
**ENERGIA:
DA CRISE AOS CONFLITOS?**



Cadernos Adenauer

ANO VI

2005

Nº 04

EBERHARD JOCHEM

FRANK UMBACH

JÖRG HUSAR E GÜNTHER MAIHOLD

ADILSON DE OLIVEIRA

FERNANDO NAVAJAS E WALTER CONT

ENERGIA: DA CRISE AOS CONFLITOS?



Konrad
-Adenauer-
Stiftung

Editor responsável
Wilhelm Hofmeister

Conselho editorial

Antônio Octávio Cintra	Maria Clara Lucchetti Bingemer
Fernando Limongi	Maria Tereza Aina Sadek
Fernando Luiz Abrucio	Patrícia Luíza Kegel
José Mário Brasiliense Carneiro	Paulo Gilberto F. Vizontini
Lúcia Avelar	Ricardo Manuel dos Santos Henriques
Marcus André Melo	Roberto Fendt Jr.
Rubens Figueiredo	

Coordenação editorial

Cristiane Duarte Daltro Santos

Revisão

Cristiane Duarte Daltro Santos

Tradução

Pedro Maia Soares (p.87-105) e Roland Körber (p.11-45)

Colaboração

João Marcelo Dalla Costa

Capa

Isabel Carballo

Diagramação

Cacau Mendes

Impressão

Zit Gráfica e Editora

ISSN 1519-0951

Cadernos Adenauer VI (2005), nº 4

Energia: da crise aos conflitos?

Rio de Janeiro: Fundação Konrad Adenauer, dezembro 2005.

ISBN: 85-7504-095-2

Todos os direitos desta edição reservados à

FUNDAÇÃO KONRAD ADENAUER

Centro de Estudos: Praça Floriano, 19 – 30º andar

CEP 20031-050 – Rio de Janeiro, RJ – Brasil

Tel.: 0055-21-2220-5441 · Telefax: 0055-21-2220-5448

Impresso no Brasil

Sumário

OS AUTORES	7
APRESENTAÇÃO	9
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA: UMA CHANCE NEGLIGENCIADA EM ÂMBITO NACIONAL E INTERNACIONAL	II
<i>Eberhard Jochem</i>	
SUPRIMENTO SEGURO DE ENERGIA TAMBÉM NO FUTURO: A NECESSIDADE DE UMA ESTRATÉGIA EUROPÉIA	27
<i>Frank Umbach</i>	
GÁS NATURAL: MATÉRIA CONTENCIOSA NA AMÉRICA DO SUL ..	47
<i>Jörg Husar e Günther Maihold</i>	
SEGURANÇA ENERGÉTICA NO CONE SUL	69
<i>Adilson de Oliveira</i>	
UMA ANATOMIA DA CRISE ENERGÉTICA ARGENTINA	87
<i>Fernando Navaías e Walter Cont</i>	

Os autores

Eberhard Jochem trabalha no Instituto Fraunhofer de Tecnologia de Sistemas e Pesquisa Inovativa (ISI) em Karlsruhe e no Centro de Política e Economia Energética (CEPE) da Escola Técnica Superior Confederativa (ETH) em Zurique.

Frank Umbach é desde 1996 colaborador científico (*Resident Fellow*) do Instituto de Pesquisa da DGAP em Berlim.

Jörg Husar é estudante dos idiomas e estudos econômicos e de áreas culturais, participa de um programa de dupla diplomação teuto-argentina (Universidade de Passau / Universidad del Salvador, Buenos Aires) e é membro do grupo de trabalho “Política de Recursos na América Latina” na Fundação de Ciência e Política (*Stiftung Wissenschaft und Politik*).

Günther Maihold, Dr. phil., é diretor substituto da Fundação de Ciência e Política, tendo antes disso sido diretor do Instituto Ibero-Americano do Patrimônio Cultural Prussiano (*Ibero-Amerikanisches Institut Preussischer Kulturbesitz*) de 1999-2004.

