

BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias do Petróleo & Gás

Agosto de 2003 – Ano 4 – n.8

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

www.ie.ufrj.br/infopetro

Apresentação

O Editorial do mês focaliza as bases do novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro e atenta para a necessidade da definição de um calendário de longo prazo centrado nas questões relacionadas a evolução do modelo de organização industrial do setor.

No primeiro artigo, Edmar de Almeida e Kátia Freitas analisam o ressurgimento do interesse do mercado e das autoridades energéticas em relação ao programa de substituição do diesel por GNV no setor de transporte brasileiro, e ressaltam as vantagens atualmente existentes para a realização deste objetivo.

Em seguida, Helder Queiroz e Mariana Iooty colocam em relevo o atual panorama da arrecadação de royalties referentes à produção de petróleo

no país, e apresentam projeções para o total a ser recolhido no ano de 2003.

No ensaio do mês, o Professor Ronaldo Bicalho - do IE/UFRJ – discute a reforma do setor elétrico brasileiro, e analisa seus principais objetivos, ressaltando a importância dos aspectos institucionais no desenho e operação do mercado elétrico.

Este número do Boletim Infopetro é dedicado à memória do nosso estimado Valcir dos Reis Soares.

As opiniões expressas neste boletim refletem tão somente os pontos de vista dos autores dos artigos, e não representam o posicionamento das instituições envolvidas neste projeto.

EQUIPE

Secretário Executivo:

Edmar Luiz F. de Almeida

Conselho Editorial

Edmar Luiz F. de Almeida

Carmen Alveal

Helder Queiroz Pinto Jr.

Ronaldo Bicalho

Edição

Mariana Iooty

Nicholas Trebat

Contato

Tel: (21) 3873-5270

Fax: (21) 2541-8148

e-mail: infopetro@ie.ufrj.br

NESTA EDIÇÃO

Editorial	2
Petróleo	
GNV: Chegou a Vez do Diesel?.....	3
Projeções Para Arrecadação de Royalties em 2003	5
Ensaio do Mês	
A Reforma Necessária.....	8
Fatos Marcantes do Mês	11
Anexo Estatístico	14
Apoio	
ONIP / FINEP / FNDCT / CTPETRO	

Editorial

As Escolhas do Governo na Nova Reforma do Setor Elétrico Brasileiro

O governo brasileiro divulgou no último mês as bases do novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro. Dada a natureza deste empreendimento, este é apenas o primeiro passo de um processo que se anuncia longo e intensivo em negociações e aperfeiçoamentos.

A tarefa de reformar o setor elétrico nada tem de trivial. O insucesso das mudanças implementadas durante o governo Cardoso e as dificuldades experimentadas em outros países revelam o grau de complexidade da construção institucional requerida.

Neste sentido, introduzir mudanças profundas agora é ainda mais difícil do que no passado recente. O aumento do número de empresas operadoras e a presença de novas instituições no mercado deixam antever maiores dificuldades na negociação dos passos da reforma. Ademais, o papel e a credibilidade das novas instituições criadas recentemente foram seriamente abalados após o racionamento de 2001. Este episódio produziu conseqüências perversas até o presente, refletidas nas dificuldades econômico-financeiras e no aumento do grau de inadimplência das concessionárias.

As dificuldades de curto prazo devem se constituir num objeto de negociação entre governo e empresas; mas, por outro lado, não devem se constituir no eixo de orientação das transformações estruturais e institucionais de longo prazo.

Nestas circunstâncias, parece que o governo decidiu arbitrar com relação às escolhas e princípios norteadores das reformas. Apesar de muitos aspectos ainda carecerem de aperfeiçoamentos, fica claro que o objetivo central fixado é a garantia do abastecimento, minimizando os riscos de ruptura e de racionamento. Para atingir tal finalidade, as mudanças propostas revelam a tentativa de centralizar as decisões de investimento setorial.

É nesta perspectiva que deve ser examinada a criação de uma administradora de contratos e o enquadramento das formas de contratação bilateral entre todos os distribuidores e todos os geradores. Este tipo de solução pode, de fato, reduzir os riscos do negócio de geração. Observe-se que a forma de competição proposta no novo modelo se restringe

à competição por licitação de novos projetos e as possibilidades de negócio de comercializadores independentes foram fortemente reduzidas. Em contrapartida, a redução na margem de manobras desses agentes é compensada pela possibilidade de se conferir um grau maior de previsibilidade aos preços da eletricidade. No modelo passado, o mercado atacadista de eletricidade não conseguiu operar a contento; além dos problemas de liquidação dos contratos, a volatilidade funcionou como um fator de desestabilização do comportamento dos preços.

O fracasso da reforma anterior evidenciou, ao menos como lição, a importância do desenho institucional a ser adotado e da qualidade das regras que presidem as relações entre os agentes econômicos nesta indústria. Por esta razão, apesar do novo modelo conferir novas bases para a estrutura setorial, é indispensável concentrar esforços na construção das novas regras e nas respostas às dúvidas que o documento do ministério ainda suscita; em especial, na determinação do regime de preços da energia gerada. Este ponto é capital para o sucesso do novo modelo e, por ora, ainda representa uma restrição importante que necessita rapidamente ser equacionada.

Mas, reiteramos, até pela premissa de preservar contratos existentes, que os prazos de implementação deste novo modelo não serão curtos: além de ser elevada a necessidade de coordenação das diferentes etapas de construção de um novo modelo institucional para o setor elétrico, os esforços são intensivos em negociação.

O momento é de revisão das reformas e de definição de um calendário claro de implementação que atente, em primeiro plano, para as questões vinculadas à evolução do modelo de organização industrial do setor e à garantia da credibilidade das instituições. Estes aspectos se constituem em condições indispensáveis à recuperação do nível de investimento e à consecução dos objetivos fixados pelo governo com a instituição deste novo modelo.

Conselho Editorial

GNV: Chegou a Vez do Diesel?

Edmar de Almeida¹

Kátia Freitas²

A idéia de substituição do diesel por gás natural no setor de transporte no Brasil não é nova. Na década de 80, o Plano Nacional de Gás Natural – PLANGAS – propôs a adoção do gás natural prioritariamente em veículos coletivos e de carga. A motivação principal desta priorização era a redução da poluição nos grandes centros urbanos e a vulnerabilidade do país em relação aos preços internacionais do petróleo. Neste período, a introdução do GNV na frota a gasolina (ciclo otto) não era vista como algo interessante para o país. A participação do álcool na frota de carros de passeio chegou a atingir 80% das vendas e havia sobra de gasolina no mercado nacional.

As tentativas de introdução do GNV na frota a diesel enfrentaram dificuldades em função da ausência de uma rede constituída de postos de abastecimento, da falta de uma tecnologia avançada para a conversão dos veículos e até de gás natural com qualidade apropriada. Em função destas dificuldades, a substituição do diesel se resumiu a alguns ônibus no Rio e em São Paulo. Na década de 1990, o GNV ganhou força no mercado da gasolina ajudado pelo fracasso do mercado de álcool hidratado e pela elevação dos preços do petróleo. A rede de distribuição cresceu e se desenvolveu e, atualmente, existem no Brasil cerca de 450 mil veículos convertidos em quase 700 oficinas de conversão credenciadas e 568 postos de abastecimento que comercializam 103 milhões de m³ mensais.

