260	19	993	3	3.450	7	132,51
7	6	93,0	BP	Reino Unido	0	18	7.643	18	1.244	9	1.928	5	215,49
8	9	87,5	Total Fina Elf	França	0	23	6.960	21	586	12	1.433	11	106,43
9	11	83,0	PetroChina	China	90	14	11.032	20	921	8	2.091	26	39,11
10	8	82,8	Pertamina	Indonésia	100	29	4.000	11	1.681	20	970	8	130,90
11	12	81,5	Sonatrach	Argélia	100	16	8.740	6	4.410	15	1.336	3	240,30
12	13	81,0	<b>Petrobras</b>	<b>Brasil</b>	<b>32,5</b>	<b>17</b>	<b>8.356</b>	<b>32</b>	<b>239</b>	<b>16</b>	<b>1.324</b>	<b>23</b>	<b>40,98</b>
13	10	80,5	KPC	Kuwait	100	3	96.500	16	1.492	10	1.653	34	26,14
14	14	79,0	Chevron	EUA	0	26	5.001	30	271	18	1.159	16	69,92
15	17	72,5	ENI	Itália	36	31	3.553	26	433	24	748	15	74,59
16	18	71,3	Repsol-YPF	Espanha	0	39	2.378	27	408	27	636	18	62,73
17	15	70,8	Texaco	EUA	0	32	3.518	33	235	23	800	21	52,87
18	16	69,8	ADNOC	Emirados Árabes	100	6	53.790	5	6.007	13	1.350	12	100,54
19	19	68,0	INOC	Iran	100	2	112.500	8	3.110	5	2.597	59	10,05
20	25	65,8	NNPC	Nigéria	100	10	13.500	9	2.108	17	1.312	42	18,10

Fonte: Petroleum Intelligence Weekly – 17/12/2001



## REVITALIZAÇÃO DO MERCADO ELÉTRICO: O GOVERNO ACORDOU?

Professor Adilson de Oliveira

Instituto de Economia/UFRJ

Na década de 50, o racionamento de eletricidade era um dos gargalos da economia brasileira. O Estado assumiu a responsabilidade de eliminar esse gargalo, centralizando a construção do conjunto de obras que levaria a eletricidade para todos, em todo o território nacional. É difícil negar o sucesso técnico da empreitada. Hoje, 95% da população estão conectados à rede e o país dispõe de um vasto sistema elétrico integrado, cobrindo a maior parte do território. No plano econômico-financeiro, infelizmente, os resultados não foram positivos. A utilização política do caixa das empresas provocou custos crescentes enquanto a política econômica ditava tarifas desajustadas a esses custos. A resposta das empresas estaduais a essa situação foi a inadimplência que acabou desorganizando os fluxos financeiros setoriais. Obras necessárias para manter a oferta de energia em equilíbrio com a demanda crescente tiveram que ser paralisadas, fazendo com que o fantasma do racionamento reaparecesse no início década de 90.

Era consensual a necessidade de reforma para atrair novos agentes para o setor e relançar o investimento. Contudo, havia profunda divergência quanto ao papel destinado ao Estado no novo marco institucional. Em um extremo, posicionaram-se os que propõem a continuidade da centralização estatal, ainda que aceitando a abertura de espaço para o setor privado atuar como coadjuvante subordinado. No outro, situaram-se os que defendem a soberania do mercado, para quem o papel do Estado deveria ficar limitado apenas à oferta de garantias para os investidores privados.

Colocado entre dois pólos, o governo decidiu agradar a gregos e troianos. Para os liberalizantes, o governo propôs a privatização das estatais com remuneração garantida (energia assegurada, no caso dos geradores, e equilíbrio econômico-financeiro, no caso das distribuidoras) e a oportunidade de organizar o mercado atacadista de energia segundo seus critérios e conveniências (auto-regulação). Para os estatizantes, ofereceu a continuidade da gestão centralizada do parque hidrelétrico e a fixação do preço da energia através

de modelos computacionais. A regulamentação do novo mercado elétrico, essencial para que novos investimentos fluíssem para o setor, foi deixada para depois. Resultado: as privatizações empacaram, o mercado atacadista de energia não funcionou e os investimentos privados em termelétricas (melhor alternativa econômica para a expansão do parque gerador) não decolaram, apesar de sucessivas concessões governamentais visando reduzir os riscos dos investidores. Reconhecer a necessidade de rever o caminho percorrido foi um ato corajoso e, sobretudo, de bom senso.

Foram anunciadas 18 medidas que pretendem recolocar a reforma do setor elétrico no rumo certo. Sem que os conteúdos concretos dessas medidas sejam detalhados, é difícil avaliá-las adequadamente, mas é possível perceber nessas medidas uma reorientação positiva no rumo da reforma, ainda que problemas relevantes persistam. Senão vejamos.