Adilson de Oliveira é engenheiro químico com doutorado em Desenvolvimento Econômico e especialização em Economia da Energia pelo Instituto Econômico e Jurídico de Energia, da Univer-

sidade de Grenoble, França. Atualmente é professor titular do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, onde foi criado o primeiro grupo de pesquisa em economia da energia.

Fernando Navajas é Ph. D. em Economia pela Oxford, economista-chefe e diretor executivo da *Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas* – FIEL, e professor titular de economia da Universidade Nacional de la Plata, Argentina.

Walter Cont é Ph. D. em Economia pela UCLA, economista associado de FIEL, professor-adjunto de economia da Universidade Nacional de la Plata e professor visitante da Universidade de San Andrés, Argentina.

Apresentação

A demanda e a escassez de energia se converteram em um tema central da política internacional. O consumo de energia cresce continuamente, mas ao mesmo tempo constatamos a limitação dos recursos, pelo menos dos recursos naturais. Nos últimos anos, não foram encontradas novas jazidas de petróleo ou gás em tamanho considerável. Embora a demanda por energia venha crescendo, a disponibilidade não se alterou, o que conduz a médio prazo à escassez de energia. Por isso, há a necessidade de procurar e promover fontes alternativas de energia. Por outro lado, podemos perceber que a concorrência por energia é e será uma fonte nova de controvérsias e conflitos entre os Estados. A América do Sul já experimentou alguns atritos sobre o acesso, a venda e o consumo da energia.

Para chamar a atenção ao tema da energia – que seguramente vai ocupar a agenda internacional nas próximas décadas – apresentamos nesta edição dos *Cadernos Adenauer* alguns artigos que refletem aspectos de utilização da energia, tendo em vista uma melhor eficiência energética; há também a abordagem de políticas internacionais que assegurem a comercialização de combustíveis e seu suprimento para os diferentes países, a fim de que se evitem novas crises energéticas no futuro.

Uma das maiores causas da poluição e do conseqüente aquecimento global provocado pelo efeito estufa é a queima de combustíveis fósseis. Segundo Eberhard Jochem, “a humanidade precisaria de três a quatro atmosferas para absorver as emissões de CO₂ oriundas do consumo global de energia primária que se baseia em petróleo, carvão e gás natural”. Apesar disso, ocorre desperdício nas chances de aprimoramento energético nos diferentes países.

No que diz respeito ao suprimento seguro de energia, Frank Umbach afirma que nem a Alemanha nem a União Européia estão preparadas para os desafios da segurança energética internacional, não tendo ainda desenvolvido uma estratégia comum neste sentido. Segundo os autores, “a problemática da segurança energética internacional em futuro breve ou médio não reside tanto na finitude das reservas de petróleo e gás, mas primariamente no acúmulo de crises regionais e instabilidades políticas internas nos países produtores de petróleo e gás, nas crescentes limitações de capacidades de produção livres em consequência da pressão competitiva global e num aumento inesperado e rapidamente crescente da demanda global de petróleo, bem como em uma gigantesca demanda de investimentos em nova infra-estrutura”.

Com relação à América do Sul, há três artigos. No primeiro deles, Jörg Husar e Günther Maihold apresentam a situação em que se encontram Bolívia, Chile, Argentina, entre outros, quanto à utilização de gás natural como recurso estratégico no subcontinente sul-americano, mostrando como a Guerra do Pacífico de 122 anos atrás ainda provoca efeitos negativos nas relações entre Chile e Bolívia.

De outro ponto de vista, Adilson de Oliveira mostra as oportunidades econômicas oferecidas pela estruturação de um mercado energético viabilizado por um pólo hidrelétrico e um anel gasífero, denominado Pólo-Anel, entre os países do Cone Sul.

Finalmente, Fernando Navajas e Walter Cont descrevem a gênese da crise energética argentina iniciada em 2004 e explicam seus determinantes utilizando um esquema de decomposição do desequilíbrio observado nos mercados inter-relacionados de gás natural e eletricidade naquele país.

