

# BOLETIM INFOPETRO

## PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás  
Março/Abril de 2005 – Ano 6 – n.2

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ  
[www.ie.ufrj.br/infopetro](http://www.ie.ufrj.br/infopetro)

### Apresentação

O Editorial do Mês chama atenção para a importância da transparência na condução das políticas energéticas.

No primeiro artigo do mês, Bruna Roppa calcula coeficientes de elasticidade de curto e longo prazos, para demanda por gasolina, entre 1979 e 2000.

No segundo artigo, Maria Carolina Carneiro apresenta as regras de funcionamento dos leilões de energia elétrica, previstos no novo modelo institucional para o setor.

No Ensaio do Mês, Ronaldo Bicalho discute o papel do *trade-off* entre escala e flexibilidade na adoção de diferentes tecnologias de geração de energia elétrica.

*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

#### Secretária Executiva:

Mariana Iooty

#### Conselho Editorial

Edmar Luiz F. de Almeida

Helder Queiroz Pinto Jr.

Ronaldo Bicalho

#### Edição

Mariana Iooty

Akio Nakamura

#### Contato

Tel: (21) 3873-5270

Fax: (21) 2541-8148

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

### NESTA EDIÇÃO

<b>Editorial</b> .....	2
<b>Petróleo</b>	
Evolução do Consumo de Gasolina no Brasil e Suas	
Elasticidades: 1979-2000.....	4
Para Entender os Leilões de Energia .....	9
<b>Ensaio do Mês</b>	
Flexibilidade e Escala na Geração Elétrica .....	12
<b>Fatos Marcantes do Mês</b> .....	19
<b>Anexo Estatístico</b> .....	21
<b>Apoio</b>	
ONIP / FINEP / FNDCT / CTPETRO	

---

## Editorial

# Política Energética: A Transparência Necessária

O grande desafio da sociedade brasileira é a redução das desigualdades profundas que marcam nossa estrutura econômica e social. Para isso, o fortalecimento das instituições democráticas e da cidadania constitui um recurso fundamental e uma escolha irrecorrível. Com a ampliação democrática do acesso à arena política, o volume de reivindicações represadas por décadas de exclusão tem aumentado de forma significativa. Aprender a gerenciar as tensões naturais e legítimas nascidas desse novo contexto, não só mantendo, mas ampliando os espaços de exercício da liberdade e da cidadania, é a grande questão colocada para a jovem democracia brasileira.

Nesse processo, a transparência desempenha um papel fundamental na medida em que possibilita que a sociedade conheça de forma clara as opções colocadas à sua disposição, e possa decidir entre elas através dos seus canais legítimos de representação direta e indireta.

A definição da política energética do país não pode se colocar ao largo desse processo; ao contrário, insere-se no seu eixo central, com suas consequências atingindo a vida e o bem-estar de todos os seus cidadãos.

Duas questões da pauta energética têm freqüentado o noticiário, suscitando dúvidas acerca da transparência dos seus respectivos encaminhamentos.

A primeira delas diz respeito à discussão sobre a construção de Angra 3, atualmente, no âmbito do Conselho Nacional de Política Energética. A explicitação de posições distintas no interior do Governo, nesta fase da discussão, permitiu à sociedade tomar conhecimento dos prós e contras oficiais da manutenção do projeto nuclear brasileiro. Tema que transcende as fronteiras energéticas e açambarca escolhas ligadas às opções estratégicas mais amplas do país, a sua discussão no interior do Governo ampliou-se por intermédio da mídia, explicitando posições de várias organizações da sociedade civil e da própria imprensa, através de artigos, reportagens, entrevistas e editoriais.

Dada a importância da matéria, espera-se que essa discussão se amplie, de modo a informar da melhor maneira possível a sociedade, e que a decisão final sintetize a convergência possível diante de um tema tão controverso. Para que isto seja alcançado, é fundamental que a discussão se

desenvolva de maneira a respeitar as diversas posições colocadas à mesa, sem que haja, a priori, a desqualificação de qualquer uma delas. Ou seja, a princípio, todas elas merecem estar no debate, cabendo à sociedade o julgamento final, com suas respectivas consequências eleitorais, sobre a decisão que será tomada pelo Governo constitucionalmente eleito.

Um segundo debate, sobre um tema tão fundamental para a política energética quanto o anterior, permanece, contudo, opaco: a discussão sobre o novo modelo institucional do gás natural.

Em 2003, o Governo anunciou que, após a aprovação do novo marco institucional do setor elétrico, seria aberto o debate sobre o novo modelo institucional para o gás natural. Chegou-se a formar uma comissão para, num prazo de 60 dias, elaborar um documento que serviria de base para a discussão sobre a nova lei. No momento em que os agentes, na expectativa da publicação do documento, começaram a se preparar para participar dos debates, um grande silêncio passou a vigorar por parte do Governo sobre a condução da reforma do setor de gás natural.

Esta demora é preocupante, já que ela gera um aumento das incertezas sobre o futuro do setor. Os agentes foram informados que o Governo pretende mudar o marco regulatório setorial, através da aprovação de uma "Lei do Gás", mas não sabem nem quando, nem em que direção se darão as mudanças.

As incertezas são ainda maiores se considerarmos que nos últimos dois anos ocorreram fatos que mudaram radicalmente o contexto da indústria de gás na região: i) a confirmação da descoberta de um campo gigante pela Petrobras na Bacia de Santos, fato que diminui, no longo prazo, a competitividade das importações bolivianas; ii) a crise de oferta da Argentina, que pode deixar de ser um exportador líquido; iii) a crise política na Bolívia, com implicações negativas sobre o potencial exportador deste país; iv) e, finalmente, a constatação de que a Petrobras não possui oferta suficiente para fazer frente aos contratos de suprimento das térmicas e dos outros segmentos de consumo, simultaneamente. Ou seja, existe um risco concreto à sustentação da segurança do abastecimento; pedra angular de qualquer política energética.

---

Surpreendentemente, este contexto de turbulência e incerteza no mercado de gás natural contrasta com a ausência de debates sobre os rumos da indústria. Os agentes vêm assistindo o Governo afirmar que as soluções já foram encontradas e que a Petrobras está realizando todos os investimentos necessários para garantir a oferta de gás. Independentemente da discussão sobre a possibilidade de sucesso da estratégia adotada pelo Governo, é importante reconhecer que a sua adoção terá conseqüências sobre a determinação dos caminhos possíveis numa eventual reforma. Em outras palavras, as medidas que estão sendo implementadas hoje já limitam as possibilidades quanto ao modelo organizacional do setor de gás natural a ser adotado no país. Neste sentido, podemos intuir que, em alguma medida, o caminho do desenvolvimento da indústria de gás brasileira já foi escolhido.

O problema dessa escolha está no fato dela ter sido feita sem um debate transparente com o conjunto dos agentes envolvidos nessa atividade; ocultando divergências respeitáveis em torno do encaminhamento da política energética do país, que devem ser explicitadas. Esta falta de debate evidencia que o Governo tem, nitidamente, estratégias de construções institucionais distintas para os setores de gás e de energia elétrica. Se no caso do setor elétrico esta construção foi marcada pelo intenso debate e negociação entre as partes envolvidas, no caso do setor de gás esta construção está sendo marcada pelas ausências deste debate e desta negociação. Cabe ressaltar que, no primeiro caso, o processo teve como grande virtude a

possibilidade de explicitar posições antagônicas e conflitos potenciais entre os diferentes agentes; assim como, as soluções encontradas para dirimi-los. Essa transparência alcançada na discussão do novo modelo do setor elétrico, deve-se reconhecer, não está presente na discussão do novo modelo do gás.

Em suma, as discussões sobre a construção de Angra 3 e sobre o novo modelo institucional do gás estão se desenvolvendo com níveis de transparência e obedecendo a lógicas distintas. Não obstante o conteúdo das decisões que foram e que serão tomadas, cabe aqui defender que o processo que as definiu, e as definirá, tenha uma dada natureza. Para nós, este processo tem que ser caracterizado pela transparência, colocando-se na mesa, claramente, as opções disponíveis e as razões das escolhas realizadas. Isto é fundamental na construção democrática das instituições brasileiras, e não é aceitável que a política energética não siga este ditame da cidadania.

O apreço à natureza democrática e transparente das políticas públicas é uma questão de princípio, portanto, não está sujeito à negociação. Enfim, negocia-se no processo, mas não o processo. Este deve ser transparente e democrático. É melhor para as empresas, para os consumidores e para o país; por mais difícil que seja a sua implementação.

---

#### **Conselho Editorial**

# Evolução do Consumo de Gasolina no Brasil e Suas Elasticidades: 1979-2000\*

Bruna Fontes Roppa<sup>1</sup>

## 1 – Introdução

Os dois choques do petróleo (1973 e 1979) promoveram elevações históricas nos preços do barril do petróleo e de seus derivados; dentre os efeitos associados, destacam-se aqueles sobre o padrão de consumo desses bens.

Como pode ser observado no Gráfico 1, o primeiro choque do petróleo não alterou de forma significativa a demanda por gasolina no Brasil; foi somente após o segundo choque que a demanda apresentou tendência de queda, que perdurou até o ano de 1988. Estes fatos podem ser explicados pela inelasticidade-preço da demanda por petróleo e seus derivados no curto prazo, como poderá ser observado a partir da apresentação dos resultados de testes econométricos.