**A privatização do parque hidrelétrico foi postergada.** Na verdade, ela não deveria ter sido iniciada, sem que previamente tivesse sido estabelecida e testada (!) a regulamentação do uso da água afluyente aos reservatórios. O racionamento deixou claro que a gestão dessa água não pode negligenciar a confiabilidade do suprimento elétrico. A fixação de níveis mínimos para os reservatórios (curvas-guia) e a revisão da governança do ONS devem diminuir o risco de voltarmos a conviver com racionamentos no futuro; porém, é preciso tempo para avaliar seus resultados. O ideal seria a constituição de empresas regionais de transmissão que assumissem total responsabilidade pela confiabilidade de suas linhas e pela operação do seu sub-sistema, como ocorre nos demais países continentais. Solução desse tipo contribuiria para evitar o ridículo bate-boca das autoridades sobre a responsabilidade dos apagões.

Essencial para que os sobre-custos da má gestão monopolista deixem de ser automaticamente repassados para os consumidores (elevação das tarifas) ou para o contribuinte (subsídios), **a concorrência entre geradores foi mantida.** Qua-

---

tro medidas serão implementadas para dar viabilidade à concorrência: i) completa desverticalização das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização; ii) abandono do regime tarifário para os consumidores livres; iii) eliminação dos subsídios cruzados; iv) explicitação dos subsídios para as fontes alternativas e para o transporte do gás natural.

O governo decidiu retomar aquilo que não poderia nem deveria ter delegado aos agentes: a liderança da organização do mercado atacadista. A eletricidade é insumo universal. A menor desorganização nas suas condições de suprimento exige, inevitavelmente, a intervenção governamental. Nem mesmo nos países industriais se correu o risco de delegar aos agentes a autorregulação desse mercado, com exceção da Califórnia (!). A decisão de conferir à Aneel a responsabilidade de governar o MBE, pelo menos até que ele esteja plenamente operacional, repõe as coisas em seu lugar. Importante também é a decisão de dotar o MME de condições materiais para que este assuma seu papel constitucional de formulador da política energética, antecipando trajetórias e fixando diretrizes para a expansão do sistema.

**As enormes assimetrias nas condições de investimento das térmicas vis-à-vis as hidrelétricas foram amenizadas.** O subsídio para o transporte do gás natural permitirá compensar o sobrecusto criado para as térmicas pela decisão política, tomada no passado, de levar o gás da Bolívia até o Rio Grande do Sul. Igualmente importante será a decisão de reduzir a energia assegurada das hidrelétricas, para levar seu patamar de confiabilidade para o nível das térmicas. Para que as duas alternativas possam concorrer no mercado em bases equitativas, faltam ainda dois passos: i) determinar que a energia secundária das hidrelétricas não pode ser comercializada no mercado *spot*; ii) criar um mercado específico, interruptível para a comercialização dessa energia.

Algumas das medidas, contudo, indicam que ainda falta clareza em pontos cruciais. A preocupação com a elevação do custo do suprimento elétrico induziu à decisão de comercializar a energia “velha” das empresas federais a preço subsidiado. **Este mecanismo só faz sentido, se temporário.** Os problemas decorrentes dessa solução são previsíveis: distorções nas condições competitivas dos agentes e esgotamento financeiro das empresas envolvidas. A médio prazo essa energia terá que ser colocada no mercado em condições competitivas ou, alternativamente, ser

destinada a dar suporte a políticas específicas, provavelmente de cunho social (subsídios para os consumidores de baixa renda e para a universalização do atendimento).

Igualmente equivocada é a proposta de contratação de capacidade de reserva de longo prazo pelo governo, considerando seus custos rateados pelos consumidores. As profundas mudanças ocorridas no final do século passado nos planos tecnológico (informática), financeiro (mercados futuros) e geopolítico (integração regional) permitem a descentralização da gestão desse risco, caminho que vem sendo trilhado em todo o mundo. Não faz sentido centralizar a gestão dos riscos de suprimento e socializar os custos dessa gestão. As empresas, principalmente os grandes consumidores, podem melhor administrá-los. As que forem competentes nessa gestão terão no baixo custo de seu suprimento elétrico uma substancial vantagem competitiva.

**Finalmente, cabe sublinhar a incapacidade do governo de superar a tentativa de criar um mercado atacadista híbrido.** Insiste-se em manter os modelos computacionais de otimização (sic) para determinar o preço da energia com base em cálculos de gabinete do custo do déficit (por patamares ??). Por outro lado, decide-se que o despacho e o cálculo do preço da energia não mais serão realizados com base em custos, mas sim nas declarações de preços dos geradores. Estamos diante da tentativa de encontrar solução para a quadratura do círculo.