Diante do rápido desenvolvimento do mercado de GNV ciclo otto no Brasil, ressurgiu o interesse do mercado e das autoridades energéticas em relançar o programa de substituição do diesel por GNV no Brasil. O contexto de mercado atual apresenta vantagens em relação a década de 1980. Atualmente, a infra-estrutura tecnológica (fornecedores) no mercado de GNV brasileiro está consolidada. Da mesma forma, o número de postos de abastecimento já é satisfatório nas grandes cidades. A isso se soma: a melhoria da tecnologia, a maior disponibilidade de gás natural, e a permanência do déficit na produção nacional de diesel e das questões ambientais.

Em relação à tecnologia disponível, existem duas formas possíveis para a substituição do diesel no setor de transporte veicular. Uma forma é a adoção de um motor ciclo otto movido apenas a GNV. A tecnologia se aplica a veículos novos, já que não é econômico a conversão de motores ciclo diesel para ciclo otto. Uma outra forma é a tecnologia dual-fuel. Neste caso, o motor mantém suas características de ciclo diesel sendo adaptado para queimar gás natural além de diesel. O diesel produz a centelha que mantém o motor em operação (marcha lenta) e o gás natural alimenta o motor quando em situação de carga. Nesse caso, mantém-se a maior eficiência relativa do diesel enquanto o gás natural contribui para a economia e para a redução das emissões. A taxa de substituição do diesel por gás natural pode atingir 80%, dependendo das condições de operação do motor. O desenvolvimento da tecnologia dual-fuel passa por um período de rápido desenvolvimento, com muitas empresas se envolvendo neste segmento de negócio, inclusive grandes fabricantes de motores (Caterpillar e Volvo).

Com relação a tecnologia de motores dedicados a GNV (ciclo otto), a disponibilidade de fornecedores é ainda maior. Praticamente, todos os grandes fabricantes de motores diesel, possuem tecnologia para produção de motores GNV. No Brasil, a Mercedes Benz já fabricou este tipo de motor, inclusive para a exportação.

Em diversos países, a produção de ônibus movidos a GNV já é bastante significativa. Nos EUA, por exemplo, quatro das cinco maiores fabricantes de ônibus produzem uma versão GNV. No ano de 1998, cerca de 22% dos ônibus vendidos nos EUA foram movidos a gás natural. Recentemente, vários programas foram lançados visando o desenvolvimento do segmento de mercado de caminhões GNV. O Departamento de Energia dos EUA vem financiando programas pilotos com caminhões dedicados e convertidos (dual-fuel) em cidades da Califórnia (Raley's e Pima Gro Systems) e Connecticut (UPS), entre outras. O maior programa em andamento, no entanto, é o "Corredor Azul" na Europa, um grande projeto com motivação ambiental que em sua fa-

se inicial planeja a conversão de mais de dez mil caminhões para trafegarem em três corredores diferentes, ligando Rússia, Alemanha e Itália.

No Brasil, a penetração do GNV no mercado do diesel pode trazer importantes benefícios, econômicos e sociais. Primeiramente, é importante salientar que existe um desequilíbrio entre o atual perfil da demanda e da oferta de derivados no Brasil. Por um lado, a produção nacional de gasolina excede a demanda nacional. Por outro lado, o mercado de diesel é deficitário. A produção nacional de óleo diesel em 2001 de 33.645 mil m³ levou o país a importar 6.606,5 mil m³. Da mesma forma, cabe ressaltar que existe um excesso de oferta de gás natural no Brasil e na região, o que possibilita seu uso em grande escala.

A questão ambiental também é muito importante no que diz respeito ao diesel, principalmente no transporte urbano. Enquanto a gasolina tem seus índices de poluição diminuídos com mistura do álcool, as emissões do diesel ainda fazem deste combustível um grande vilão da qualidade do ar nos grandes centros. O GNV pode contribuir para a redução de até 80% na emissão de particulados e de 55% nas emissões de Nox quando comparado com o diesel. Além disso, a poluição sonora dos veículos GNV é consideravelmente menor do que a dos veículos a diesel.

As vantagens acima citadas são evidentes, entretanto, uma questão essencial para viabilizar a penetração do GNV no mercado do diesel é a relação entre o custo da conversão e o diferencial

de preço entre diesel e GNV. A penetração do GNV neste mercado é mais difícil do que no mer-

cado da gasolina, pois o diferencial de preços entre o diesel e o GNV é menor e o custo de conversão maior. Além disso, algumas questões tecnológicas apresentam maior dificuldade para o equacionamento. Dentre elas, o nível de incerteza tecnológica quanto ao desempenho dos motores convertidos (dual-fuel) e o limite de peso dos cilindros para viabilizar uma autonomia adequada.

Por esses motivos, para que a substituição do diesel por GNV seja efetivamente vantajosa, é necessário que se tenha uma política para o setor que crie condições favoráveis àqueles que optem por essa nova tecnologia. Tendo em vista as maiores dificuldades técnicas e econômicas, é essencial um maior envolvimento do Estado na condução de um programa deste tipo. Seria essencial para o sucesso do programa, a redução do custo de conversão ou adoção do motor dedicado a GNV através de incentivos fiscais, como a redução do ICMS. Da mesma forma, uma política de preço para o GNV transparente e estável é essencial para dar segurança aos investidores nesta tecnologia. Finalmente, cabe ressaltar uma atuação no sentido de reduzir as incertezas tecnológicas, através de investimento em P&D e programas de demonstração.

¹ Professor IE-UFRJ/Pesquisador GEE

² Mestranda IE/UFRJ.

Economia e Gestão em Energia



COPPEAD E INSTITUTO DE ECONOMIA - UFRJ UMA UNIÃO DE SUCESSO.

Inscrições abertas para turmas com início em agosto.

O programa de Economia e Gestão em Energia é destinado a Executivos de empresas, funcionários de alto nível do órgãos governamentais e consultores ligados à questão energética. O curso está estruturado em disciplinas e seminários. Seu diferencial é a forte integração entre as áreas de Gestão e de Economia da Energia.

Turmas às quintas-feiras.








Informações: Tel.: (21) 2598-9898/2560-6522 - Fax: (21) 2598-9883 - atendimento@coppead.ufrj.br
www.coppead.ufrj.br

Projeções Para Arrecadação de Royalties em 2003

Helder Queiroz Pinto, Jr.¹
 Mariana Iooty²

Atualmente, a receita do governo com a produção do petróleo no Brasil é composta por quatro principais tributos: os royalties; o bônus de assinatura; a participação especial; e, o aluguel de ocupação ou retenção de áreas.

Dentre estes quatro impostos, a cobrança de royalties é a mais antiga, tendo sido instituída, em 1953, pela Lei n.º 2.004, a mesma lei que criou a Petrobras. Após esta lei inicial, algumas outras normas inseriram modificações quanto à cobrança deste tributo, entre elas: a Lei 9.478, de 1997 - a Lei do Petróleo; o Decreto n.º 2.705 de 1998 - o chamado Decreto das Participações Governamentais.

Mais recentemente, as Portarias da ANP - n.º 155, instituída em 1998, e n.º 206, fixada em 2000 - introduziram mudanças significativas para fins de cálculo dos royalties, ao definirem critérios para a fixação do preço mínimo do petróleo produzido em campos brasileiros. De acordo com

estas portarias, este preço mínimo é determinado por uma fórmula paramétrica que considera a taxa de câmbio real/dólar e o preço do petróleo tipo Brent, ambos os valores cotados no mês de competência da produção. Deste modo, a valoração do petróleo produzido no país para fins de arrecadação de royalties - e de participações governamentais, de uma forma mais geral - assim como a própria arrecadação, passaram a variar de acordo com estas variáveis.