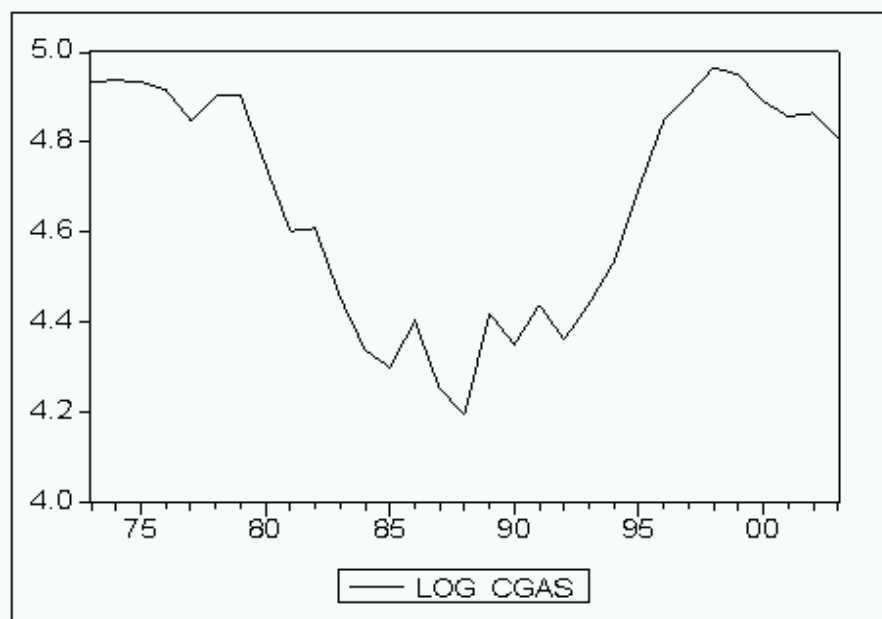
À época dos choques, o Brasil importava cerca de 80% do volume total do petróleo consumido. Sendo assim, a elevação dos preços deste produto trouxe impactos negativos sobre a balança comercial, e, concomitantemente, levou a uma situação de vulnerabilidade das contas externas.

A reação brasileira aos choques se deu na direção dos incentivos à exploração e produção nacional do óleo, e, ao mesmo tempo, à busca por fontes alternativas, não baseadas em petróleo. Este último incentivo foi dado através da implementação do Programa Nacional do Álcool (PNA), em 1975. Este programa, inicialmente,

visava o emprego do álcool anidro como combustível que seria misturado à gasolina, com o objetivo de reduzir o volume importado de óleo e derivados; num segundo momento, o objetivo do programa passaria a ser o de produzir uma frota de veículos movidos somente a álcool hidratado. Para a consecução deste objetivo foram concedidas inúmeras vantagens, como: fixação do preço do álcool a um nível inferior ao da gasolina; redução de impostos relacionados à compra de veículos a álcool; e, redução do IPVA.

Através desses incentivos, o governo conseguiu atingir o objetivo de massificar a compra de veículos a álcool, e, com isso, logrou reduzir fortemente a demanda por gasolina ao longo da década de 80.

O Proálcool seria posto em xeque durante a segunda metade da década de 80. A falta de credibilidade depositada pelos consumidores, no que concerne à manutenção do PNA pelo governo, se confirmaria em 1989, quando os donos de automóveis a álcool tiveram de passar a conviver com a falta do combustível. Como consequência, houve uma queda na demanda por carros a álcool e passou-se a converter veículos movidos a álcool para gasolina, apesar do alto custo associado a tal procedimento.

Gráfico 1 – Evolução do Consumo de Gasolina *per capita* em m<sup>3</sup> (escala logarítmica)

Fonte: ANP

Na década de 90 a demanda por gasolina voltou a crescer. Isso se deu principalmente depois de 1994, fruto do programa de estabilização promovido pelo governo, que derrubou os índices de inflação para menos de 10% ao ano<sup>1</sup>. Foi também nesta década que se iniciou o processo de desregulamentação do setor de abastecimento de combustíveis no Brasil, que culminou com a abertura total do mercado, em 1º de janeiro de 2002. A partir desta data, os preços domésticos dos combustíveis passariam a refletir os impactos dos aumentos dos preços do petróleo bruto no mercado internacional e das flutuações do câmbio.

É neste contexto que se insere o presente estudo. Seu objetivo é analisar a evolução da demanda por gasolina no Brasil a partir do seu preço, do preço do álcool e da renda, para, com isso, examinar as condições de substituição por outro combustível, no caso, o álcool.

## 2 – Metodologia

A demanda por gasolina pode ser determinada por inúmeros fatores, de natureza tanto objetiva quanto subjetiva. Os trabalhos existentes, que procuram estudar a evolução do consumo deste combustível, diferenciam-se entre si no que tange aos países analisados, aos métodos empregados e à escolha das variáveis de análise.

Neste trabalho, assumir-se-á um modelo onde a demanda por gasolina é uma função de seu preço, do preço do álcool e da renda, como se segue:  $Cgas_t = f(Pgas_t; Palc_t; Y_t)$

O cálculo das elasticidades preço e renda da demanda por gasolina, e da elasticidade-preço cruzada da demanda por gasolina em relação ao álcool serão feitos pelo método de co-integração. Basicamente, este método é utilizado para estimar as relações de curto e longo prazos entre duas ou mais variáveis de interesse, usando dados de séries temporais. Neste sentido, o uso de tal técnica permitirá identificar e estimar as elasticidades preço e renda da demanda por gasolina no curto e longo prazos. A equação básica a ser empregada assume a seguinte especificação:

$$\ln Cgas_t = \beta_0 + \beta_1 \ln Y_t + \beta_2 \ln Pgas_t + \beta_3 \ln Palc_t + \varepsilon_t \quad \text{Eq. (1)}$$

onde  $Cgas_t$  é o consumo de gasolina anual *per capita*, em m<sup>3</sup>;  $Y_t$  é o Produto Interno Bruto (PIB) real anual *per capita*, em US\$ milhões;  $Pgas_t$  é o preço real da gasolina, em US\$/m<sup>3</sup>;  $Palc_t$  é o preço real do álcool, em US\$/m<sup>3</sup>; e  $\varepsilon_t$  é o resíduo da equação.

O tratamento dos dados se deu da forma como se segue: a série referente ao consumo de gasolina foi transformada em valores *per capita*; os dados de preço e PIB, fornecidos em dólares

correntes, foram convertidos para dólares constantes com ano base de 1979, utilizando-se um índice de preços ao consumidor dos EUA<sup>ii</sup>; por fim, as variáveis apresentadas acima foram convertidas para escala logarítmica no intuito de facilitar a interpretação dos coeficientes de cada uma delas após a realização dos testes econométricos.

Uma vez constatada a presença de co-integração, os parâmetros  $\beta_1$ ,  $\beta_2$  e  $\beta_3$  podem ser interpretados, respectivamente, como: elasticidade-renda; elasticidade-preço da gasolina; e elasticidade-preço cruzada da gasolina. Todas estas são elasticidades de longo prazo.

O cálculo da relação de curto prazo entre as variáveis é feito mediante a construção e estimação do “modelo de correção do erro”, através da seguinte equação:

$$\Delta \ln C_{gas,t} = \alpha_0 + \alpha_1 \Delta \ln Y_{t-i} + \alpha_2 \Delta \ln P_{gas,t-i} + \alpha_3 \Delta \ln P_{alc,t-i} + \alpha_4 \hat{\varepsilon}_{t-1} + Z_t \quad \text{Eq. (II)}$$

onde  $\Delta$  indica a primeira diferença;  $Z_t$  é o resíduo da Eq.(II); e  $\hat{\varepsilon}_{t-1}$  é o resíduo defasado, resultante da estimação da Eq.(I). Os parâmetros estimados  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$  e  $\alpha_3$  são, respectivamente, as elasticidades de curto prazo referentes à renda; ao preço da gasolina; e cruzada da gasolina em relação ao preço do álcool. O parâmetro  $\alpha_4$  representa a velocidade de ajustamento de um eventual choque em relação ao equilíbrio de longo prazo, ou seja, ele indica qual a proporção do desequilíbrio em  $C_{gas,t}$  em um período que é corrigida no período seguinte.

De acordo com a teoria econômica, é de se esperar que: a elasticidade-preço da gasolina apresente sinal negativo; a elasticidade-renda da gasolina apresente sinal positivo; e a elasticidade-preço cruzada da gasolina em relação ao álcool

apresente sinal positivo, revelando ser o álcool um substituto para a gasolina.

### 3 – Resultados

Dada a ausência de uma série mais extensa para o preço do álcool, os testes econométricos serão realizados para o período 1979-2000.

Aplicando-se o método de co-integração para o referido período, foram obtidos os seguintes resultados, resumidos na Tabela 1.

As elasticidades apresentaram, de forma geral, os sinais esperados, com exceção da elasticidade-preço cruzada de curto prazo da gasolina em relação ao álcool. Este último resultado, entretanto, não deve ser levado em consideração, pois não demonstrou ser estatisticamente significativo.

De acordo com a Tabela 1, a gasolina se revelou inelástica ao seu preço, sendo que no longo prazo, a sensibilidade da demanda a variações no preço da gasolina aumenta consideravelmente.

A gasolina também se mostrou inelástica à renda; além disso, os resultados demonstram que o consumidor está propenso a despende uma parcela maior do aumento de sua renda com gasolina no curto prazo do que no longo prazo.

O valor encontrado para a elasticidade-preço cruzada da gasolina em relação ao álcool, no longo prazo, indica que o álcool se apresentou como um substituto imperfeito para a gasolina. Uma comparação deste resultado de longo prazo com o de curto prazo não seria adequada, pois o resultado para o curto prazo não é estatisticamente significativo. É de se esperar, no entanto, que, no longo prazo, seja encontrada uma maior elasticidade devido à possibilidade de adequação dos agentes econômicos a um novo preço da gasolina.

Tabela 1– Resumo das elasticidades de longo e curto prazos para os anos 1979-2000

	LONGO PRAZO	CURTO PRAZO
Elasticidade-renda da gasolina	0,164 (0,0004)	0,472 (0,0003)
Elasticidade-preço da gasolina	-0,634 (0,0380)	-0,073 (0,7043)
Elasticidade-preço cruzada da gasolina em relação ao álcool	0,402 (0,1669)	-0,199 (0,2468)

Este último comentário deve ser relativizado, pois apesar da possibilidade dos consumidores trocarem de carro no longo prazo, adotando um modelo a álcool<sup>iii</sup>, há também uma certa insegurança em relação à disponibilidade deste combustível nos postos. Um exemplo deste risco se deu com o fim inesperado (do ponto de vista dos consumidores) do Programa Proálcool.