---

## FATOS MARCANTES DO MÊS

### ***Governo coordena ações para baixar preço dos combustíveis***

O primeiro mês de abertura do downstream brasileiro foi marcado por intensas negociações entre o Governo Federal, os Governos Estaduais e os agentes do mercado visando viabilizar uma queda do preço dos combustíveis. Por um lado, os governos estaduais hesitaram em baixar o valor da base de cálculo do ICMS para o novo patamar de preços. Por outro lado, a imprensa noticiou um grande número de denúncias de formação de cartel entre os donos de postos em várias cidades brasileiras. Já existem 123 pedidos de investigação contra os postos de gasolina em praticamente todas as grandes cidades brasileiras. O governo pretende acionar a Polícia Federal e o Ministério Público Federal (MPF) nas investigações de formação de cartel. Na média, o preço da gasolina caiu 11% no primeiro mês da abertura do mercado.

### ***Governo divulga regras para auxílio-gás a famílias de baixa renda***

Com o fim do subsídio para o GLP, o governo decidiu criar um auxílio-gás para as famílias de baixa renda. A ajuda deve ser de R\$ 7 por mês para todas as 8,23 milhões de famílias cadastradas nos programas sociais do governo, que têm uma renda mensal de meio salário mínimo por pessoa. Existe ainda 1 milhão de famílias de baixa renda que não estão nesses programas. Para essas pessoas haverá um cadastramento específico. Em 2001, o governo gastou R\$ 2,1 bilhões para subsidiar o GLP. Para 2002, a expectativa é que o custo fique em R\$ 800 milhões. Até o ano passado, todos os consumidores eram beneficiados pelo subsídio. Com o fim do benefício, o GLP sofreu reajuste de até 25% em alguns locais do país.

### ***Gasolina: Exportação do País cresce 23,2% em 2001***

A receita com exportações de gasolina brasileira totalizou US\$ 500 milhões entre janeiro de dezembro do ano passado. Houve um crescimento de 23,2% em relação aos US\$ 406 milhões do acumulado de 2000. As informações fazem parte do relatório de dados preliminar, divulgado pelo Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior.

### ***Recorde de produção de petróleo no país***

A Petrobras registrou recorde mensal de produção em dezembro. A média diária do mês foi de 1.507.532 barris/dia - 6% superior ao registrado no mês anterior. Do total 1.469.118 de barris foram produzidos no País e 38.414 no exterior. Acrescentando o gás natural convertido em barris de óleo equivalente, o volume total produzido no Brasil e no exterior sobe para 1.780.339 barris/dia, outro recorde. A produção de gás natural no Brasil pela estatal alcançou 40,516 milhões de metros cúbicos, 5% acima do volume de novembro. No exterior, a empresa produziu 3,052 milhões de metros cúbicos. Segundo a companhia, a entrada em operação de três poços de produção das plataformas P-40 e P-38, no campo de Marlim Sul, e o início de produção de outros três (dois no campo de Espadarte e um no campo de Marlim), todos na Bacia de Campos, foram os fatores que contribuíram para o resultado.

### ***Petrobras capta US\$ 400 milhões em Eurobônus***

A Petrobras vendeu no dia 29 de janeiro US\$ 400 milhões em eurobônus de vencimento em cinco anos no mercado externo. É o primeiro bônus da história do país no qual apenas os bancos, por meio de cartas de crédito, garantem o pagamento dos juros por 18 meses no caso de algum "evento político" impossibilitar a remessa de recursos para o investidor externo. A empresa escapa da escassez do seguro de "risco político" e dos preços cobrados hoje pelas seguradoras privadas, que chegam a 4% a 5% ao ano para eurobônus de dez anos.

### ***Descoberta jazida de óleo***

A ANP confirmou a primeira descoberta de petróleo em blocos licitados pela agência, sem a presença da Petrobras. A descoberta foi do consórcio liderado pela norte-americana Devon Energy, e integrado pela brasileira Odebrecht e a sul-coreana SK, que descobriram uma jazida de óleo, no Bloco BM-C-8, na Bacia de Campos, no litoral norte fluminense. Ainda não há condições de garantir a comercialização do campo, mas a Devon vai perfurar um segundo poço na região, para mensurar as reservas.