Esperamos ter contribuído para a discussão sobre a utilização racional da energia. Sem acordos políticos e/ou extração planejada, sempre teremos risco de crises energéticas e conflitos entre países.

WILHELM HOFMEISTER

Eficiência energética

Uma chance negligenciada em âmbito nacional e internacional*

EBERHARD JOCHEM

A necessidade energética do ser humano é uma demanda derivada de necessidades vitais imediatas como alimento, moradia protegida das intempéries, recintos com temperatura agradável, necessidades de saúde, mobilidade e comunicação, que por meio da atual tecnologia geram uma demanda de energias úteis (por exemplo, calor, força, iluminação). No entanto, sem um considerável aprimoramento da eficiência energética na satisfação dessas demandas de fornecimento de energia, a demanda mundial *per capita* de energia primária se elevaria rápida e essencialmente a partir dos atuais 65 gigajoules (ou 18.000 kWh) por cabeça e ano.

Em boa parte há necessidade de um considerável aprimoramento do aproveitamento da energia porque atualmente 80% do consumo global de energia primária se baseia em petróleo, carvão e gás natural, liberando com isso emissões de CO₂ de origem energética num volume superior a 26 bilhões de toneladas por ano. Somente para diluir essas emissões antropogênicas de gases de efeito estufa a um nível em que a concentração atmosférica de CO₂ não conduza a modificações climáticas inaceitáveis em razão da limita-

* Publicado originalmente em *Internationale Politik, Energie und Klima*, Europa Archiv, n. 8, p. 39-47, agosto de 2004.

da capacidade de absorção natural,¹ a humanidade precisaria de três a quatro atmosferas.

Hoje bem mais da metade da humanidade precisa contentar-se com menos suprimento energético do que seria necessário para uma vida humana digna,² e até hoje dois bilhões de pessoas ainda não têm acesso à energia elétrica, nem sequer para bombear água ou operar algum equipamento hospitalar. E ainda que se alcançasse uma existência humanamente digna naqueles países com cerca de 36 gigajoules (10.000 kWh) de demanda energética anual por cabeça (com a atual tecnologia), as pessoas passariam a buscar o mesmo estilo de vida e o mesmo conforto que lhes são apresentados via cinema e televisão ou por narrativas do “Ocidente Dourado”. Se apenas a China, com seu mais de um bilhão de habitantes, atingisse a mesma densidade de veículos de passeio como a da Europa atual, a quantidade mundial de automóveis duplicaria.

Presumindo-se para este século um crescimento populacional para até onze bilhões de indivíduos, um crescimento moderado da economia mundial e uma melhora da eficiência energética da ordem de 1% ao ano (um valor médio observado por várias décadas em muitos países mesmo sem particulares esforços de política energética e por isso também chamado de “progresso tecnológico autônomo”), a demanda mundial de energia no ano de 2100 seria quatro a cinco vezes maior do que hoje. Mas já nos dias de hoje lançam-se na atmosfera quatro vezes mais emissões de CO₂ do que seria admissível no final deste século para que a concentração atmosférica de CO₂ não excedesse 450 ppm (0,45 litro de CO₂ em cada 1.000 litros de ar). Esta é uma elevação crítica de concentração para que o aquecimento médio da atmosfera junto à superfície terrestre não exceda os 2°C neste século.

Segundo os biólogos, esta elevação média máxima da temperatura seria o limite para que as florestas das zonas temperadas não

1. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2001.

2. UNDP/World Energy Council/DESA, World Energy Assessment, 2000.

morram mais depressa (emitindo com isso ainda mais CO_2) do que as florestas mediterrâneas ou subtropicais possam renovar-se. Neste sentido, o gargalo de recursos deste século não é a disponibilidade de combustíveis fósseis, mas a limitada capacidade de absorção da atmosfera como “lixão” para gases de efeito estufa.