Quando se aplica a mesma metodologia para o período 1979-2003, os resultados encontrados se mostram, surpreendentemente, incoerentes com a teoria econômica. Com a exceção da variável elasticidade-renda da gasolina, os sinais encontrados para as elasticidades preço e preço cruzada da gasolina em relação ao álcool, tanto para o longo quanto para o curto prazo, se mostraram contrários ao esperado. É importante enfatizar, no entanto, que, com exceção da elasticidade-preço cruzada da gasolina em relação ao álcool, no curto prazo, todos os resultados incoerentes com a teoria econômica são estatisticamente insignificantes. A Tabela 2 apresenta estes resultados.

O porquê da alteração destes resultados, quando se consideram estes três anos adicionais no período analisado, pode estar nos fatores que vêm tornando errônea a mensuração do consumo de gasolina. Dois fatores podem ser apontados.

Primeiramente, a adulteração e fraude da gasolina. A este respeito, vale destacar que a

ANP não possui informações suficientes para calcular a quantidade efetivamente vendida de gasolina “C”, pois apenas dispõe de dados sobre a venda bruta de gasolina de cada posto de venda de combustíveis.

Em segundo lugar encontra-se a questão da sonegação fiscal, advinda dos diferenciais de ICMS entre estados. Isto ocorre quando uma distribuidora declara que vende gasolina para um posto de gasolina de um determinado estado, com uma determinada alíquota de ICMS, mas a venda efetiva se dá para outro estado cuja alíquota de ICMS é menor que a do primeiro estado. Esta operação permite que a distribuidora se aproprie deste diferencial de alíquota de ICMS, e, conseqüentemente, consiga distribuir o combustível a um preço mais baixo.

Estes dois fatores – que têm se tornado comuns nas cidades brasileiras como uma forma dos postos de combustíveis manterem o preço de sua gasolina competitivo, e, com isso, aumentar a quantidade vendida do produto – são de difícil detecção pelo órgão regulador. Deste modo, a ANP tem encontrado dificuldade para a devida coleta dos dados relativos à venda e ao preço da gasolina e do álcool. Isto pode estar comprometendo a qualidade dos dados utilizados no exercício de estimação.

Tabela 2 – Elasticidades da demanda por gasolina no longo e no curto prazo, entre 1979-2003

	LONGO PRAZO	CURTO PRAZO
Elasticidade-renda da gasolina	0,258 (0,0007)	0,539 (0,0001)
Elasticidade-preço da gasolina	0,134 (0,7828)	0,219 (0,3230)
Elasticidade-preço cruzada da gasolina em relação ao álcool	-0,152 (0,7668)	-0,433 (0,0318)

De uma forma geral, estes dois fatores citados acima são apenas pistas do que pode estar por trás do comportamento aparentemente errôneo do consumo de gasolina. Para que resultados mais conclusivos sejam apresentados é necessário dar continuidade à avaliação das elasticidades da demanda por gasolina para os próximos anos.

<sup>1</sup> Bolsista ANP/IE-UFRJ

\* Este artigo se baseia na monografia intitulada "Evolução do Consumo de Gasolina no Brasil e suas Elasticidades: 1973-

2003", sob orientação do Prof. Helder Queiroz, apresentada em 2005 no IE-UFRJ.

i Ver Alves & De Losso (2003).

ii Disponível em [www.bls.gov](http://www.bls.gov).

iii Até o ano 2000 os carros bi-combustíveis, ou *flex fuel*, ainda não tinham entrado no mercado brasileiro. Este fato só ocorreu em 2003.

Referências Bibliográficas:

ALVES, D.C.O., BUENO, R.D.L.S. "Short-run, long-run and cross elasticities of gasoline demand in Brazil". São Paulo. Ed. Elsevier Science B.V., 2003. Energy Economics 25 (2): 191-199.



## Para Entender os Leilões de Energia

**Maria Carolina Carneiro<sup>1</sup>**

O novo modelo desenvolvido para o setor elétrico vem sendo intensamente analisado e debatido pela sociedade. A partir de agora, a energia poderá ser vendida de duas maneiras: livremente, com preços negociados diretamente entre geradoras, grandes consumidores e comercializadores, ou de forma regulada, na qual todas as distribuidoras de energia serão obrigadas a contratar energia por meio de leilões e terão suas tarifas reguladas para atender aos consumidores cativos. Entre os maiores questionamentos sobre o sucesso do novo modelo estão as dúvidas sobre a utilização de leilões para a compra desta energia.

Poucas análises sobre as regras de funcionamento dos leilões têm sido divulgadas, contribuindo para a formação de opiniões diversas sobre os resultados esperados. À medida que se aproximam os leilões, aumentam as dúvidas e incertezas entre geradoras e distribuidoras sobre o papel do governo na condução do processo. Muitos consideram esta nova forma de compra complexa, gerando uma atmosfera ainda maior de desconfiança. Contudo, antes de se poder analisar o resultado dos leilões, é preciso entender como eles funcionam.

O leilão é o mecanismo de compra e venda pública, no qual os participantes transacionam objetos por meio de lances. Existem quatro tipos básicos de leilões: o leilão de preços ascendentes, também chamado de “Leilão Inglês”; o leilão de preços descendentes, também conhecido como “Leilão Holandês”; o leilão de primeiro preço selado, no qual os lances são secretos e o vencedor paga seu próprio lance; e o leilão de segundo preço selado, em que os lances são secretos e o vencedor paga o segundo maior lance. Entre os leilões derivados destes tipos básicos existe o chamado “Leilão Reverso”, que é um leilão de preços descendentes, como o “Leilão Holandês”, no qual um grande comprador deseja adquirir insumos ao menor custo entre vários vendedores.

No caso do leilão de energia elétrica, os objetos negociados são os **contratos** que dão

direito à entrega e ao recebimento futuro de uma dada quantidade de energia, a um determinado preço, ambos definidos no leilão.

O leilão de energia presente no novo modelo institucional do setor elétrico pode ser considerado, de forma simplificada, um leilão reverso com lances selados, pois os lances são dados de forma descendente e os participantes desconhecem os lances dos concorrentes. Nesse leilão, os produtos são definidos pela data de início da entrega de energia e pela duração do contrato. Assim, o “produto” 2005 – 08 é definido como um contrato de 8 anos, que se inicia em 2005 e, portanto, se encerra em 2012.

A realização dos leilões depende da ação de três órgãos: a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é a responsável pela coleta dos dados das empresas distribuidoras e geradoras; o Ministério de Minas e Energia (MME) estabelece os fatores de referência e o preço reserva que entrarão em vigor nos leilões; e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) fica encarregada de ambientar e operar os leilões através de um sistema eletrônico desenvolvido para este fim.

O MME assume o papel de representante dos consumidores cativos que compram energia das distribuidoras. Neste sentido, para estes consumidores, o melhor resultado possível significa garantir o atendimento da sua demanda aos menores preços. Para garantir este objetivo, o MME dispõe de dois mecanismos básicos: o preço inicial e o preço de reserva, ambos definidos por ele.

O preço inicial é o preço corrente de cada produto na abertura do leilão, e será conhecido pelos ofertantes, momentos antes da sua realização. Este preço desempenha um papel importante na geração de um desejável excesso de oferta inicial e na determinação de um teto para os preços.

O preço de reserva é o preço máximo de aquisição de um determinado “produto” que o MME está disposto a pagar efetivamente, e não é

explicitado para os participantes do leilão. Este preço representa o limite superior a ser, na pior das hipóteses, alcançado. Na verdade, esta é uma informação crucial, já que o sucesso do leilão depende, em grande parte, da sua definição: se muito alto, prejudica a modicidade tarifária; se muito baixo, desestimula a oferta e prejudica o atendimento da demanda.

Na medida em que a demanda, a oferta total de energia, e o preço de reserva são desconhecidos pelas geradoras e conhecidos apenas pelo MME, as empresas são obrigadas a trabalhar, durante todo o leilão, com as suas próprias informações, ou seja, seus custos e suas margens. Logo, o leilão, se bem ajustado, se torna um mecanismo de revelação de informações sobre o real potencial de redução de preços dos ofertantes.

O fato de o leilão ocorrer em duas fases é fundamental para que estes mecanismos funcionem.

A primeira fase tem o intuito de pré-selecionar as empresas que têm capacidade de oferecer os menores preços possíveis. Os lances são dados em quantidades de energia para um dado preço sugerido pelo sistema: o preço corrente. Ao preço dado, os ofertantes têm 15 minutos, ou uma rodada, para lançar a quantidade de energia, em lotes de 1 MW, que desejariam vender. Terminado o tempo, o sistema sugere um novo preço, mais baixo, para o qual os vendedores devem associar as quantidades que desejam oferecer. O intuito é se aproximar ao máximo do preço de reserva.

Novas rodadas com preços mais baixos são realizadas até que a oferta total oferecida por todos os participantes para um determinado "produto" seja: igual ou inferior à demanda (e o "produto" é chamado *fechado*); ou igual à demanda mais uma margem de segurança, com o preço corrente menor ou igual ao preço reserva. Nesses casos, termina a primeira fase do leilão e todos aqueles que ofereceram alguma quantidade nesta rodada vão passar para a segunda fase. O preço para este "produto" não será mais reduzido nesta fase.

A segunda fase concede maior liberdade para os participantes. Nesta fase, a intenção é, dada a seleção prévia dos competidores, obter o preço mais próximo possível do custo marginal das empresas. A venda dos "produtos" não está garantida, e todas as empresas selecionadas podem reduzir o preço ao qual concordaram

vender energia na primeira fase. As empresas podem também aumentar a quantidade que desejam ofertar para "produtos" fechados. Esta fase tem apenas uma rodada para que os participantes façam suas propostas de preço e quantidade.