### ***Devon devolve Caraúna à ANP***

Sem perspectivas e insatisfeito com os indicadores do projeto, o consórcio Devon, Repsol YPF,

---

Sotep e Petrobras decidiu devolver à Agência Nacional do Petróleo (ANP) o campo de Caraúna, localizado em águas rasas do Rio Grande do Norte e que vinha produzindo cerca de 800 barris/dia de óleo através de dois poços. A devolução do ativo foi feita no final de dezembro, logo após a tentativa frustrada de vender o campo para outras empresas, através de um data-room realizado em Houston. Como as companhias interessadas não reiteraram suas propostas, o consórcio decidiu devolver o ativo e encerrar seus gastos com o projeto.

### ***Governo Decide Mudar os Rumos da Reforma do Setor Elétrico***

O novo presidente da Petrobras, Dr. Francisco Gros, anunciou uma grande mudança nos rumos da reforma do setor elétrico brasileiro. O Dr. Gros foi coordenador do grupo responsável pela elaboração da proposta de revitalização do setor elétrico para a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE). Esta proposta inclui 18 medidas para revitalizar o setor. As principais mudanças nos rumos da reforma são: i) extinção do Mercado Atacadista de Energia e criou o Mercado Brasileiro de Energia que passará a ser coordenado pela Agência Nacional de Energia Elétrica; ii) as empresas públicas do setor ficam impedidas de entrar no mercado livre. A regra anterior previa que a partir de 2003 todos os contratos de energia iam ter uma parcela liberada para negociação nesse mercado iii) criação um subsídio para o transporte de gás do gasoduto Bolívia-Brasil para viabilizar uma redução dos custos da geração termelétrica a gás; IV) novas regras para formação de preço da energia, para o funcionamento das usinas, a eliminação de subsídios cruzados;

### ***Apagão Atinge Estados***

Ocorreu no dia 21 de janeiro um dos maiores apagões da história da indústria elétrica brasileira. No blecaute, 67 milhões de pessoas ficaram sem luz elétrica em 10 Estados e mais o Distrito Federal. O apagão iniciou-se em função do rompimento de uma das linhas de transmissão da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), interrompendo o fornecimento de energia para o sistema. A Agência Nacional de Energia Elétrica decidiu abrir processos contra a CTEEP e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Se forem condenados, a estatal paulista e o ONS poderão ser multados em R\$ 8 milhões.

As primeiras investigações para as causas do a-

pagão que deixou quase metade do País sem energia apontam uma série de eventos que, somados, provocaram um colapso no vulnerável sistema elétrico da Região Centro-Sul. O rompimento de uma das linhas de transmissão da CTEEP, provocou um desequilíbrio em todo o sistema da região Centro-sul, uma vez que o sistema de transmissão estava sendo operado com elevados níveis de risco em função do racionamento. Algumas linhas estavam sendo sobrecarregadas pela geração acima da capacidade normal de algumas usinas, visando a recuperação de reservatórios de outras usinas.

## A HERANÇA DAS TRÊS CRISES DE 2001

Prof. Helder Queiroz Pinto Jr.

*As expectativas quanto ao sucesso da implementação das reformas na indústria elétrica foram seriamente afetadas por três graves problemas em 2001.*

*No plano internacional, a crise da Califórnia e mais recentemente o problema da gigante Enron acenderam um “sinal amarelo” que deverá provavelmente fazer reduzir a velocidade das reformas nos países que ainda não concluíram esse processo. No plano nacional, o racionamento de eletricidade deixou exposta as lacunas regulatórias e institucionais, evidenciando o fracasso na consecução dos objetivos fixados pela reestruturação setorial, desde 1995.*

### *O problema na Califórnia*

*A crise californiana revelou o descompasso e a diferença de critérios entre as restrições tradicionais de obrigação jurídica de fornecimento do serviço, imposta às utilities que permanecem monopolios regionais, e as condições de concorrência oligopolística, no segmento de geração. Eis aí um dos principais problemas das reformas dos setores de infraestrutura. No caso específico da Califórnia, o oligopolio da geração foi completamente desregulamentado, e os preços neste mercado flutuam de acordo com as condições de oferta e demanda. Entretanto, as empresas distribuidoras permaneceram com as obrigações de fornecimento e, logo, de compra de eletricidade. A falência das companhias distribuidoras e o racionamento de eletricidade evidenciaram as lacunas e o fracasso do modelo adotado.*

*Segundo Joskow (2001)<sup>1</sup>, os programas de reforma das indústrias energéticas avançaram muitas vezes assumindo a inexistência de razões de eficiência econômica, as quais justificaram, em todos os países do mundo, a adoção de estratégias empresariais que privilegiaram a integração vertical; e,*

*de ativos específicos de longa vida útil e maturação, além de elevados sunk costs, características essas que condicionam fortemente o comportamento competitivo nos mercados de energia.*