Este olhar para o futuro desperta a busca por opções que, por um lado, satisfaçam a crescente demanda de serviços energéticos e, por outro, freiem primeiramente o aumento das emissões de CO_2 dos vetores energéticos fósseis, para depois revertê-las.

Do ponto de vista da tecnologia energética, o atual consumo de energia nos países industrializados ainda apresenta um considerável volume de perdas de energia nos diversos estágios de processamento e na demanda de energia útil: representam cerca de 25 a 30% no setor de transformação (todos os processos de conversão da energia primária à final) com perdas muito grandes mesmo nas usinas termoeletricas mais novas (níveis de aproveitamento anuais entre 41 e 60%); aproximadamente um terço na conversão de energia final em energia útil, com perdas extremamente elevadas nos sistemas de acionamento de veículos rodoviários (aproximadamente 80%) e na própria área de energia útil, com 30 a 35%, além de perdas muito elevadas em edifícios e processos industriais de alta temperatura.

Do ponto de vista exergético (ou seja, com vistas a sua capacidade de trabalho ou sua temperatura), as perdas nesses dois estágios de conversão são ainda mais altas (no total em média 85 a 90% para um país industrializado da OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico). Segundo este critério de medição da segunda lei da termodinâmica, a tão decantada modernidade da sociedade industrial está mais para o estágio da idade do ferro da história da energia.

1. Aprimoramento da eficiência energética

Trabalhos teóricos de meados da década de oitenta até o início da década de noventa (descritos, por exemplo, pela Comissão de

Enquete do Parlamento Alemão em 1990)³ mostraram pela primeira vez que a demanda de energia primária por prestação de serviço energético poderia ser reduzida em média em mais de 80 a 85% da atual demanda de energia. Em Zurique, esse potencial foi formulado pelo Conselho das Escolas Técnicas Superiores Confederativas (ETH) no âmbito das considerações sobre desenvolvimento sustentado na forma de uma visão da sociedade de 2000 watts, que deveria ser atingível aproximadamente até a metade deste século. Já em meados dos anos noventa, produtores de tecnologia tentaram em conjunto com a pesquisa aplicada examinar não só a viabilidade técnica, como também e aceitabilidade social de tais visões (JOICHEM, 2004:283-296).

Do ponto de vista tecnológico e organizacional, os mencionados objetivos e considerações são explicitados na atual discussão científica da seguinte maneira:

- eficiência consideravelmente melhorada nos dois estágios de conversão de energia primária em energia final e de energia final em energia útil, freqüentemente com novas tecnologias (por exemplo, instalações combinadas de geração de energia elétrica, tecnologia de células de combustível, substituição de combustores por turbinas a gás, bombas térmicas ou transformadores de calor, motores *sterling* e outros conversores de energia);
- considerável redução da demanda de energia útil por prestação de serviço energético (por exemplo, edifícios solares passivos ou de baixa energia, substituição de processos térmicos de produção por processos físico-químicos ou biotecnológicos, projetos mais leves para peças móveis ou veículos, realimentação ou armazenamento de energia motriz);
- maior reciclagem e reutilização de produtos de materiais altamente dependentes de energia e maior eficiência de materiais

3. Comissão de enquete “Provisão para a proteção da atmosfera terrestre” (*Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre*) do 11º Parlamento Alemão, 1990.

por meio de projetos aprimorados ou propriedades de material com o efeito de nítida redução da demanda de materiais primários por prestação de serviço de material;

- intensificação do aproveitamento de bens de capital e utilitários de longa vida útil por meio de *leasing* de máquinas e equipamentos, compartilhamento de veículos e outros serviços de acompanhamento de produtos;
- configuração do espaço de novas áreas industriais ou outras ocupações de área segundo critérios energéticos, bem como melhor entrelaçamento das funções de moradia, produção, comércio e atividades de lazer, visando à redução da mobilidade motora.