Observa-se, neste sentido, que a partir de 1998, ano de introdução destas modificações nos critérios de fixação do preço mínimo do petróleo, há não somente um evidente aumento da apuração do valor de royalties, como também a evolução desta arrecadação passa a seguir de forma clara a influência dos preços do petróleo internacional e relativos entre as moedas. Os Gráficos 1 e 2 apresentam os valores divulgados pela ANP para os meses de competência da produção.

Gráfico 1

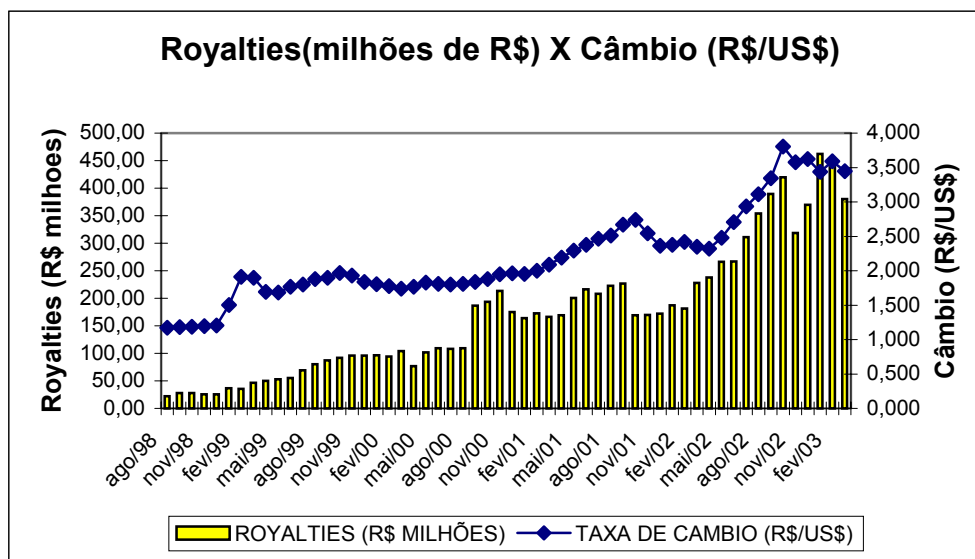
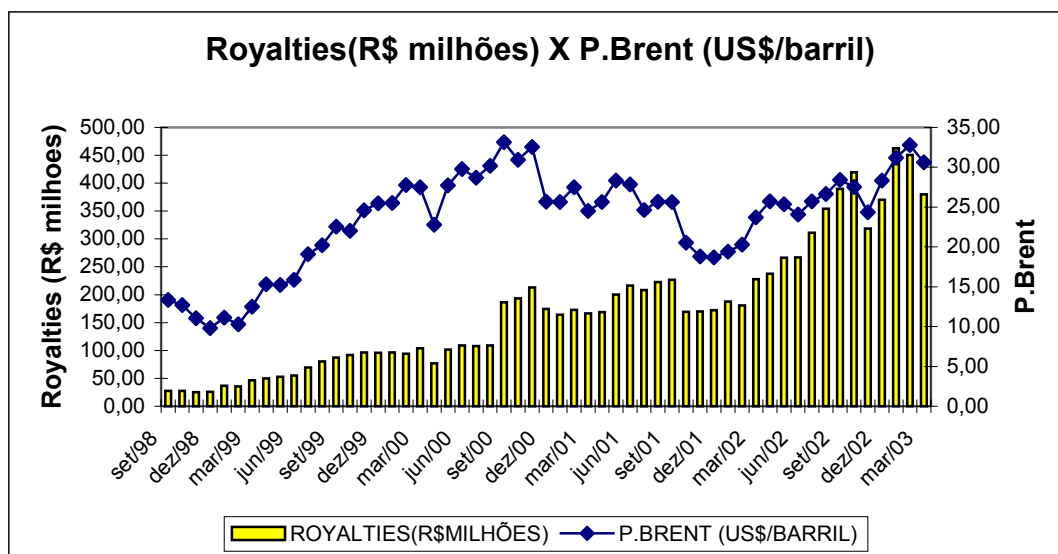


Gráfico 2



Como se sabe, a arrecadação de royalties depende do comportamento da taxa de câmbio e do preço internacional do petróleo. No início de 2003, as oscilações dos valores destas variáveis trouxeram como consequência alterações nas arrecadações de royalties. Nos meses de janeiro e fevereiro, em função de previsões pessimistas acerca da duração e dos efeitos da guerra, observaram-se elevações na cotação do dólar, que passou de R\$2,92 (valor mensal médio para 2002) para R\$3,44 e R\$3,59, respectivamente nos meses de janeiro e fevereiro. O preço do petróleo Brent também apresentou tendência de aumento, tendo passado do patamar de US\$ 24,93 (valor mensal médio de 2002) para US\$ 31,18, no mês de janeiro, e US\$32,77 em fevereiro. Como consequência direta destas alterações, observou-se uma elevação na apuração dos royalties nestes dois primeiros meses do ano: dados da ANP indicam que as arrecadações nos meses de competência de janeiro e fevereiro de 2003 superam a média mensal apurada em 2002, respectivamente, em 57% e 53% (ver Tabela 1).

Com o rápido desenrolar da guerra e a aparente melhoria na percepção sobre o cenário macroeconômico nacional, os meses de março e abril de 2003 presenciaram quedas do câmbio e do petróleo Brent. De acordo com a Tabela 1, nos meses de março, abril e maio, para os quais já existem dados oficiais da ANP, houve uma redução da apuração de royalties em relação aos meses anteriores de 2003. Para o restante de 2003, as estimativas acerca da apuração de

royalties dependem, mais uma vez, do comportamento das variáveis taxa de câmbio e preço do petróleo Brent, além, obviamente, do volume de produção de petróleo. Estabelecendo a premissa conservadora de um volume de produção mensal no mesmo nível da média obtida até o mês de maio de 2003 – cerca de 7,47 milhões de m³, ou 46,99 milhões de barris por mês -, e fazendo variar as demais variáveis de interesse, é possível vislumbrar cenários bastante interessantes.

Considerando o atual contexto do mercado mundial de petróleo marcado por contornos de excesso de oferta e demanda retraída – como retratado em artigo publicado no Boletim Infopetro de janeiro/2003 -, não é de se esperar aumentos contínuos de preços. Desta forma, é bastante provável que o petróleo de referência do tipo Brent oscile apenas no interior da banda normal entre US\$22 e US\$28, o barril. Quanto ao comportamento da outra variável chave, a taxa de câmbio real/ dólar, considerando as estimativas do Banco Central e do grupo de Economia da Conjuntura do IE-UFRJ, vislumbra-se uma média mensal da taxa de câmbio na ordem de R\$ 3,24, chegando ao fim do ano na faixa entre R\$ 3,22 e R\$3,50.

Utilizando assim estes parâmetros, a Tabela 2 abaixo indica finalmente algumas previsões acerca da arrecadação anual de royalties no país.

Para todos os cenários projetados, são previstas variações positivas em relação ao total anual alcançado em 2002. Em outras palavras, são estimados aumentos no montante arrecadado de

royalties. Dentre as previsões realizadas, as mais prováveis parecem ser aquelas referentes aos cenários 2 e 3.