*Estes aspectos se agravam quando se tenta a criação de um mercado atacadista de energia. Neste caso, o problema de coordenação de investimentos e a necessidade de sobre capacidade, especialmente em transmissão, começam a ser percebidos como importantes requisitos à criação de um mercado competitivo.*

### *Fracasso de uma estratégia tida como inovadora: o caso Enron*

*O caso da Enron é, em certa medida, ainda mais grave, por duas razões. Primeiro, coloca em xeque a questão da diversificação do core business das empresas. Segundo, reforça a importância dos mecanismos de controle de novos entrantes e de suas atividades no setor de energia, especialmente aquelas relacionadas com a comercialização, a gestão de contratos e fluxos financeiros. A consequência direta diz respeito às dúvidas sobre a adequação do papel das autoridades de regulação setorial e financeira, levando ao questionamento dos princípios básicos que norteiam as reformas dos setores de infraestrutura econômica.*

*Como se sabe, a Enron vinha ganhando destaque como uma das primeiras empresas a olhar para o negócio de energia elétrica, sem necessariamente concentrar seu portfólio de atividades na vertical das cadeias produtivas, seja de eletricidade, de gás ou de petróleo.*

*A Enron expandiu as atividades de comercialização e negociação de contratos, e pautou seu projeto de expansão transnacional e entrada em outros países, através de uma postura agressiva na aquisição de ativos. Este pilar de sua estratégia corporativa foi erguido graças à excepcional situação de liquidez nos mercados de capitais entre 1993-1998 e à montagem de diversos project finance. É precisamente ao longo deste período que o grupo Enron foi se consolidando enquanto empresa multinacional, aproveitando-se do processo de a-*

<sup>1</sup> JOSKOW, P. (2001) “Transaction Cost Economics and Competition Policy”, ISNIE Newsletter, January 2001, volume 3, number 1



bertura dos mercados energéticos em diferentes países.

Seguindo este comportamento estratégico, a Enron adquiriu um portfólio de ativos nas indústrias de gás e eletricidade em diversos países. Ora, a capacidade de alavancagem deve estar associada a uma taxa de retorno suficientemente alta para que não haja comprometimento do serviço da dívida contratada. Os problemas sofridos pela Enron estão ligados em larga medida à incapacidade de honrar seus compromissos financeiros. Isto reflete a negligência da empresa com uma das principais características das inversões em infraestrutura: a necessidade de adequação do perfil da dívida contratada com o longo prazo para o retorno dos investimentos. Ademais, apostando na variável estratégica, a Enron pagou elevados ágio em processos de privatização (por exemplo, 100% no caso da Elektro, distribuidora de eletricidade em São Paulo) e participou de uma longa série de operações de fusões e aquisições na última década, na tentativa de assegurar os seus objetivos fixados como estratégia de diversificação. Essas operações só se tornaram viáveis devido à capacidade de captação de recursos externos, necessários ao financiamento das aquisições.

Estima-se que o montante das dívidas a serem quitadas em 2002 seja da ordem de US\$ 9 bilhões e, face ao fracasso da operação de aquisição que seria realizada pela concorrente Dynegy (1/3 grupo Chevron) e à impressionante queda das ações (de cerca de US\$ 80 para US\$ 1), é difícil imaginar que a empresa consiga fugir da bancarrota. E esta é uma importante lição de funcionamento de mercado!

Este episódio revela, entretanto, a ausência de mecanismos de controle eficientes para regular mercados e empresas diversificadas, operando nos setores de infraestrutura. A Enron passou a realizar diversas operações financeiras e intermediárias de contratos, os quais fugiram ao escopo de competência dos reguladores setoriais, e agora despertam a atenção da SEC (Securities and Exchange Commission).

Isto posto, é de se esperar, a partir de 2002, a recomposição patrimonial das empresas onde a Enron tem participação. E a lista não é pequena, o que deixa antever a possibilidade de negócios estratégicos, com a venda dos ativos da Enron no Brasil.

### *Crise de Energia no Brasil: fracasso da reforma*

No Brasil, a crise de 2001 deixou flagrante as falhas do desenho institucional inacabado, a incapacidade de coordenação e de implementação das reformas no setor elétrico. Os problemas associados à crise já foram largamente tratados nos últimos meses. Cabe apenas recordar aqui que os três pilares centrais das reformas eram: aumento dos investimentos (especialmente privados), redução das tarifas em termos reais como consequência da concorrência e melhoria da qualidade do serviço.