2. Chances desperdiçadas

Estas diferentes possibilidades de eficiência de energia e materiais, muitas vezes rentáveis, são negligenciadas por quase todos os países, embora constituam uma das principais contribuições para a solução do problema climático neste século, e para a preservação dos recursos de vetores energéticos fósseis, bem como de combustíveis nos países em desenvolvimento. Os motivos deste desperdício de chances são numerosos (JOCHEM, 2003:9-14). Trata-se de milhares de técnicas e de milhões de tomadores de decisão em domicílios, empresas, escritórios e repartições em decisões de investimento, rápida eliminação de distúrbios por falhas de equipamentos e operação de máquinas, veículos, aquecedores e instalações acionadas por energia de todo tipo na vida diária. Portanto, a multiplicidade abrange aspectos tecnológicos em todo o conjunto de capitais da economia, além de decisões por investimentos novos ou substitutivos, inclusive decisões de comportamento na vida diária de quase todas as pessoas na sociedade.

Essa multiplicidade talvez seja a principal razão para o fato de que aplicações mais racionais de energia e materiais não são nem atraentes para a mídia, nem ocorra “naturalmente” uma clara

formulação de interesses. Pelo contrário, há suficientes conflitos de interesse entre produtores de tecnologia, planejadores, arquitetos, proprietários de imóveis, empresas de *leasing*, empresários em geral e fornecedores de energia.

O produtor de tecnologia poderia instalar motores de alta eficiência nos equipamentos, mas o cliente geralmente só olha para os custos do investimento, não para os do ciclo de vida. Não é diferente com os artesãos, com suas ofertas de alguma caldeira de alta eficiência, sistemas de janelas ou isolamento térmico.

Os planejadores e arquitetos são remunerados segundo critérios que não levam em conta os conhecimentos e o custo de planejamento de construções poupadoras de energia. É preciso que o incorporador ou o proprietário do imóvel requeira isso explicitamente, sem que em geral possa julgar a eficácia do projeto.

Também o fornecedor de energia quer faturar e, por conseguinte, tende também a calar-se sobre a solução mais eficiente, passando a oferecer a segunda melhor. O cliente se satisfaz, já que não conhece a solução que seria melhor para ele.

Mediante o argumento da competitividade, que de resto só se aplica a uma fração das indústrias grandes consumidoras de energia (um pequeno percentual do valor gerado no país), o tema das condições gerais poupadoras de recursos em âmbito nacional é arquivado via exigência de regulamentações no âmbito da OCDE.

Conclusão: não somente as possibilidades de eficiência energética existentes em toda parte levam à banalidade; também os conflitos de utilização e as ponderações das decisões da vida diária fazem com que uma sociedade com pouca consciência de sustentabilidade e preservação de recursos não leve em conta as possibilidades de aplicação eficiente de energia – nem mental nem praticamente. Isto se aplica também aos países em desenvolvimento, que em sua (compreensível) busca por desenvolvimento econômico assumem sem critério suficiente os modelos de decisão dos países industrializados e, em caso de dúvida, também suas tecnologias obsoletas.

3. Desvantagens do comércio de bens usados

A exportação de máquinas e instalações usadas dos países industrializados tornou-se, na última década, um ramo importante da economia, com faturamento de atualmente 100 bilhões de euros e altas taxas de crescimento, em alguns casos de dois dígitos (JANISCHWESKI, HENZLER e KAHLENBORN, 2003). Máquinas e instalações usadas constituem para os investidores com pouca disponibilidade de capital nos países emergentes e em desenvolvimento uma solução rápida e de baixo custo para a substituição de parques de máquinas obsoletos e especialmente para a instalação de novas capacidades de produção. Para os exportadores dos países industrializados também se trata freqüentemente de um meio barato de “descarte” de instalações, veículos e máquinas já amortizados.