Todas estas projeções colocam em relevo, mais uma vez, a importância da boa administração dos recursos, sobretudo para o desenvolvimento local das economias de municípios que possuem no petróleo sua principal atividade econômica. Neste sentido, importante

também é a necessidade de que municípios produtores de petróleo empreendam esforços de arrecadação própria para que se estabeleçam fluxos de receitas sustentáveis independentes da receita de royalties.

¹Professor IE-UFRJ/Pesquisador GEE

²Pesquisadora Associada GEE

Tabela 1 – Apuração de Royalties em 2003, segundo dados oficiais da ANP

	Taxa de Câmbio (R\$/US\$)	Preço Petróleo Brent (US\$)	Total de Royalties Recolhido (R\$ milhões)	Varição em Relação à Média Mensal 2002	Varição do Acumulado No Ano (2003/2002)*
Média mensal 2002	2,92	24,93	294,21	-	-
Janeiro 2003	3,44	31,18	462,45	57%	147%
Fevereiro 2003	3,59	32,77	450,79	53%	148%
Março 2003	3,45	30,53	380,28	29%	117%
Abril 2003	3,12	25,00	312,49	6%	92%
Mai 2003	2,95	25,86	325,82	11%	76%

Fonte: ANP

*Varição percentual do somatório dos valores desde o mês de janeiro de 2003 até o determinado mês de 2003 em relação ao mesmo período de 2002

Tabela 2 – Estimativa Para Arrecadação Anual de Royalties em 2003

	Taxa de Câmbio (R\$/US\$)	Preço Brent (US\$/barril)	Total Anual de Royalties Estimado (R\$ milhões)	Varição em Relação a Arrecadação Anual Oficial de 2002
Cenário anual 1	3,00	25,00	3.711,6	17%
Cenário anual 2	3,22	26,00	4.160,9	31%
Cenário anual 3	3,24	27,00	4.364,9	37%
Cenário anual 4	3,50	28,00	4.907,6	54%

Fonte: elaboração própria

A Reforma Necessária

Ronaldo Bicalho¹

As mudanças no rumo da reforma da Indústria Elétrica Brasileira inserem-se no contexto mais amplo dos processos de reforma da indústria elétrica no mundo; introduzidos há duas décadas, inicialmente nos países desenvolvidos, e depois estendidos aos países em desenvolvimento.

As principais experiências de reforma elétrica foram articuladas em torno da introdução da concorrência; não obstante, a transformação radical da estrutura industrial dessa atividade essencial à vida moderna constitui-se em um processo complexo, de forte cunho institucional, caracterizado por idas e vindas, tentativas e erros, sucessos e fracassos. Embora o objetivo final seja o mesmo, a construção de um mercado competitivo, muitos são os pontos de partida: quer no que diz respeito à estrutura industrial, quer no que tange ao ambiente institucional. Dado que essas estruturas e esses ambientes são bastante distintos de país para país, a reforma desse setor apresenta uma grande diversidade em sua evolução. Em face dessa diversidade, de caminhos e resultados, ainda não foi possível gerar uma sólida convergência de expectativas em relação ao futuro da indústria elétrica no mundo; com as certezas de antes sendo substituídas pelas dúvidas em relação à profundidade, ao ritmo de implementação e às possibilidades dessas reformas alcançarem, de fato, os seus objetivos: a garantia da expansão da indústria elétrica em um contexto de elevada eficiência econômica, conquistada a partir do rigor das pressões competitivas introduzidas pelo mercado, e tendo como grande beneficiário o consumidor/contribuente.

Nesse sentido, a visão de que a atual reforma brasileira destoaria do quadro internacional, representando um retrocesso em uma indústria elétrica mundial que avança a todo o vapor em direção ao paraíso prometido da competição perfeita e sem mácula, é incorreta. A idéia de que, mais uma vez, estaríamos fora do passo, exercitando nossa “macunaímica” vocação para o atraso, revela desconhecimento, tanto no que diz respeito à indústria elétrica no mundo, quanto no que se refere à própria tradição da indústria brasileira.

Com o passar do tempo, e na medida em que os processos de reforma vão evoluindo, algumas

conclusões sobre essas experiências já podem ser avançadas. A principal é que houve por parte dos reformadores uma posição recorrente no sentido de subestimar a complexidade do empreendimento representado pela introdução da competição em um setor com especificidades tão marcantes, como é o caso do setor elétrico.

Empreendimento de peso, a introdução da competição envolve uma complexa construção institucional de uma nova estrutura de mercado, e não a “simples” institucionalização de uma nova estrutura de mercado nascida da evolução real, decorrente dos embates entre as empresas na arena da concorrência capitalista. Aqui, o ponto de partida das transformações reside na estrutura existente, e as reformas implicam na deformação progressiva dessa estrutura, até que ela atinja a configuração desejada pelo reformador. No entanto, os agentes não permanecem passivos e reagem às ações do reformador. A configuração final da estrutura de mercado não será aquela desejada por este último, mas a resultante da interação entre as ações dos agentes e das instituições envolvidas no processo.

Essa natureza não determinista torna o processo de introdução da competição longo, árduo e com resultados em aberto. Ao longo do período de transformação, os agentes vão, por um lado, se adaptando ao novo ambiente institucional e, por outro, pressionando o reformador a configurar esse ambiente de forma a atender os seus interesses específicos. Dessa forma, o embate entre os agentes sai da arena puramente econômica e adentra o espaço político - institucional, no qual as questões serão, ao fim, decididas – em geral, no âmbito dos parlamentos, a quem cabe, historicamente, dar a palavra final sobre as regras, as normas e as instituições que irão reger o setor.

A elaboração, a construção jurídica/institucional, a implementação e adequação contínua e necessária das regras, das normas e das instituições, que vão reger as interações entre os agentes no novo mercado, envolvem uma grande qualificação técnica, administrativa, econômica e jurídica, aliada a um profundo conhecimento setorial e a uma significativa capacidade de negociação e gestão política; capazes de dirigir o, potencialmente, conturbado processo de transição entre a velha e a nova estrutura de mercado. A perda de governabilidade desse pro-

cesso tem-se demonstrado um fenômeno mais corrente do que se imaginava inicialmente, gerando um quadro de instabilidade que se traduz em termos de uma grande volatilidade de preços e expectativas. Esse quadro dispersa as visões sobre o futuro, tornando a decisão de investimento nesse setor mais complexa e incerta.

Depois dos acontecimentos ocorridos na Califórnia, que colocaram em xeque a experiência americana mais radical de transformação do setor elétrico, a reforma desse setor entrou em um período de análises mais cuidadosas e posturas mais responsáveis.

A partir de uma abordagem que subestimou a complexidade do setor, a reforma do setor elétrico desenvolveu-se baseada em uma visão pouco realista da concorrência, na qual as especificidades da indústria contavam pouco; e em uma grande expectativa de que as inovações financeiras da década de noventa seriam capazes de gerir os riscos, historicamente elevados, associados ao setor.

O esforço hercúleo de adequar o funcionamento do setor aos modelos imaginados, e as decepções com o “mau comportamento” dos agentes, que insistem em operar de forma a maximizar os seus interesses – principalmente quando detêm poder de mercado para isso –, geraram um eterno recomeço nos processos de reforma. Amuados com o fato do elefante não caber na caixa de sapato, os reformadores seguem em sua faina de tentar reduzir o tamanho do elefante, fatiando-o de forma incansável.