Nos últimos anos, os três pilares desmoronaram, pois, foi registrada queda dos investimentos, as tarifas subiram e a qualidade do serviço ficou comprometida com o racionamento. Além dos problemas associados às condições de hidraulicidade, as restrições de transmissão persistem, reduzindo as margens de flexibilidade do sistema elétrico. E como foi apontado acima, a sobrecapacidade em transmissão é um requisito para a criação de um mercado competitivo.

Além disso, o papel e a credibilidade do regulador setorial -ANEEL- e do próprio Conselho Nacional de Política Energética foram atropelados pela criação do Comitê de Gestão da Crise que revela as falhas do desenho institucional proposto para o setor elétrico brasileiro.

Parece claro que o principal problema no Brasil continua sendo o de indefinição da estrutura de mercado e, em particular, do segmento de geração onde os riscos de entrada são mais elevados.

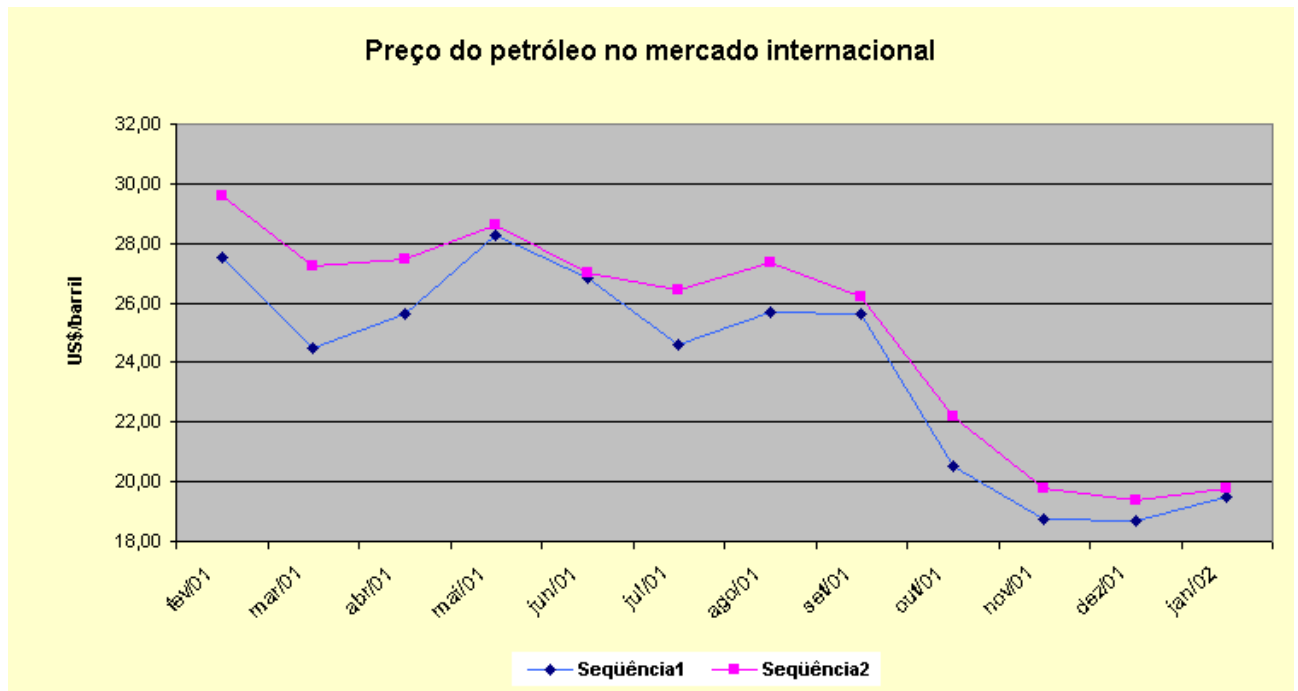
Conhecidas as principais características técnicas e econômicas da indústria elétrica brasileira e, em particular, o tempo de maturação dos investimentos, é interessante examinar as seguintes questões básicas:

- Que tipo de estrutura de mercado nos segmentos de geração, transmissão, comercialização e distribuição se espera no horizonte de 2010?
- Quais graus de integração vertical e horizontal serão acordados às empresas?
- Quais as características desejadas dos regimes contratuais e que tipo de salvaguardas serão criadas?
- Que tipo de competição é esperada no segmento de geração, após o término do