Na área dos bens de capital e de consumo duráveis (por exemplo, máquinas-ferramenta, de acabamento, embalagem e produção de alimentos, bem como de geradores a diesel), essas exportações em geral são altamente proveitosas para os países importadores, porque essas gerações de máquinas e instalações requerem consideravelmente menos capital e também não demandam ainda tanto *know-how* quanto as gerações mais novas, precisam especificamente de mais mão-de-obra e muitas vezes são de adaptação e reparo mais fácil. Portanto, as importações de bens de capital e de consumo duráveis usados podem contribuir para acelerar bastante o desenvolvimento de países emergentes e em desenvolvimento, vindo a satisfazer as principais necessidades básicas das suas populações. Além disso, nesse tipo de instalação o consumo de recursos e a carga ambiental não diferem muito de uma geração para outra, sendo também relativamente baixas em comparação com a indústria de materiais básicos.

Por outro lado, o proveito de exportações de instalações usadas da indústria básica (por exemplo, instalações de produção de metais, pedras e terras, bem como de produtos químicos primários) e de instalações centrais de conversão de energia (usinas elétricas, re-

finarias) pode ser discutível. É que em geral as instalações de gerações mais antigas apresentam consumos específicos de energia relativamente altos, altas emissões específicas (ar, água, resíduos) e vidas úteis residuais relativamente longas.

Na Índia, na China ou na América Latina têm sido instaladas no momento refinarias, siderúrgicas ou usinas elétricas que vinham funcionando na Europa ou nos Estados Unidos há 30 anos e que, nos últimos anos, foram desmontadas para serem importadas por aqueles países. Assim, os baixos custos de capital são comprados à custa de um consumo relativamente alto de recursos em comparação com instalações novas, de modo que se deveria computar seu aproveitamento líquido do ponto de vista da sustentabilidade, levando-se em conta os investimentos poupados, as diferenças dos custos e riscos operacionais e dos lucros ou prejuízos sociais.

De forma semelhante ao que ocorre com máquinas e instalações da indústria básica, o comércio de veículos usados, especialmente de carros de passeio, no valor de 50 bilhões de euros/ano, tem um aspecto ambivalente. Por um lado ele possibilita um rápido atendimento à demanda de transporte por caminhões, ônibus e bondes nos países importadores. Por outro lado, exportam-se para esses países (entre eles também países da Europa central e oriental) veículos – principalmente carros de passeio – com vida útil residual de dez ou mais anos, demanda específica de combustível elevada e emissões específicas relativamente altas, implicando consideráveis problemas decorrentes, que poderiam antes prejudicar um desenvolvimento sustentado desses países.

Os motivos disso são: alta drenagem de divisas por importação de combustíveis ou volumes de petróleo, alta carga de poluição atmosférica, especialmente em áreas urbanas, altos índices de acidente por causa de tecnologia veicular obsoleta, falta de peças e manutenção deficiente, empecilho à criação de uma indústria automobilística local, demanda insuficiente ou retraída por serviços de trânsito em cidades e aglomerados urbanos por causa do crescimento do tráfego viário.

4. Perdas por má construção

A participação dos países em desenvolvimento nas atividades mundiais de construção civil consiste atualmente em cerca de um terço, com rápido crescimento (na China, a metade das edificações residenciais urbanas só foi construída na década de noventa). Em razão de normas de construção insuficientemente rigorosas ou de práticas construtivas insuficientemente baseadas nas normas, em muitos países emergentes e em desenvolvimento as novas edificações demandam de um a dois terços a mais de energia para calefação ou climatização do que seria economicamente adequado. Essa técnica de construção inadequada não somente acarreta altos custos para a economia como um todo e drenagem de divisas em consequência das quantidades de energia necessitadas, como também elevadas emissões em plano tanto local como regional e também para o efeito estufa no plano global.