Por outro lado, a alta volatilidade dos preços no mercado elétrico, fruto das dificuldades de dotar esse mercado de uma flexibilidade (temporal e espacial) que permita gerar a liquidez necessária à operação de um verdadeiro mercado *spot* de eletricidade, tem se demonstrado difícil de ser tratada pelos mecanismos financeiros tradicionais de gestão de risco; o que dificulta sobremaneira a tarefa de encontrar agentes que estejam dispostos a jogar um jogo, no qual as perdas e os ganhos podem ser de grande monta e se espalham em uma faixa muito ampla de possibilidades.

Condenados a construir um mercado ideal, em um mundo de mercados não ideais, os reformadores acabaram gerando um espécime *in vitro* que tem grandes dificuldades em sobreviver fora do laboratório. O resultado desse processo é o contínuo *recall* das reformas, na busca do erro de projeto ou de fabricação que explique o desem-

penho fora das especificações prometidas pelo fabricante.

Pelo lado dos consumidores, encontra-se uma percepção da eletricidade distante daquela imaginada pelos reformadores, traduzida na visão singela de que a eletricidade seria uma mercadoria como outra qualquer. Considerada um bem essencial, profundamente associada ao bem estar e ao desenvolvimento econômico, a falta de eletricidade é encarada de forma dramática, representando um retrocesso histórico inadmissível. A subestimação do papel simbólico dessa “*commodity*” na vida moderna – papel conquistado já no início do século XX – configura um dos erros crassos dos reformadores, pelo qual eles acabam pagando um alto preço político durante as crises de suprimento. O retorno ao século XIX, representado pelos apagões, é interpretado como uma prova cabal de incompetência política e administrativa das autoridades responsáveis pelo setor, e punido duramente nas urnas.

A questão essencial é que o mercado elétrico é uma construção institucional, independentemente da estrutura que ele tenha, desde o monopólio até a concorrência. Nesse sentido, as instituições têm um papel fundamental no seu desenho, na sua operação, e, portanto no seu desempenho. Isso implica que a elas serão dirigidos os louros pelos sucessos alcançados e remetidas as contas pelos fracassos. Desse modo, é bastante razoável que a garantia do suprimento de eletricidade torne-se o eixo central de qualquer reforma que ocorra em um país que sofreu a experiência dramática de um racionamento.

Escaldado pelo racionamento, pela instabilidade de preços e pela falta de governança setorial, o país, que viveu esse tipo de experiência, busca retomar o controle da evolução do seu setor elétrico mediante algum tipo de centralização das decisões, principalmente as de investimento, alongamento de prazos contratuais e fornecimento de garantias de rentabilidade dos ativos elétricos. Nesse caso, o objetivo é claro: garantir a expansão da capacidade instalada, reduzindo, dessa forma, os riscos de *déficits* de eletricidade. A questão chave aqui é estabilizar a evolução dessa estrutura de mercado que fornece um insumo essencial à sociedade. A decisão de implementar uma estratégia com essa natureza tem um caráter fortemente político – o que mantém a tradição desse setor marcado pela presença das instituições. Se as reformas dos anos oitenta e noventa tiveram um forte compo-

nente político, as “contra-reformas” que se desenharam no horizonte também o terão. Nada demais nisso, afinal estamos falando sobre uma atividade econômica na qual a dimensão político-institucional teve, tem e sempre terá um papel crucial.

É nesse amplo contexto, de idas e vindas da reforma do setor elétrico no mundo, que se insere a atual reforma do setor elétrico brasileiro. Nela estão presentes, grosso modo, as preocupações com a garantia de suprimento, a centralização das decisões de investimento, o alongamento dos prazos contratuais e a garantia da rentabilidade dos ativos. Tudo isso consolidado a partir de uma visão do fornecimento de energia elétrica como um serviço público, e tendo com pano de fundo o reconhecimento político dos elevadíssimos custos representados pela ameaça de um novo racionamento.

Embora se reconheça a legitimidade desses objetivos – realçados pelas características da indústria elétrica brasileira, marcada pelo grande parque de geração hidráulica, com sua necessidade de forte coordenação, e pela forte pressão por uma expansão de oferta que atenda a um crescimento da demanda potencialmente intenso –, a sua análise mais acurada necessita de uma melhor explicitação das normas e das instituições que irão reger a interação dos agentes nesse novo mercado elétrico brasileiro. Cabe ressaltar que é a partir desse conjunto de normas e instituições que irá se desenhar, de fato, o novo mercado.

Contudo, a construção e implementação desse conjunto constituem um processo longo e de intensas negociações, principalmente quando consideramos o quadro fragmentado da atual indústria elétrica brasileira, com um grande número de agentes e de interesses, muitos deles clara

mente contraditórios. Essa fragmentação coloca significativos desafios à construção de uma governança setorial, que pode se traduzir em mais tempo e mais discussão para se chegar a um acordo mínimo que garanta a sustentação da reforma.

Uma lição que pode ser apreendida dos processos de reforma do setor elétrico, inclusive o brasileiro, é que são processos longos e contínuos; portanto não se deve ter ilusões acerca do seu *timing*. Esse é o *timing* das construções institucionais: instituições demandam tempo para serem construídas. Cabe lembrar que esse tempo será inversamente proporcional à capacidade dos diversos agentes concertarem-se: quanto menor for essa capacidade, mais se estenderá o período de transição e maiores serão as incertezas, adiando os investimentos e aumentando a possibilidade de ocorrerem estrangulamentos na oferta de eletricidade.

Em face desse quadro, o setor elétrico brasileiro encontra-se diante de dois caminhos. O primeiro pode ser caracterizado pela manutenção de um quadro de indefinições, resultante da incapacidade de se chegar a um consenso mínimo, o que tornará a transição um processo conflituoso e interminável, com graves conseqüências para o desenvolvimento do país. O segundo pode ser definido pela construção de um sólido consenso que permita estabilizar a indústria elétrica brasileira, alavancando investimento e construindo uma trajetória de crescimento da oferta estável e sustentável no tempo, o que nos dará uma vantagem competitiva significativa em relação ao resto da indústria elétrica no mundo.

¹Professor IE-UFRJ/Pesquisador GEE

World Forum on Energy Regulation

Data: 5 a 9 de outubro de 2003
Local: Roma, Itália

Maiores informações: <http://www.energyforum2003.org>

Fatos Marcantes

Petrobras planeja captar US\$ 3 bilhões por ano

Para fazer frente ao programa de investimentos previsto no planejamento estratégico, de US\$ 7 bilhões por ano, a Petrobras precisa captar US\$ 3 bilhões por ano no mercado de capitais. Em 2003, a empresa já captou US\$ 2,7 bilhões, volume superior aos US\$ 2,5 bilhões previstos no início do ano. De acordo com Gustavo Tardim – diretor executivo do Departamento de Planejamento Financeiro da Petrobras - a empresa precisa ser capaz de acessar de forma sistemática os mercados internacional e doméstico, apesar do risco Brasil ser superior ao da companhia, o que reduz a capacidade desta de captar a custos compatíveis com sua performance financeira e operacional.