As empresas "vencedoras do leilão", ou seja, que obtiveram um conjunto de contratos, são todas aquelas que, com os menores preços possíveis, foram capazes de cobrir a demanda. Isto significa que a empresa com o menor preço da segunda fase será contratada primeiro. Se sua oferta não for suficiente para cobrir a demanda para o "produto", a empresa com o segundo menor preço também será contratada; se a oferta somada das duas empresas não for suficiente para cobrir a demanda do "produto", a de terceiro menor preço é contemplada também; e assim sucessivamente, até que a demanda seja completamente coberta.

A energia total contratada na segunda fase do leilão será dividida proporcionalmente entre as empresas distribuidoras, segundo as suas declarações de necessidade de energia; por exemplo, quem representava 50% da demanda total vai receber 50% da energia a ser contratada. As distribuidoras farão contratos com cada geradora ganhadora, ao preço que esta ofereceu na segunda fase. Para o consumidor final, o preço repassado será uma média ponderada da energia comprada a preços diferentes (com geradoras diferentes) pela distribuidora, acrescido de sua margem de lucro e dos índices de reajuste anuais previstos na lei do novo mercado elétrico e permitidos pelo regulador.

No total, com o novo modelo de compra já bem estabelecido, serão realizados quatro leilões ao longo de cada ciclo de compra de energia para as distribuidoras. O primeiro será realizado para compra de energia cinco anos antes da data de entrega; o segundo, para compra de energia três anos antes da entrega; o terceiro, com um ano de antecedência desta mesma data; e, o último será um leilão apenas para compras de ajuste, no próprio ano da entrega da energia, de acordo com as necessidades de cada empresa.

Nos leilões com cinco e com três anos antes do prazo de entrega de energia para as distribuidoras, apenas a energia nova (de projetos novos e a "botox") pode participar. Nestes dois leilões, os contratos vão durar de 15 a 30 anos.

Nos leilões a serem realizados com um ano de antecedência da entrega, a energia considerada

será proveniente de usinas existentes, e o período dos contratos deverá ficar sempre entre cinco e 15 anos.

Para os leilões de ajuste, a previsão é de que os contratos durem no máximo dois anos. A energia contratada nestes leilões não envolve a energia que não foi coberta nos leilões anteriores, e sim o erro de estimativa na demanda que as distribuidoras calcularam e informaram ao MME.

As regras para um leilão que contemple a energia que não conseguiu ser contratada nos leilões anteriores ainda não foram, até o presente momento, especificadas.

É importante salientar que algumas mudanças de regra para os leilões ao longo da implantação dos mesmos são possíveis, uma vez que o detalhamento do leilão não está explicitado nas regulamentações, apenas as diretrizes mais gerais que o determinam. Esta flexibilidade possibilita aos agentes, e, principalmente, ao MME, adaptar o leilão às informações recebidas a partir dos resultados dos leilões anteriores, adequando melhor as regras do jogo às especificações do mercado realmente existente.

Embora o processo seja muito novo e esteja ainda em fase de aceitação pelo mercado de energia, o intuito de zelar pelo bem estar dos consumidores, através do estabelecimento de menores preços para a energia elétrica, parece alcançável, desde que: muitas geradoras resolvam participar do processo, garantindo competição suficiente; as empresas honrem seus compromissos de entrega, evitando que a CCEE tenha que promover compras no mercado de curto prazo; e as mesmas não pratiquem conluio. Contudo, a variável mais significativa para a existência de preços baixos é a disponibilidade de oferta; sem ela não há mecanismo, por mais sofisticado que seja, que faça o preço baixar.

Dessa forma, uma análise dos resultados dos dois leilões já realizados deve ser feita de maneira cautelosa, de maneira a avaliar se o ambiente regulatório e de mercado serão estáveis o bastante para que os investimentos no setor possam ser atraídos e o consumidor beneficiado.

---

<sup>1</sup> Mestranda IE-UFRJ/Assistente de Pesquisa GEE.

# Flexibilidade e Escala na Geração Elétrica

Ronaldo Bicalho<sup>i</sup>

A contínua exploração de economias latentes de escala é uma trajetória tecnológica<sup>i</sup> importante desde a revolução industrial. Segundo Nelson & Winter (1982), há uma ampla gama de indústrias e tecnologias nas quais a melhoria do desempenho técnico-econômico evolui ao longo desse tipo de trajetória. Nesses casos, o projeto e a construção de equipamentos maiores permitem expandir a produção sem aumentar, proporcionalmente, os custos; principalmente, os custos de capital. Em face dessa possibilidade significativa de redução de custos, uma parte importante dos esforços inovativos nessas indústrias e tecnologias é direcionada à resolução dos problemas associados ao projeto e construção de equipamentos e plantas cada vez maiores.

O potencial de exploração desse tipo de trajetória tecnológica é fruto: (a) do escopo de possibilidades de exploração de economias de escala específico a cada paradigma tecnológico; (b) do *trade-off*, entre flexibilidade e economia de escala, incorporado em cada paradigma; e (c) do grau de progresso alcançado ao longo da trajetória tecnológica definida a partir da exploração de cada um desses paradigmas<sup>ii</sup>.

A evolução tecnológica da geração elétrica, durante grande parte do século XX, é um exemplo emblemático de uma trajetória tecnológica que envolve a exploração de economias latentes de escala<sup>iii</sup>. No entanto, o quarto final desse século foi marcado pela exaustão dessa trajetória e pelo surgimento de um processo de redefinição dos patamares de exploração de economias de escala nessa atividade econômica. Esse processo foi caracterizado, essencialmente, pela introdução de novas tecnologias de geração; principalmente, a turbina a gás. A extensão e a profundidade dessa mudança permanecem em aberto; contudo é possível identificar alguns fatores importantes na determinação do seu ritmo e alcance, delineando algumas de suas possíveis conseqüências sobre o funcionamento da indústria de suprimento de eletricidade.

## A trajetória convencional

A turbina a vapor foi a tecnologia de geração de eletricidade que atingiu o maior grau de difusão ao longo do século XX<sup>iv</sup>, e a sua evolução é um bom exemplo da importância da exploração de economias latentes de escala no desenvolvimento tecnológico dessa atividade durante o período.

No início da trajetória tecnológica da turbina a vapor<sup>v</sup>, significativas reduções de custos foram alcançadas pela simples extrapolação geométrica das dimensões dos equipamentos de potência. Essa extrapolação gerava um novo equipamento cuja capacidade de produção aumentava mais do que os custos de construí-lo; o que produzia um efeito extremamente positivo sobre os custos fixos unitários de geração de eletricidade<sup>vi</sup>.

Uma outra fonte de redução de custos fixos provinha da diminuição do número de estruturas de apoio (sistemas de bombeamento, salas de controle, caldeiras, equipamentos auxiliares, etc.), viabilizada pela construção de grandes centrais, com mais de uma turbina.

Os custos unitários operacionais também se reduziam com a ampliação do porte e da capacidade dos equipamentos. Em primeiro lugar, esse aumento das dimensões contribuía para a melhoria das condições de funcionamento dos equipamentos (em função, por exemplo, da redução da turbulência na turbina). Em segundo lugar, o custo unitário do trabalho necessário à operação e à manutenção dessas grandes plantas diminuía, relativamente, com o aumento da capacidade.

Desse modo, no início do século XX, se configurou um procedimento no qual se conseguia uma melhoria nas características técnico-econômicas dos equipamentos e plantas de geração, mediante a simples extrapolação das dimensões desses equipamentos e do aumento do tamanho dessas plantas. Essa forma de introdução do progresso técnico, por meio da exploração das economias de escala latentes, se

tornou o traço essencial da evolução tecnológica nessa indústria.

No pós-guerra, intensificou-se a exploração de economias latentes de escala na geração de eletricidade: enquanto que em 1948, 70% das novas unidades de turbina a vapor que entravam em operação nos Estados Unidos tinham uma capacidade menor do que 50 MW; em 1977, 66% dessas unidades apresentavam capacidades superiores a 500 MW<sup>vii</sup>. Segundo Joskow & Schmalensee (1983), no final da década de setenta, nos Estados Unidos, a escala mínima ótima das plantas de geração, definida a partir da nova safra de equipamentos que entrava em operação, era de 800 – 1.000 MW, utilizando duas unidades (turbinas) de 400 – 500 MW. Nesse momento, a escala média das plantas em funcionamento era de 445 MW e a das unidades era menor do que 170 MW. Para esses autores, os dados apontavam, naquele momento, a existência de um potencial de redução de custos de geração que poderia ser realizado através da simples substituição das plantas antigas pelas novas plantas; com escalas maiores e custos menores.

Nesse contexto, a resposta tecnológica dada, inicialmente, ao forte aumento do preço dos combustíveis na década de setenta foi o reforço à trajetória de exploração de economias latentes de escala, levando os patamares dessa exploração para níveis muito maiores do que aqueles observados até então. A própria construção das grandes plantas nucleares, a carvão e hidroelétricas, não representou apenas a utilização de insumos alternativos ao petróleo, mas a abertura de um horizonte de exploração de economias de escala muito mais amplo do que aquele com o qual a indústria elétrica havia trabalhado ao longo de todo o século XX<sup>viii</sup>. Por intermédio dessa “fuga para frente”, os agentes dobravam as suas apostas na solução tecnológica convencional, mantendo a sua natureza e radicalizando a sua aplicação.

Dificuldades técnicas e inadequação ao novo contexto econômico-institucional da indústria elétrica, fortemente marcado pela incerteza, foram os grandes responsáveis, por um lado, pela exaustão da trajetória tecnológica anterior e, por outro, pelo incentivo à introdução de novas tecnologias de geração; em particular, a turbina a gás<sup>ix</sup>.