No interesse dos países importadores e em desenvolvimento, caberia observar criticamente o valor macroeconômico da importação de instalações usadas com alto consumo de energia na indústria básica e da economia energética, bem como de veículos de passeio usados e a construção de edificações inadequadamente adaptadas ao clima por causa de sua alta demanda de recursos (energia, matérias-primas, água, áreas de descarte), do maior perigo de acidentes e das cargas ambientais locais e regionais. Além disso, as emissões de gases climáticos, especialmente as emissões de CO_2 , metano e N_2O de origem energética, bem como de ozônio troposférico de geração indireta, também se refletem retroativamente sobre os países exportadores: seja por danos maiores decorrentes de alterações climáticas e da necessidade decorrente de maiores investimentos em adaptação, seja por exigências mais elevadas de restrição de emissões nos países industrializados em consequência da necessidade global de limitação das concentrações atmosféricas de gases de efeito estufa.

Há uma série de condições marginais que favorece o comércio de bens usados e as normas de construção deficientes (METZ et al, 2000), como por exemplo:

- insuficiência de capital nos países emergentes e em desenvolvimento, que em geral passam hoje por um desenvolvimento bem mais acelerado que os países industrializados entre 150 e 50 anos atrás;
- informações insuficientes dos fornecedores de máquinas, instalações e veículos para seus clientes, ou dos arquitetos e construtores (sobre consumo de energia, tecnologia de edificações, emissões, possibilidades de aprimoramento, necessidades de manutenção);
- informações insuficientes dos investidores nos países emergentes e em desenvolvimento sobre os custos operacionais e de capital (por exemplo, custos de ciclo de vida) de novas instalações e máquinas ou de projetos de construção adaptados como alternativas de investimento via contratação como alternativa de manejo;
- exigências insuficientes dos países importadores para as importações de bens usados e normas de construção insuficientes; eventualmente também inobservância de exigências existentes;
- o dilema investidor/usuário, freqüente em edificações, especialmente por regulamentações de devolução de resíduos e produtos nos países industrializados (por exemplo, o caso de carros de passeio na Alemanha);
- a intermediação de ofertas e demanda via internet, com alta velocidade e custos de busca relativamente baixos.

No caso de exportações de bens usados existe em parte uma lacuna político-administrativa, em boa parte por falta de dados comerciais sistemáticos (com exceção de carros de passeio), que poderiam constituir uma base para avaliação mais precisa de efeitos sobre o trabalho, os recursos e o meio ambiente, bem como para no-

vas providências. No âmbito de edificações, falta uma visão sistemática das atuais normas para construções novas e modernizações, bem como de tecnologia de aquecimento, ventilação e climatização que permitam derivar diretrizes para determinados países, investidores e instituições internacionais ou de financiamento.

5. Efeitos sobre o meio ambiente e o crescimento

É muito provável que o comércio de instalações industriais básicas e energéticas usadas, bem como de veículos rodoviários, que se encontra em rápido crescimento, contribua para uma elevação significativa de emissões locais e também globais. É que tão-somente a transferência de termelétricas usadas movidas a combustíveis fósseis com capacidade anual total de 23 gigawatts proporciona emissões de CO₂ da ordem de 220 milhões de toneladas (ou seja, de 25% do total de emissões anuais de CO₂ da Alemanha) e de um milhão de toneladas de dióxido de enxofre por ano a mais que usinas modernas.

Os três milhões de carros de passeio que os países da OCDE exportam anualmente ao resto do mundo causam emissões adicionais de no mínimo dez a doze milhões de toneladas de CO₂ e mais que o dobro das emissões de hidrocarbonetos e CO que veículos novos. Esses compostos causam consideráveis danos à saúde nas regiões urbanas dos países em desenvolvimento, cuja importância é avaliada em 1% ou mais do produto interno bruto. A carga ambiental adicional, bem como gargalos de fornecimento de energia elétrica e combustível com conseqüências econômicas em razão de edificações com isolamento térmico insuficiente são provavelmente bastante subestimados.