Os recursos provenientes das captações seriam utilizados não somente para a necessidade de financiamento, mas também para melhorar o perfil da dívida da empresa, que atualmente é de US\$ 14 bilhões, com prazo médio de quatro anos. Segundo Tardim, as empresas estrangeiras com os mesmos indicadores da Petrobras têm dívidas com prazos de 8 a 9 anos

Recuperação efetiva da produção de petróleo no Iraque deve demorar um ano

De acordo com Steve Wright - porta-voz da Força para Recuperação do Petróleo do Iraque - o país deve demorar um ano para recuperar os níveis de produção de 3 milhões de barris por dia de antes da guerra. Todavia, alguns dirigentes do Ministério do Petróleo iraquianos vêm manifestando sérias dúvidas quanto a viabilidade das reservas de petróleo de Bagdá cumprirem o objetivo de reativar, em meados de agosto, as exportações dos campos de óleo. Por outro lado, o ministro do Petróleo designado pelos Estados Unidos, Thamir Ghadhban, demonstrou expectativa de que a produção chegue aos 2 milhões de barris por dia até o fim do ano. Autoridades iraquianas calculam que o nível atual de produção é de 800 mil barris de petróleo por dia, e insistem na interpretação de que não haverá aumento, a menos que acabem os atos de sabotagem e pilhagem. O Iraque havia planejado reativar suas exportações de aproximadamente um milhão de barris de petróleo por dia em meados de julho, mas não pôde cumprir os vários objetivos de produção e exportação.

Cesp apresenta proposta de renegociação aos seus credores estrangeiros

A Companhia Energética de São Paulo (Cesp) - que possui uma dívida superior a R\$ 11 bilhões, (dos quais R\$ 9,9 bilhões estão indexados em moeda estrangeira) - iniciou um processo de saneamento de suas finanças, e apresentou aos seus credores estrangeiros uma proposta para renegociar dívidas em bônus equivalentes a 200 milhões de euros e US\$ 300 milhões, ambas com vencimento em 2004. Como coordenador desta operação, o banco J.P.Morgan apresentou duas propostas para troca desses papéis por outros de prazos mais longos: a primeira delas prevê o alongamento do prazo, para ambos os papéis, para 2008, com o pagamento de juros de 13% ao ano para os dois bônus; a segunda engloba a extensão de ambos os bônus para 2011, com juros de 14% ao ano. Pelos termos atuais, os bônus em euros pagam juros de 9,75%. Os papéis em dólar pagam juros de 10,5%. A resposta a estas ofertas deve ser anunciada até o próximo dia 14 de agosto, quando os credores vão se reunir com representantes da empresa, em Londres.

Setor de celulose quer elevar produção própria de energia

As companhias brasileiras de papel e celulose vem trabalhando para reduzir despesas com o ítem de compra de energia elétrica, seja por meio de projetos de co-geração, criação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), ou aumento de produção. As produtoras somente de celulose já geram a energia que necessitam no próprio processo de fabricação, como a Aracruz e Bahia Sul (quase 100%).

Por sua vez, as produtoras mistas - Suzano, Ripasa, Votorantim Celulose e Papel e Klabin - têm em média metade do que precisam. Segundo declarações do diretor de Desenvolvimento e Novos Negócios da Suzano, André Dorf, a empresa investe no projeto das Usinas de Capim Branco 1 e 2, em sociedade com Vale do Rio Doce, Votorantim e Cemig. A Ripasa, segundo o diretor industrial Silvio Rachid, quer elevar a geração própria de energia de 60% para 70% do consumo, a partir da biomassa dos aumentos de produção já implementados. A empresa inicia estudos de viabilidade para a participação em uma PCH, e pretende ainda comprar energia em leilões no mercado livre. A Klabin já detém alguma

experiência neste campo, e no último dia 8 de julho, comprou eletricidade em um leilão para o qual se cadastraram outras 16 companhias fornecedoras. José Oscival dos Santos - diretor de Energia e Recursos Hídricos - afirma que "há uma economia entre 10% e 20% do preço da energia adquirida, dependendo do contrato", afirmou. A Klabin gasta cerca de R\$ 90 milhões por ano com a aquisição da força que precisa - 40% do total consumido. A Votorantim Celulose e Papel informou que compra 46% da energia que consome; em sua fábrica de Jacareí (SP), a geração é de 80% da demanda, sendo que há planos para atingir a auto-suficiência na unidade, mas não há prazo para tanto. A situação mais confortável do segmento em relação à geração própria é a da Aracruz. O diretor de Operações, Walter Lídio Nunes, disse que a capacidade atual é de 230 megawatts (MW), mas a geração efetiva é de 170 MW, dos quais 150 MW vão para a produção. O restante é repassado à fornecedora de produtos eletroquímicos Nexen do Brasil, que compensa a Aracruz por meio da redução nos preços dos insumos.

Petrobras suspende seis das dezesseis usinas termoeletricas previstas para 2004

Quatro termoeletricas dentre as dezesseis com participação acionária da Petrobras não devem sair do papel, e outras duas estão com os projetos em fase de reavaliação. Os projetos em revisão e os que foram abandonados exigiram investimentos de US\$ 925 milhões, agregando 1.295 megawatts (MW) ao parque gerador brasileiro até dezembro de 2004.

Entre os projetos parados com participação minoritária da Petrobras estão incluídas a TermoGaúcha, a TermoSergipe, TermoAlagoas e a térmica da Paraíba. Juntas, as quatro térmicas demandariam investimentos de US\$ 550 milhões para gerar 860 MW. Nesses projetos, a Petrobras tem como sócios empresas como a Ipiranga, RepsolYPF, STEAG e Rolls Royce.

Ildo Sauer - diretor da área de Gás e Energia da estatal - explica que as únicas que ainda têm chances de sair do papel são a TermoAçú (no Rio Grande do Norte, em associação com a Guarani-ana) e a CCBS (no município de Cubatão, em associação com a japonesa Marubeni), que são plantas de co-geração e têm sinergia com as operações da Petrobras.

Depois do furor pré-acionamento há dois anos, é reduzido o número de térmicas em funcionamento sem a participação da Petrobras.

Entre elas estão: a de Juiz de Fora (Cataguazes Leopoldina); Arjona (da Gerasul, no Mato Grosso do Sul); Uruguaiana (AES Sul); e ainda as térmicas merchants - Eletrobolt (Enron), Macaé (El Paso) e TermoCeará (MPX) - nas quais a Petrobras garante a remuneração dos acionistas. Sem participação da estatal estão em construção a TermoPernambuco (Guaraniana) e a TermoFortaleza (Endesa). Entre as térmicas com participação da Petrobras, apenas dez ultrapassaram a crise de energia e foram adiante, mesmo assim com potência inferior às projeções iniciais e praticamente sem mercado. Exemplo é a térmica de Ibirité (MG), uma sociedade da Petrobras (50%) com a italiana Edison, cuja potência prevista era de 720 MW e está em fase de testes com 240 MW

Licitação das plataformas P-51 e P-52: empresas descartam redução de preço para fornecimento de geração de energia

Três empresas apresentaram propostas para o fornecimento de módulos de geração de energia para as plataformas P-51 e P-52, da Petrobras, quais sejam: Nuovo Pignone (subsidiária da GE), Dresser e Roys Royce. De acordo com as regras desta licitação, as empresas podem fabricar os equipamentos principais no exterior, mas devem montar o módulo no Brasil, já que os principais turbinas e compressores não são fabricados no País.

As empresas concorrentes apontam que a exigência de que os módulos sejam montados no Brasil encareceu as encomendas. De acordo com Cléber Bastos - gerente regional da GE no Brasil - uma cotação de preços com empresas européias mostrou valores bem inferiores para o serviço. Um executivo de outra empresa concorrente disse que na Europa há benefícios fiscais para a prestação do serviço, o que poderia resultar em melhores preços.