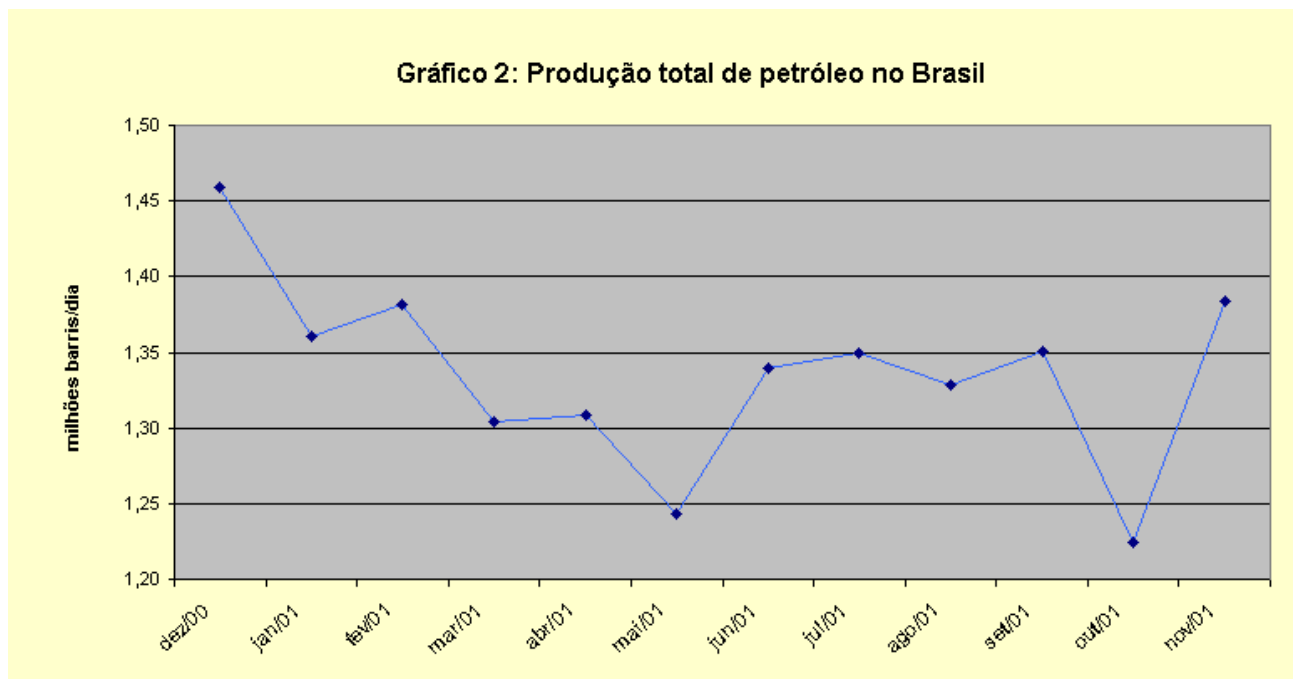
*Mercado Atacadista de Energia  
(MAE)?*

*Se não existem respostas objetivas para estas questões cruciais, é sinal claro de que o momento é de revisão da reforma e de definição de um calendário de reformas que atente, antes de mais nada, para as questões vinculadas ao modelo de organização industrial do setor, ou seja, à evolução da estrutura de mercado.*

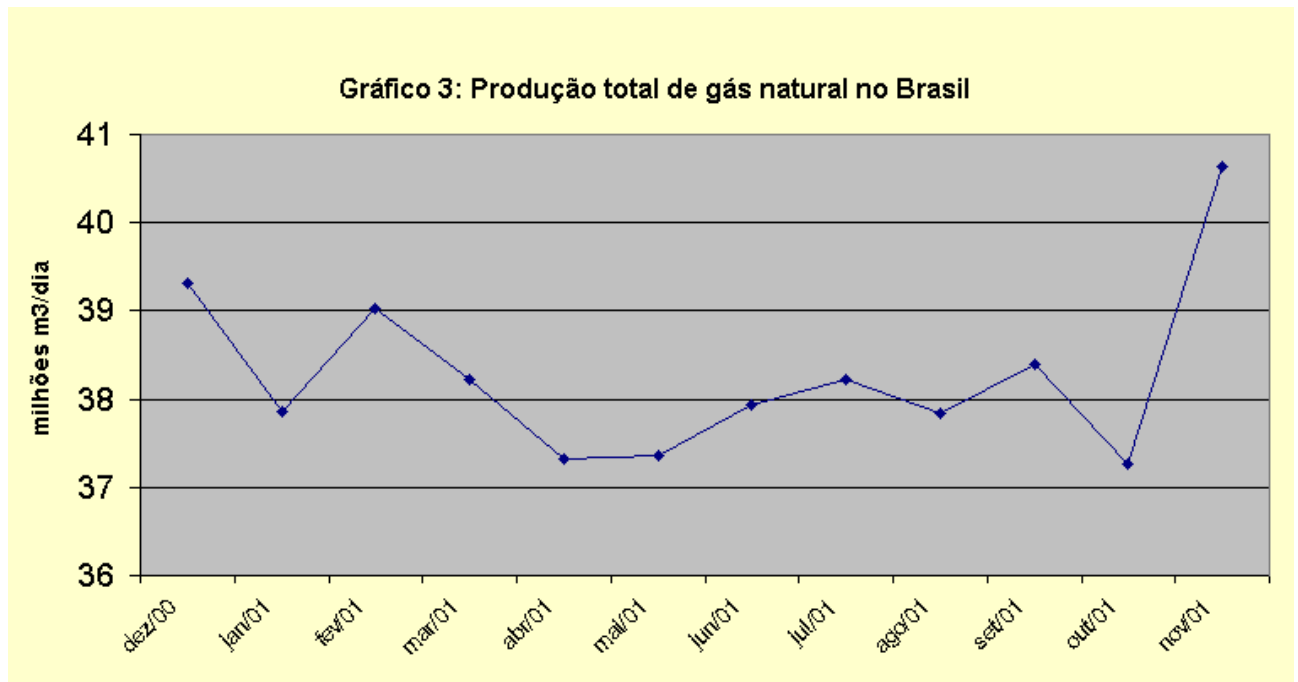
*A tarefa não tem nada de trivial, uma vez que as empresas que se instalaram recentemente querem garantir suas vantagens. Em outras palavras, é urgente a definição do modo de organização industrial, enquanto que a agenda do governo tem se concentrado apenas nos problemas do racionamento.*