### A turbina a gás

A evolução da turbina a gás, até o início da década de oitenta, resultou da implementação de

um determinado paradigma tecnológico que focalizava a redução de certos *trade-offs* importantes para as indústrias que utilizavam, de forma relevante, esse equipamento<sup>x</sup>. O papel da indústria elétrica nesse processo, durante o período em questão, foi marginal. Em outras palavras, as melhorias nas características técnico-econômicas consideradas desejáveis nesse artefato eram definidas a partir do atendimento das necessidades específicas dos seus usuários principais; entre os quais não se incluía a indústria elétrica.

Para a indústria aeronáutica, o maior usuário de turbinas a gás, um *trade-off* importante é aquele associado ao aumento da potência *versus* o aumento de peso da turbina<sup>xi</sup>. A melhoria, aqui, implica no aumento da potência do turboreator sem o aumento correspondente do seu peso. Isto pode ser alcançado por intermédio dos avanços da aerodinâmica e da utilização de novos materiais, que resultam na configuração de uma trajetória tecnológica caracterizada pela compactação crescente do equipamento. Dessa forma, o aumento da potência, assim como do rendimento, não está associado a um aumento do porte do equipamento, já que o espaço para esse aumento é muito restrito. Desse modo, as oportunidades existentes para a exploração de economias latentes de escala na melhoria do desempenho técnico-econômico dos turboreatores são extremamente limitadas. Assim, não será sobre essa trajetória que irão repousar os avanços nessa tecnologia.

A utilização industrial das turbinas a gás se caracteriza pela grande heterogeneidade encontrada na aplicação desse equipamento nas diversas atividades industriais. Nesse caso, a capacidade de conceber e construir turbinas que sejam capazes de se adaptar às várias necessidades e condições de uso presentes na indústria é essencial para a comercialização desse equipamento. Assim, mais importante do que desenvolver a capacidade de projetar e construir equipamentos maiores, explorando economias latentes de escala, é desenvolver a capacidade de projetar e construir uma ampla gama de equipamentos que seja capaz de atender a várias situações, em termos de escala e condições de uso.

Neste sentido, a melhoria do desempenho técnico-econômico da turbina a gás industrial gira em torno do aumento da sua adaptabilidade aos diversos usos. Desse modo, o atendimento às necessidades da indústria implica que a melhoria das características técnico-econômicas das

turbinas a gás não esteja diretamente associada ao aumento do porte e da escala do equipamento, mas à extensão da sua aplicabilidade a uma ampla gama de tamanhos e situações operacionais encontradas ao longo das diversas atividades industriais. Este fato faz com que a simples extrapolação geométrica das dimensões do equipamento não seja a forma mais adequada de melhorar o desempenho das turbinas a gás industriais; por conseguinte a exploração das economias latentes de escala não é a forma normal de introduzir o progresso técnico na concepção e construção desse tipo de turbina.

Assim, enquanto as turbinas convencionais, usadas na indústria de eletricidade, estavam evoluindo ao longo de uma trajetória tecnológica fortemente marcada pela exploração das economias latentes de escala, a turbina a gás se desenvolvia através de um caminho distinto, marcado pela maior compactação e flexibilidade, de forma a atender às necessidades específicas das principais indústrias que a utilizavam.

Portanto, até o início da década de oitenta, o desenvolvimento da turbina a gás foi fortemente marcado pelas necessidades, em primeiro lugar, do setor aeronáutico e, em segundo lugar, do setor industrial. À época, a demanda do setor elétrico era ainda marginal na focalização dos esforços inovativos das empresas que produziam esse equipamento. Nesse sentido, a evolução dos atributos dessa tecnologia é essencialmente marcada pelas pressões de melhoria nascidas nessas indústrias específicas, e não na indústria elétrica. Ao longo da década de oitenta, entretanto, essa indústria iria aumentar significativamente sua participação na demanda por turbinas a gás; não para operar apenas em regiões de baixo fator de carga, mas para operar na base<sup>xii</sup>.

A partir desse momento, são introduzidas novas necessidades de melhoria do desempenho do equipamento associadas às novas condições de operação. Se, anteriormente, as condições de operação das turbinas a gás na indústria de eletricidade convergiam com aquelas encontradas nos setores que tradicionalmente a utilizavam, a partir do seu traslado para as regiões da base elétrica, essa convergência se enfraquece.

Assim, surgem demandas de aperfeiçoamentos que são específicas à indústria elétrica, e que passam a atuar no direcionamento dos esforços inovativos relacionados ao desenvolvimento da turbina a gás<sup>xiii</sup>.

É a partir desse novo contexto tecnológico que devem ser analisadas as possibilidades de exploração de economias de escala latentes na melhoria do desempenho técnico-econômico das turbinas a gás. O fato do desenvolvimento anterior desse equipamento não ter se baseado na exploração de economias latentes de escala não significa que esta situação continuará prevalecendo no seu desenvolvimento. Se existe uma mudança no contexto, é necessário avaliar os impactos dessa mudança, e não, simplesmente, extrapolar a trajetória vigente, ignorando o novo contexto.

### **A turbina a gás e a exploração de economias de escala**

Na medida em que o processo de geração térmica, via turbina a gás, apresenta fenômenos de superfície, há possibilidade de melhoria do seu desempenho técnico-econômico através do recurso a fatores geométricos. Esta é uma direção do progresso técnico possível de ser seguida, que recai sobre uma velha e conhecida estratégia inovativa da indústria, e que tem como resultado o aumento da potência sem o aumento correspondente do custo unitário de capital. Contudo, o emprego, ou não, desta estratégia dependerá dos *trade-offs* que o paradigma tecnológico, associado ao desenvolvimento da turbina a gás para geração térmica, irá focalizar. O paradigma tecnológico que dirigiu o desenvolvimento da turbina a gás até os anos oitenta não enfocou esse *trade-off*, porém a redefinição desse programa de pesquisa, a partir do aumento de encomendas da indústria elétrica, pode, perfeitamente, incluí-lo em sua agenda de melhorias desejáveis.

Isto pode acontecer a partir do reconhecimento da existência de um escopo para a exploração de economias de escala latentes na concepção e construção de equipamentos de geração para a indústria de eletricidade maior do que aquele presente na concepção e construção de equipamentos para os usuários tradicionais de turbina a gás. Na medida em que esse escopo é maior, aumentam os espaços para esse tipo de estratégia inovativa.

Nesse sentido, a afirmação de que o que caracteriza a turbina a gás é a ausência de economias de escala relevantes deve ser considerada com muito cuidado.

Em primeiro lugar, porque essa constatação deriva de uma comparação indevida entre as características da turbina a gás e das tecnologias convencionais de geração. Essas tecnologias

derivam de paradigmas tecnológicos distintos, com escopos de exploração de economias de escala também distintos. O fato do patamar de escala da turbina a gás ser mais baixo do que o das tecnologias convencionais não implica na inexistência de economias latentes de escala significativas na turbina a gás.

Em segundo lugar, essa afirmação se baseia na extrapolação indevida da trajetória anterior de evolução da turbina a gás. Considerando que houve uma mudança no contexto dessa evolução, a partir da qual as demandas da indústria de eletricidade passaram a desempenhar um papel mais relevante na definição das características desejáveis desse equipamento, essa extrapolação é, no mínimo, arriscada.

Em face disto, a questão essencial é reconhecer que não existem características intrínsecas à turbina a gás que a desqualifiquem para a exploração de economias de escala. Desse modo, não se pode afirmar, *a priori*, que a geração de eletricidade usando turbinas a gás é uma técnica na qual as economias de escala estão intrinsecamente ausentes, devido à própria natureza dessa tecnologia.

Considerando que: a) existem espaços para a exploração de economias latentes de escala na concepção e construção de turbinas a gás; b) as empresas de equipamentos elétricos têm produzido plantas, principalmente de ciclo combinado, maiores, e que operam com custos mais baixos; o estabelecimento de uma tendência incontestável de esvaziamento dessa dimensão da concorrência na estrutura de mercado da eletricidade não é tão simples de sustentar, quanto parece à primeira vista.

A visão da turbina a gás como o reino, por excelência, das pequenas escalas é equivocada. Todos os grandes produtores tradicionais de equipamentos<sup>xiv</sup> têm, hoje, disponíveis em suas linhas de produto, turbinas com capacidades maiores do que 250 MW. Apenas dez anos de esforço tecnológico na turbina a gás, a partir do seu novo papel na geração, foram necessários para construir um equipamento que tem capacidade maior do que a média das unidades americanas na década de setenta. Vale notar que essas unidades foram resultado de oitenta anos de exploração de economias latentes de escala no velho paradigma.

De fato, se existem fenômenos de superfície e se pode recorrer a fatores geométricos, a possibilidade de exploração de economias latentes de escala está dada. Se ela será ou não

aproveitada, irá depender de um conjunto de fatores que transcende a dimensão tecnológica.

No que concerne aos impactos da introdução da turbina a gás na dinâmica da estrutura do mercado de eletricidade, a questão não se resume à redução das barreiras à entrada a novos geradores, propiciada pela redução da escala de geração. Na verdade, a possibilidade inicial de contestação das posições de mercado das grandes empresas elétricas - posições estas, advindas da operação em grandes escalas de plantas que utilizam as tecnologias convencionais - é viabilizada pelo emprego de uma nova tecnologia que opera com patamares de escala menores. No entanto, na avaliação da evolução da indústria, deve-se considerar que essa situação constitui um momento específico de uma trajetória mais longa, que, para ser compreendida, precisa ser avaliada em termos das perspectivas de evolução dessa nova tecnologia.

Pode-se imaginar que a economia de escala continuará sendo uma fonte de vantagem competitiva importante nessa indústria; contudo, a exploração dessa fonte deve ocorrer em patamares distintos daqueles observados anteriormente. Desse modo, há uma readequação dos patamares de exploração de economias de escala às condições de expansão da demanda e de financiamento dessa indústria. Essa, sem dúvida, é uma das grandes contribuições da turbina a gás à indústria elétrica.