Segundo informações de mercado, a Nuovo Pignone apresentou o preço mais baixo, US\$ 117 milhões, contra os US\$ 80 milhões previstos inicialmente pela estatal. Tendo em vista essa disparidade, a estatal cancelou a licitação no início do mês de julho, e decidiu chamar para negociação as três empresas concorrentes. Todavia, dificilmente, seguindo o escopo deste projeto, vai dar para reduzir o preço - avisa Bastos.

Negociações sobre a compra da Gasmig pela Petrobras estão próximas do fim

A aquisição de 25% do capital da Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig) pela Petrobras deverá ser concluída até o início de setembro, depois de oito anos de negociação arrastada. A informação foi prestada pelo diretor de Gás e Energia da Petrobras, Ildo Sauer, durante encontro com empresários na Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais (Fiemg), na primeira quinzena do mês de julho. A oferta de gás natural em Minas Gerais, com a venda das ações, vai passar dos atuais 1,9 milhão de m³/dia para 5 milhões de m³/dia .

A Cemig detém 95% das ações da Gasmig, o governo mineiro 4,5% e a prefeitura de Belo Horizonte, 0,5%. Ainda em discussão, o valor do negócio não foi divulgado. Segundo o diretor, o dinheiro que vai integrar o capital da empresa será totalmente investido na ampliação da rede de distribuição de gás natural em Minas Gerais, sobretudo na região metropolitana da capital. A transação vai facilitar os planos de expansão da oferta de gás para o Vale do Aço, Sul de Minas e Triângulo Mineiro. A Petrobras informou ainda que vai participar de programas de incentivo à implantação de projetos de co-geração de energia e estudos conjuntos, no sentido de avaliar a possibilidade de fornecimento de gás natural para as regiões do mercado mineiro onde não haja infraestrutura de transporte e distribuição do gás natural. A Petrobras tem um interesse estratégico de ocupar espaços na distribuição de varejo do produto. O mercado mineiro representa apenas 4% da compra de gás da Petrobras, embora o Estado detenha 10% do PIB nacional. A intenção é, além de ampliar o consumo na capital, atingir o interior para aumentar o consumo, já que a estrutura existente, que interliga a Bacia de Campos a Belo Horizonte, fornece 1,9 milhão de m³ por dia e o consumo é de somente 1 milhão.

Petrobras pretende disputar mercado no Irã

A Petrobras pode explorar e desenvolver campos petrolíferos no Irã, num movimento que ampliaria os negócios da estatal no Oriente Mé-

dio. Recentemente, o Irã descobriu uma reserva gigante, estimada em 38 bilhões de barris. Segundo informações do gerente de Produção e Exploração Internacional da estatal, João Figueira, a empresa vai participar de ofertas de licenças organizadas pela National Iranian Oil Company por meio de parcerias, já tendo inclusive adquirido pacotes de dados sísmicos sobre as áreas oferecidas na parte iraniana do Golfo Pérsico.

O diretor acrescentou que a nova área de foco internacional também pode incluir outros países do Oriente Médio. A Petrobras vinha centrando sua atenção em países da América Latina, no Golfo do México e em produtores da África Ocidental, como Angola e Nigéria.

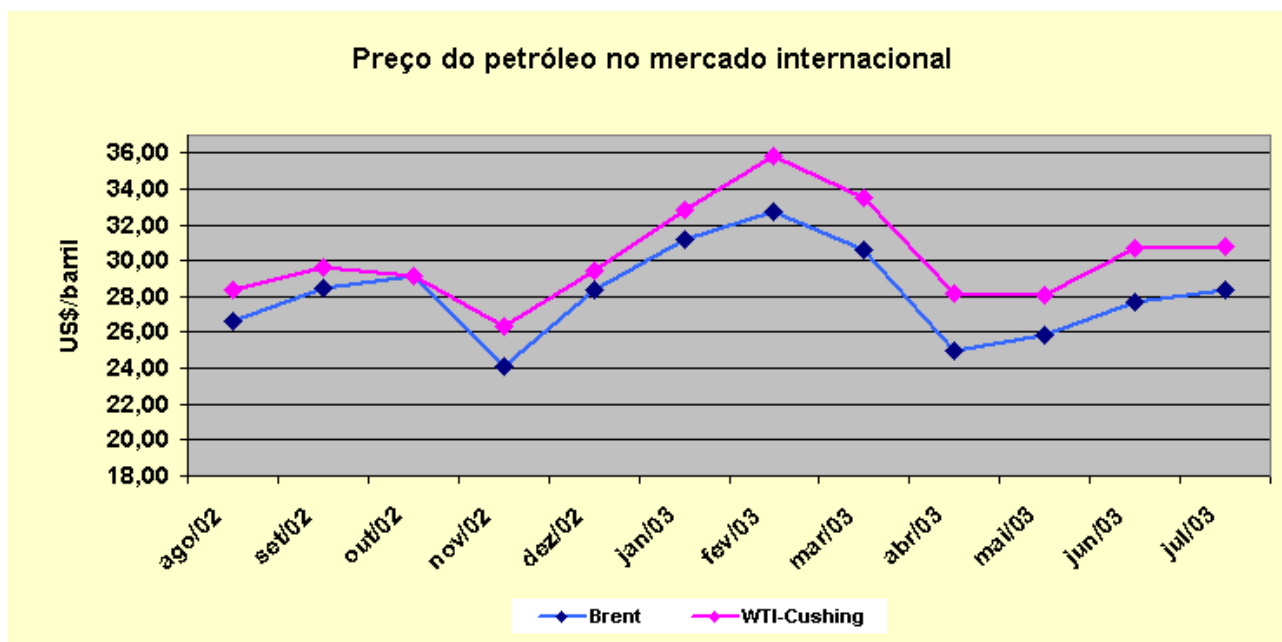
Próxima rodada da ANP pode ter a participação da Statoil

A Statoil, estatal norueguesa do petróleo, está analisando as informações e poderá vir a participar da 5ª rodada de licitações de áreas de petróleo e gás da Agência Nacional do Petróleo (ANP), nos dias 19 e 20 de agosto. Em Stavanger, cidade sede da companhia na Noruega, Jorge Camargo - novo vice-presidente para desenvolvimento de novos negócios internacionais da companhia, e ex-diretor da Área Internacional da Petrobras (antiga Braspetro) - afirma que "o Brasil é importante na estratégia da empresa".

Camargo, que assume o cargo em 1º de agosto, afirma que a Statoil tem estratégia focada em alianças com outras estatais para aproveitar a experiência delas na exploração *offshore* em seus mercados. No Brasil, a Statoil já participa de quatro blocos exploratórios *offshore*.