Fonte: EIA/DOE

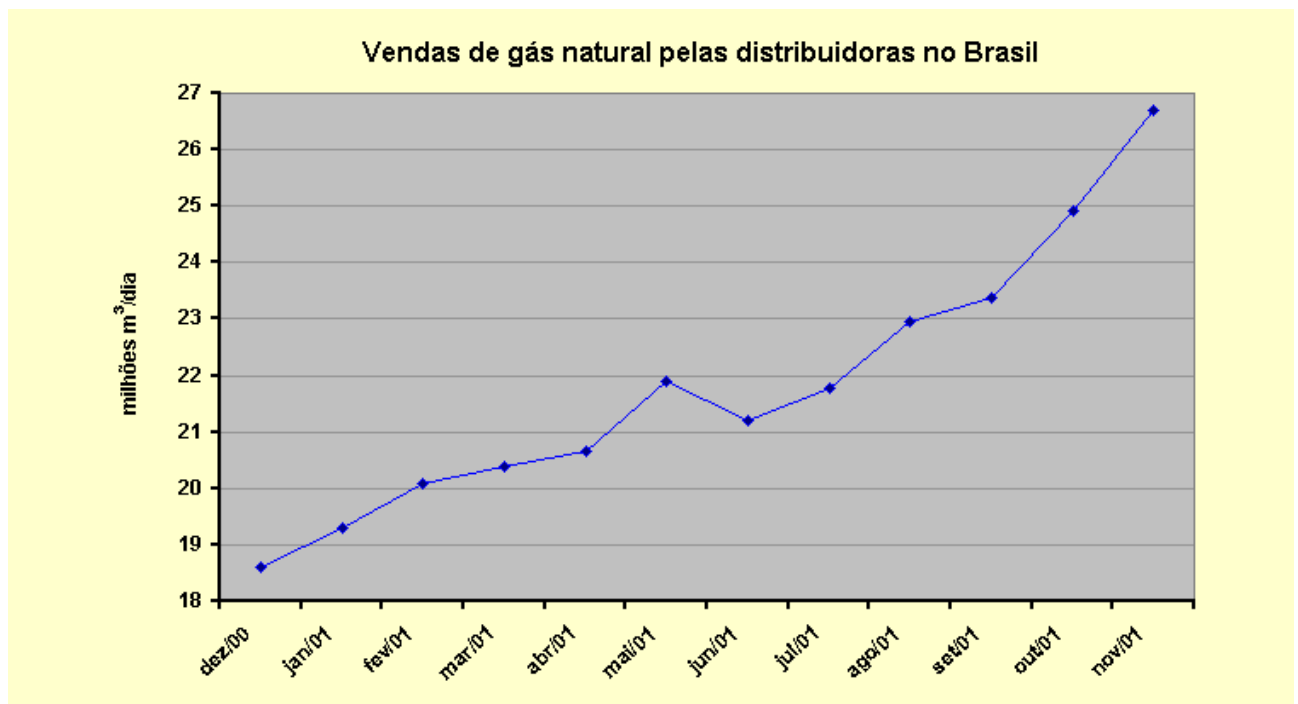


Fonte: ANP



Fonte: ANP

Gráfico 4



v

Fonte: Revista Brasil Energia