Assim, talvez não se concretize a impressão inicial de que a indústria de eletricidade caminha na direção de uma forte descentralização da sua estrutura, a partir da operação de plantas menores na qual o enfrentamento entre as empresas se dará, exclusivamente, em torno de outras dimensões da concorrência que não seja vantagem de escala.

É possível que a turbina a gás se constitua em uma resposta flexível ao aumento da incerteza. Assim, é possível trazer o patamar de exploração de economias de escala para níveis compatíveis com o contexto econômico enfrentado pela indústria. Se a geração nuclear operava com um nível de escala incompatível com a evolução do ambiente econômico, a turbina a gás, ao contrário, traz esse nível para patamares compatíveis com essa evolução. Com isso, ela permite o relançamento da estratégia de exploração de economias de escala em novos níveis de produção e custo.

Em resumo, a turbina a gás é fruto de um novo paradigma tecnológico para a geração, que traz

um novo escopo de exploração de economias de escala e um novo *trade-off* entre escala e flexibilidade; apresentando, atualmente, um nível de exploração desse potencial inovativo que ainda não alcançou o seu limite, no que diz respeito ao aproveitamento de economias latentes de escala. Assim, esse novo paradigma abre novos espaços inovativos a serem explorados através da introdução de equipamentos maiores na geração de eletricidade, caracterizados por um *trade-off* entre produtividade e flexibilidade mais adequado ao atual ambiente incerto, do que aquele encontrado nos espaços inovativos anteriores.

### Flexibilidade e escala

A incerteza gerada pelo processo de transformação na indústria de eletricidade tem gerado uma forte demanda por tecnologias mais flexíveis. Uma forma de combater este problema tem sido o fortalecimento de soluções técnicas que apresentam um *trade-off* flexibilidade *versus* escala mais adequado a essa demanda. Desse modo, tem-se assistido a uma contínua redefinição de patamares de escalas mínimas ótimas, a partir de novas tecnologias de geração, representadas, de forma emblemática, pela turbina a gás. Essa trajetória de “compactação” dos equipamentos se ancora na recusa dos agentes a envolverem em empreendimentos que impliquem em grandes volumes de recursos, com longo tempo de maturação e incertezas significativas sobre os seus resultados econômicos. Em um quadro como esse, as dificuldades de se abrir um espaço para a configuração de uma trajetória tecnológica de exploração de economias de escala latentes são grandes e nascem de um problema de natureza econômica, e não tecnológica.

Com a obstrução econômica à trajetória de exploração de economias latentes de escala, a redução de custos operacionais através da melhoria do rendimento das turbinas adquire um papel fundamental.

Desse modo, o esforço tecnológico se desenvolve a partir de dois eixos: a compactação e a melhoria da eficiência do equipamento.

A compactação dos equipamentos de geração se desenvolve de uma forma peculiar, na medida em que não se trata de percorrer uma dada trajetória tecnológica, mas de saltar de uma trajetória que apresenta um potencial de exploração de economia de escala em um determinado patamar, para outra, em um patamar mais baixo. A partir do momento em que esse novo patamar é compatível com o contexto atual

em termos do crescimento da demanda e das condições de financiamento, é possível seguir na estratégia de explorar economias latentes de escala.

A substituição da máquina a vapor pela turbina a vapor, na geração de eletricidade, desempenhou esse papel no início do século XX. Nesse caso, os limites de ganho de produtividade, que haviam sido alcançados pela tecnologia anterior, foram ampliados pela introdução da nova tecnologia; abrindo espaços para um crescimento continuado do binômio escala/produtividade, durante mais de cinquenta anos, na indústria elétrica.

O processo torna a acontecer com a entrada da turbina a gás. Repete-se, dessa forma, o fenômeno de redefinição do patamar de exploração de economia de escala, a partir da impossibilidade técnica, econômica e financeira de seguir na trajetória anterior.

Contudo, a demanda por maior flexibilidade continua muito forte, face às incertezas crescentes no ambiente econômico da indústria elétrica. A solução tecnológica, baseada na turbina a gás industrial, não consegue dar uma resposta sustentável, no longo prazo, a essa demanda. A solução talvez seja recorrer às turbinas a gás aeroderivadas; saltando, dessa maneira, para uma trajetória em um patamar mais baixo e prosseguindo no *scale-up*, mais uma vez redimensionado.

Nessa visão, a introdução da microturbina, olhada a partir de uma perspectiva impressionista, representaria uma etapa a mais de um processo seqüencial, no qual se procura redimensionar, sucessivamente, a escala ótima de produção de eletricidade: em primeiro lugar, as turbinas a gás industriais; em segundo, as turbinas aeroderivadas, e; no limite, as microturbinas. O que tem caracterizado esse processo é o encurtamento do tempo de validade das opções tecnológicas.

Na medida em que a demanda crescente de flexibilidade transborda rapidamente os limites do *trade-off* flexibilidade *versus* escala, contido em um determinado paradigma tecnológico da geração de eletricidade, é necessário buscar um novo que seja capaz não só de absorver esse, mas os futuros transbordamentos. Essa corrida tecnológica contra a incerteza acelera o processo de mudança, introduzindo, ao final, mais incerteza. Além disso, uma aceleração desse tipo deixa para trás oportunidades inexploradas de redução de custos, que em um contexto de maior estabilidade, poderiam ser aproveitadas.



Nesse sentido, não é correto afirmar que a falta de oportunidades para a exploração de economias de escala é uma característica intrínseca às novas tecnologias de geração; em particular, à turbina a gás. Ao contrário, elas representam uma possibilidade de manter essa exploração; só que em um patamar mais baixo. As restrições aqui residem no campo econômico-institucional, não no tecnológico. Contudo, abrir mão da exploração das possibilidades contidas em cada trajetória tem implicações significativas na evolução possível dos custos de geração, e, portanto, das tarifas elétricas. A capacidade de inovar não é uma “caixa de Pandora”, da qual podem ser retiradas, indefinidamente, soluções que conciliem a expansão do sistema às condições de incerteza crescente do ambiente. Há um custo para a sociedade em uma evolução dessa natureza, na medida em que um dado potencial de redução de custos é sacrificado.

Por outro lado, a viabilização de uma trajetória de exploração de economias latentes de escala exige a configuração de soluções organizacionais e institucionais compatíveis com essa opção tecnológica. No entanto, a exigência de maior coordenação organizacional e institucional, para fazer face à maior exploração de economias de escala, entra em conflito direto com o viés concorrencial das reformas do setor elétrico; para as quais a equação fundamental é bastante singela: escalas menores = número maior de plantas = número maior de competidores = maior concorrência.

Em suma, do processo de transformação da indústria de eletricidade se conhece o seu início, porém, não se conhece o seu final. Na medida em que esse período de transição, para o qual não há nenhuma garantia de bom término, se mostrar mais longo, maiores serão as incertezas, maiores serão as demandas por flexibilidade e maiores serão as pressões para a adoção de uma trajetória de compactação descontínua. Em um quadro como esse, torna-se muito difícil imaginar uma trajetória virtuosa de custos e tarifas decrescentes na indústria elétrica. Na melhor das hipóteses, pode-se esperar uma estabilização desses custos e tarifas, o que é muito pouco para uma indústria que apresentou um dos maiores ganhos de produtividade ao longo do século XX, e cujo produto apresenta um peculiar caráter estratégico e social.

<sup>1</sup> Professor IE-UFRJ/Pesquisador GEE

i Os conceitos de paradigma tecnológico e trajetória tecnológica utilizados neste artigo baseiam-se em Dosi (1988) e procuram apreender as regularidades existentes nos processos de introdução de inovações. Desse modo, um paradigma tecnológico é definido como um padrão de resolução de problemas tecnológicos selecionados, e uma trajetória tecnológica é a atividade tecnológica fruto da implementação deste padrão.

ii Cf. Dosi (1988).

iii Cf. Nelson & Winter (1977, 1982), Rosemberg (1982) e Freeman e Perez (1988).

iv Graças, em grande parte, à flexibilidade alcançada em relação aos insumos por ela utilizados; em contraste com a turbina hidráulica que dependia da disponibilidade de um único recurso: os hidráulicos.

v A primeira turbina a vapor que entrou em operação nos Estados Unidos, em 1903, tinha uma capacidade de 5 MW.

vi O conhecimento empírico adquirido nessa exploração de economias latentes de escala se cristalizou em uma regra heurística: para cada aumento de 1% da capacidade elétrica da turbina a vapor, os custos de construção aumentavam apenas 0,6%. Cf. Hirsh (1989).

vii Cf. Joskow & Schmalensee (1983).

viii No caso específico da geração nuclear, a introdução dessa nova tecnologia elevava o patamar de escala mínima das unidades de geração, de 500 MW, apresentado pelas turbinas a vapor nas térmicas convencionais, para 900-1.000 MW. Cf. Joskow & Schmalensee (1983). Os resultados, em termos de escala, da manutenção dessa trajetória podem ser representados pela entrada em operação, na década de noventa, da turbina Arabelle (1.450 MW) nas centrais nucleares francesas Civaux e Chooz.

ix Cf. Bicalho (1997).

x Basicamente, indústria aeronáutica, petróleo e gás, petroquímica e siderúrgica.

xi Cf. Dosi (1988).

xii De 1982 a 1987, as encomendas de turbina a gás na indústria elétrica dos Estados Unidos e da Comunidade Econômica Européia saltaram de 10 para 52% do total de encomendas de equipamentos de produção de eletricidade. Além disso, em escala mundial, as encomendas de centrais a ciclo combinado representaram, em 1991, 42% das encomendas de meios de produção de eletricidade de origem fóssil. Nesse mesmo ano, os pedidos de turbina a gás ultrapassaram 50% do mercado mundial de equipamentos de produção térmica, ao passo que em 1985 eles não representavam mais do que 15-18% desse mercado. Cf. Islas Sampério (1995).

xiii No final da década de noventa, a participação da turbina elétrica no mercado de turbinas a gás apresentou um crescimento espetacular. Em 1998, essa participação era de 30%; em 1999, saltou para 38%, e em 2000 atingiu 48% do valor total da produção de turbinas a gás.

xiv General Electric, Alstom, Siemens e Mitsubishi.