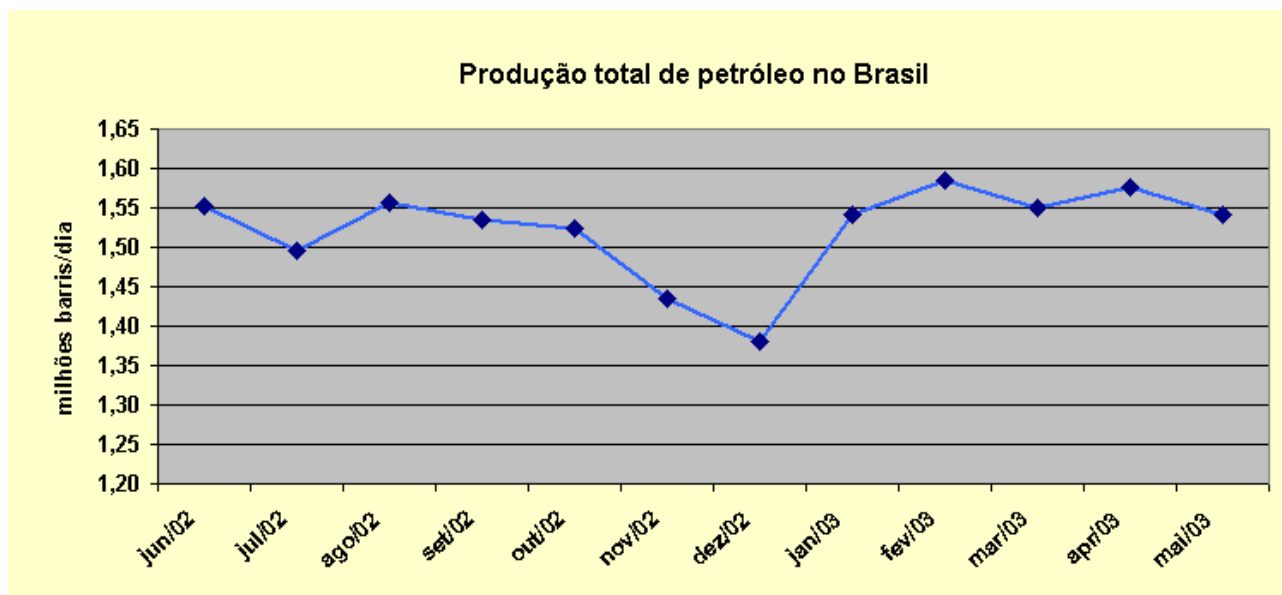
Segundo Camargo, a produção diária da empresa é de 1 milhão de barris de petróleo na Noruega e outros 80 mil barris no exterior. No plano de expansão internacional, a estatal norueguesa pretende aumentar sua produção diária no exterior para cerca de 260 mil barris até 2007.

Gráfico 1



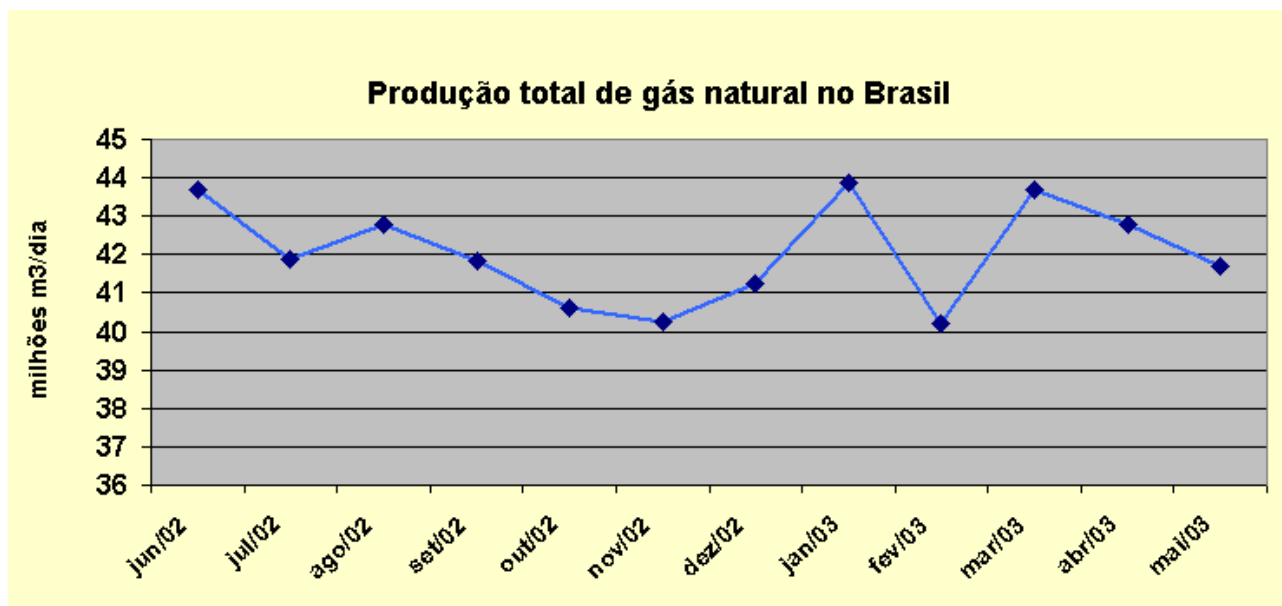
Fonte: EIA

Gráfico 2



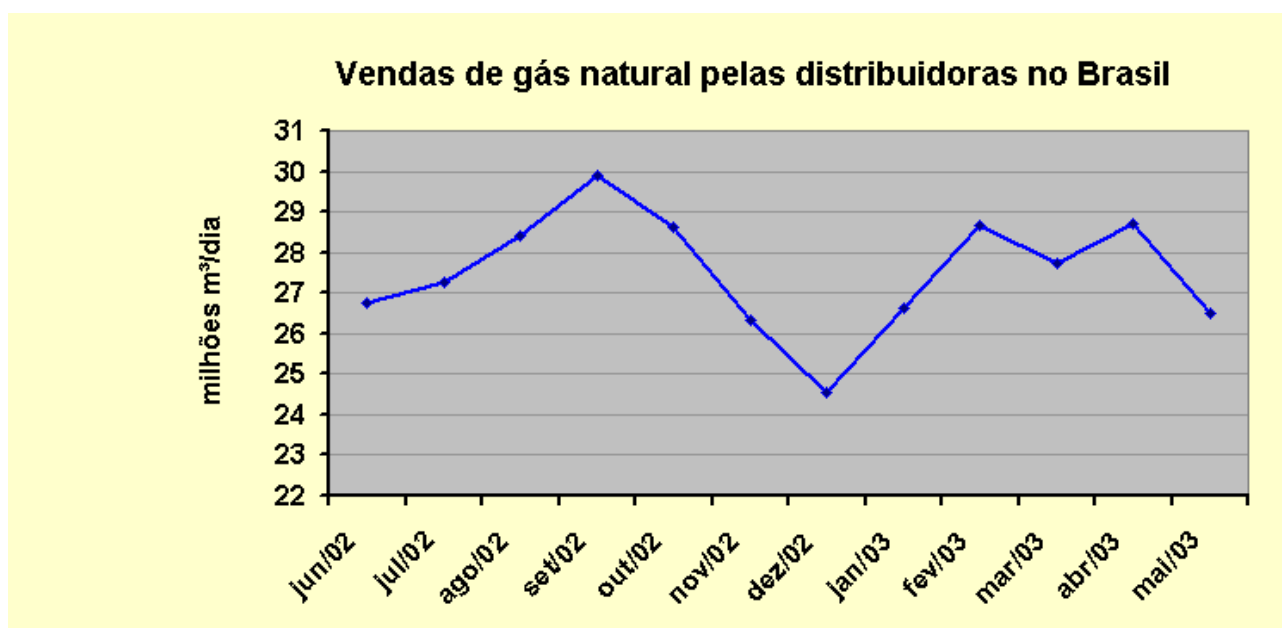
Fonte: ANP

Gráfico 3



Fonte: ANP

Gráfico 4



Fonte: Brasil Energia