#### Bibliografia

Bicalho, R. G. (1997) – *A Formação de Regularidades Tecnológicas na Indústria de Eletricidade*. Tese de doutorado. IE/UFRJ.

Dosi, G. (1988) – “Sources, Procedures and Microeconomic Effects of Innovation”. *Journal of Economic Literature*, v. 26, n. 3, september. p. 1120-1171.

Freeman, C. & Perez, C. (1988) – “Structural Crisis of Adjustment: Business Cycles and Investment Behaviour”. In: Dosi, Freeman, Nelson, Silveberg & Soete (eds) - *Technical Change and Economic Theory*. Londres: Francis Pinter. p. 38-66.

Hirsh, R. (1989) – *Technology and Transformation in the American Electric Utility Industry*. Londres: Cambridge University Press.

Islas Sampério, J.M. (1995) – *De la Turbine a Vapeur a la Turbine a Gaz Electrique: Competition Technologique et Formation d'un Nouveau Paradigme*. Thèse de doctorat, Institut D'Economie et de Politique de L'Energie, Université Pierre Mendes France de Grenoble.

Joskow, P. L. & Schmalensee, R. (1983) – *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation*. Cambridge, Massachusetts, London, England: The MIT press.

Nelson, R. & Winter, S. (1977) – "In Search of Useful Theory of Innovation". *Research Policy*, v. 6, n. 1. p. 36-76.

Nelson, R. & Winter, S. (1982) – *An evolutionary Theory of Economic Change*. Cambridge (Mass): Belknap Press of Harvard University Press.

Rosemberg, N. (1982) – *Inside in the Black Box*. Cambridge: Cambridge University Press.

# Economia e Gestão em Energia

**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.**



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








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

---

## Fatos Marcantes

### **Alta do Petróleo Gera Defasagem no Preço dos Derivados**

Segundo estudo realizado pelo CBIE (Centro Brasileiro de Infra-Estrutura), os preços praticados pela Petrobras, para os derivados do Petróleo, estão defasados em relação aos preços internacionais. Comparando os preços médios divulgados pela ANP com a cotação dos derivados, publicada semanalmente pela Agência Internacional de Energia, observou-se que a gasolina vem sendo vendida pela estatal 10% mais barata do que no golfo do México. No caso do diesel, a defasagem é de 20%. "A defasagem dos preços no Brasil deve aumentar nas próximas semanas, já que o preço da gasolina deve subir no mercado americano", prevê Adriano Pires, economista do CBIE.

Para o analista Luiz Caetano, do Banco Brascan, os preços do diesel no Brasil estão defasados em 22,2%. O Brascan compara as cotações externas com a média de preços no Brasil fornecida pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) - deduzidos a Cide e o PIS/Cofins. O banco teme a repercussão dessa política no resultado da Petrobras no primeiro trimestre

De acordo com Caetano, o aumento da cotação do petróleo e derivados no mercado internacional e a valorização do real são os responsáveis pelo aumento da defasagem dos preços da Petrobras. Para o analista, a persistência desta política traz três desvantagens à Petrobras. "A falta de correção impede a empresa de lucrar com as outras companhias internacionais do setor, que estão corrigindo seus preços de acordo com as oscilações do mercado", diz Caetano. Em segundo lugar, ele prevê que a manutenção da defasagem "pode levar a prejuízos efetivos", considerando os aumentos das cotações do petróleo importado, que correspondeu a 23% do volume processado nas refinarias da estatal no quarto trimestre de 2004, "sem que os preços dos dois principais produtos da empresa, que correspondem a 50% da receita e a 60% do volume, sejam corrigidos". Em terceiro lugar, Caetano lembra que cerca de 10% do diesel vendido pela Petrobras é importado.

Para o professor do Grupo de Economia da Energia da UFRJ, Helder Queiroz, a Petrobras

não precisa transferir diariamente a volatilidade do mercado internacional aos preços porque sua estrutura de custos permite manter a estabilidade dos preços por algum tempo sem ter prejuízo.

De acordo com Queiroz, o que falta é um mecanismo transparente de reajuste: "O que incomoda é o fato de não haver uma regra que possa sinalizar ao mercado qual será o horizonte dos preços." Para ele, tal mecanismo é necessário porque atualmente a estatal impede que as importações de terceiros possam concorrer com sua produção local de combustíveis, ao não sinalizar uma política de preços. "Isso ocorre porque é a Petrobras quem determina o preço, já que controla quase todo o mercado. O importador não sabe por quanto poderá vender uma carga que trouxe de fora, já que corre o risco de o preço mudar."

Tal expediente serviria ainda para minimizar o risco da empresa ser empregada como instrumento de política econômica, em detrimento dos acionistas. Em 2000, a Petrobras chegou a adotar uma fórmula de reajuste trimestral dos combustíveis, de acordo com a variação do petróleo e do dólar, mas depois a abandonou.

### **Auto-Suficiência Pode ser Atingida Ainda em 2005**

A marca de 1,650 milhão barris/dia, alcançada pela Petrobras em março, está levando alguns executivos da empresa a anteciparem a meta de auto-suficiência, originalmente prevista para o início de 2006, para dezembro deste ano. O resultado, segundo o gerente executivo da Área de Exploração e Produção da empresa, Francisco Nepomuceno, mais do que compensou a queda da produção, de cerca de 4%, no ano passado; a primeira em dez anos de atividades da empresa. Segundo Nepomuceno, o resultado de março se deu, principalmente, em função da produção de 142 mil barris por dia nas plataformas P-43 e P-48.

A proximidade de cumprimento da meta de auto-suficiência faz com que a empresa já comece a preparar o terreno para atingir a meta seguinte: a de redução a quase zero das importações de óleo leve, que hoje chega ao equivalente a 350 mil barris. A empresa espera chegar ao fim desta década com uma parcela pequena de importação de petróleo leve através de investimentos voltados à produção deste tipo

---

de óleo, e mediante um programa de conversão das refinarias para o processamento de óleo pesado, majoritariamente produzido no Brasil. De acordo com Nepomuceno: "Provavelmente não deixaremos de importar petróleo leve, até por ser interessante a importação de um patamar pequeno desse produto. Embora a Petrobras vá alcançar a auto-suficiência, o país continuará a importar petróleo, em função das características do óleo produzido majoritariamente no Brasil."

### **Risco de Crise de Oferta de Gás Pode Comprometer Setor Elétrico a Partir de 2008**

De acordo com o diretor de comercialização de gás da Repsol, Marco Aurélio Tavares, durante o Seminário "Petróleo e Gás no Brasil: a hora de crescer", promovido pelo Valor e pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), no dia 05/03, o risco de colapso no abastecimento de gás natural pode tornar o Brasil vulnerável a um novo déficit de energia elétrica, a partir de 2008.

Segundo Tavares, o país não terá capacidade instalada suficiente para atender ao ritmo crescente da demanda por gás, da ordem de 23% ao ano, nos próximos três anos, caso o impasse em torno da aprovação da Lei de Hidrocarbonetos (petróleo e gás) continue na Bolívia, e obras consideradas fundamentais, como a integração dos gasodutos entre aquele país, o Brasil e a Argentina, não sejam concluídas em breve.

Se, por exemplo, todas as termelétricas do país entrassem em operação, mas as obras na Bolívia ainda não tivessem sido concluídas, o déficit potencial de gás natural seria de 30 milhões de m<sup>3</sup> /dia, em 2008, projeta o executivo.

Segundo o executivo, para garantir o suprimento de gás, o país precisará perseguir uma "agenda mínima" de investimentos de US\$ 8,2 bilhões nos três países, nos três próximos

anos. Essa agenda inclui a expansão da capacidade do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) em mais 15 milhões de m<sup>3</sup>/dia, a construção do gasoduto da Bolívia para a Argentina e a instalação do gasoduto que ligará Uruguiana a Porto Alegre, além dos investimentos em exploração e produção de gás natural na Bacia de Santos. É preciso que a produção da Bacia de Santos chegue a 10 milhões de m<sup>3</sup>/dia, já em 2008, e que o Brasil importe da Argentina (por meio do gasoduto de Uruguiana) outros 7 milhões de m<sup>3</sup>/dia, para garantir o abastecimento total do país.

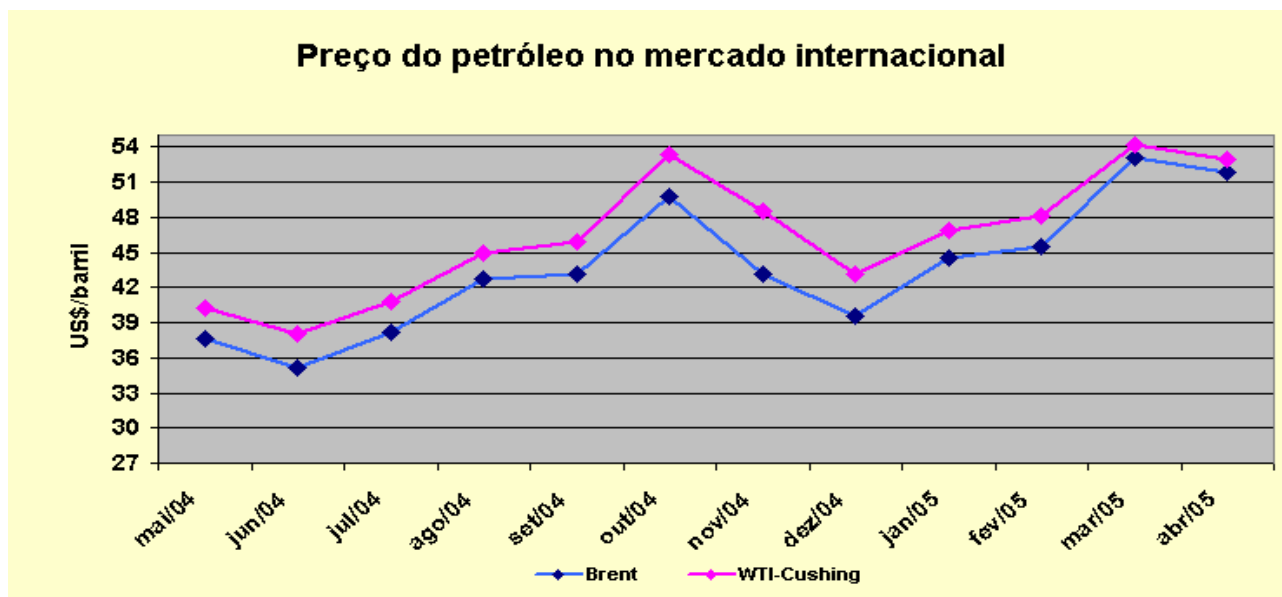
### **IBAMA Libera Construção da Malha Nordeste de Gasodutos**

O primeiro trecho da malha Nordeste de gasodutos, uma rede que interligará os gasodutos das regiões nordeste e sudeste, recebeu no dia 16/03 autorização do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) para início das obras. O trecho liberado pelo órgão ambiental tem extensão de 179 quilômetros e liga os municípios de Carmópolis (SE) a Pilar (AL).

Segundo a Petrobras, a conclusão das obras do Gasene está prevista para o final de 2006. O diretor de licenciamento e qualidade ambiental do Ibama, Nilvo Silva, afirmou que o órgão está tratando os gasodutos da Petrobras como projetos prioritários.

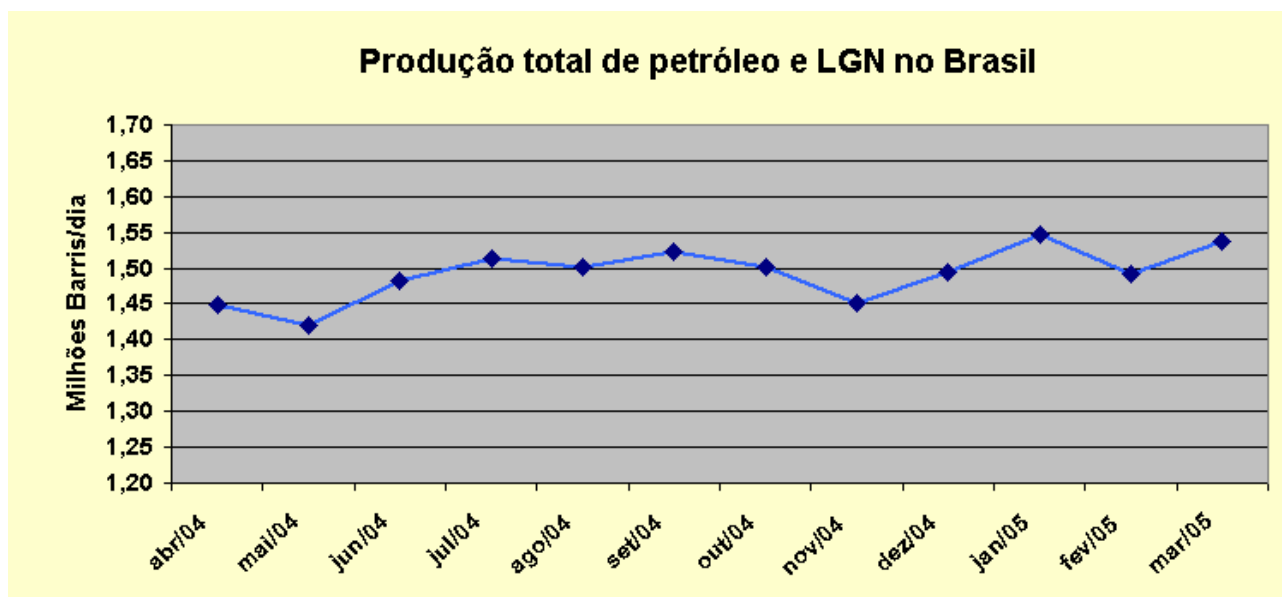
Segundo o cronograma definido pelo Ibama, dois trechos devem receber licenciamento até o fim de maio: Cabiúnas (RJ) - Vitória (ES), de 325 quilômetros; e Catu (BA) - Carmópolis (SE), de 29 quilômetros. No segundo semestre, deve ser apreciado o projeto para o trecho entre Cacimbas, no Espírito Santo, e Catu, na Bahia.

Gráfico 1



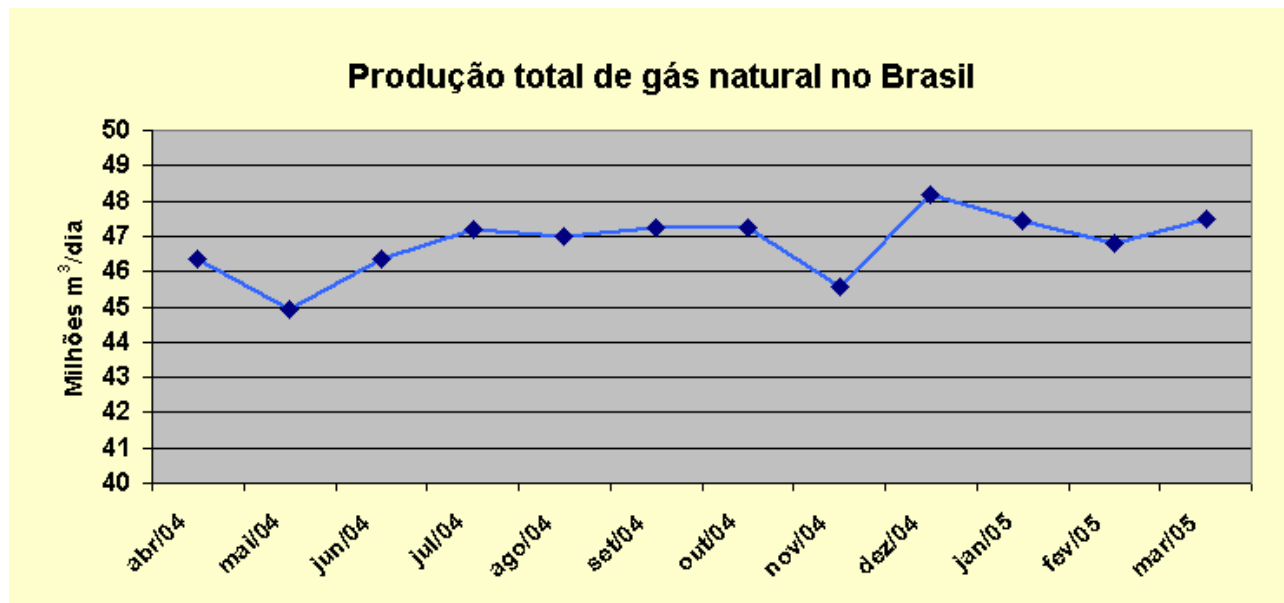
Fonte: EIA

Gráfico 2



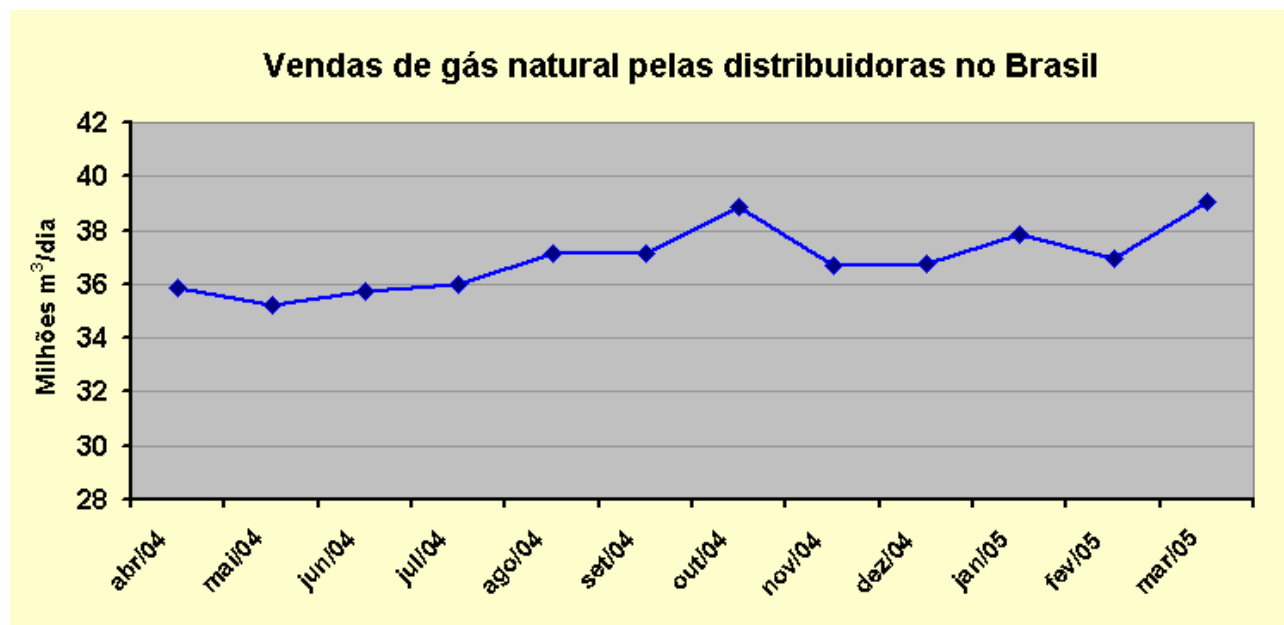
Fonte: ANP

Gráfico 3



Fonte: ANP

Gráfico 4



Fonte: Brasil Energia