Em média, os possíveis ganhos de eficiência energética situam-se entre 15 e 25% (instalações industriais) e 40 e 60% (edificações). Esse excesso de consumo de recursos custa aos países emergentes e em desenvolvimento grande volume de recursos econômicos para investimentos adicionais e moeda forte para as importações de

energia necessárias (na maioria dos casos) ou para a produção doméstica de energia. Seria o caso de verificar em que medida esses dispêndios econômicos retardam perceptivelmente o processo de crescimento dos países em desenvolvimento e emergentes. Recomenda-se enfaticamente estabelecer uma distinção bem mais precisa entre as classes e os anos de fabricação dos diversos bens importados, a fim de assegurar um desenvolvimento sustentado nos países em desenvolvimento.

A discussão desta temática não pretende desviar a atenção das falhas ainda grandes de progresso na poupança de recursos nos países industrializados. Mas o Conselho de Desenvolvimento Sustentado propõe considerar que o principal crescimento do consumo de recursos naturais nas próximas décadas se dará nos países em desenvolvimento (RAT FÜR NACHHALTIGE ENTWICKLUNG, 2003), razão pela qual é aqui que se define decisivamente a via do desenvolvimento sustentado em relação aos recursos. O Conselho vê aqui a chance de desenvolvimento sustentado em países em desenvolvimento e emergentes sem que se cometam os erros de lançar mão de recursos da forma inadequada que até hoje se continua observando nas atuais nações industrializadas.

7. Visão da economia cíclica

Além destas possibilidades técnicas e organizacionais visando à eficiência energética e material, da economia cíclica e da intensificação de rendimento, cabe ainda considerar quais fatores influenciariam a demanda de necessidades adicionais de prestações de serviços de energia e materiais, uma vez que o aumento da renda, a maior eficiência de recursos e novas tecnologias, tais como informatização da sociedade, abrem novas demandas de serviços de energia e materiais.

Para se chegar a uma sociedade industrial de 2000 watts até meados deste século e assegurá-la por longo prazo, caberá perguntar se numa sociedade pós-industrial haverá de fato necessidade de

suficiência (ou auto-suficiência) em bens materiais (inclusive de mobilidade). Isto não implica a questão de uma economia mundial estacionária, uma vez que o crescimento em direção a bens imateriais (por exemplo serviços) de modo nenhum se restringiria. Teoricamente seria imaginável que em uma economia (material) (quase) totalmente cíclica, que lance mão exclusivamente de energias renováveis para perdas energéticas remanescentes, a suficiência energética deixe de ser uma condição necessária ao desenvolvimento da sociedade pós-industrial.

Com esta visão de uma economia cíclica materialmente estacionária, mas altamente eficiente e movida a fontes de energia renováveis, o problema das variações climáticas também seria solucionável em prazo prolongado.

Referências bibliográficas

COMISSÃO de enquete “Provisão para a proteção da atmosfera terrestre” (*Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre*) do 11º Parlamento Alemão. *Proteção da Terra*. Levantamento com propostas de uma nova política energética. Bonn, 1990.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). *Climate change 2001 – Mitigation: Contribution of Working Group III to TAR of the IPCC*. Cambridge: Cambridge University Press, 2001.

JANISCHWESKI, Jörg, HENZLER, Michael P., KAHLENBORN, Walter. *Gebrauchtgüterexporte und Technologietransfer – Ein Hindernis für nachhaltige Entwicklung in Entwicklungs- und Schwellenländern?* Rat für Nachhaltige Entwicklung (eds.), Berlin 2003.

JOCHEM, E. Energie rationeller nutzen – Zwischen Wissen und Handeln. *GAIA*, 11, p. 9-14, 2003 (4).

_____. R&D and Innovation Policy. Pre-conditions for making steps towards a 2000 Watt/cap society. *Energy and environment*, 15, p. 283-296, 2004 (2).

METZ, Bert, DAVIDSON, Ogunlade R., MARTENS, Jan-Willem, VAN ROOIJEN, Sascha, VAN WIE McGRORY, Laura. Methodo-

logical and technological issues in technology transfer special report of IPCC. *Working Group III*, Cambridge, 2000.

RAT FÜR NACHHALTIGE ENTWICKLUNG. *Gebrauchsgüterexporte und Baupraxis von Gebäuden*. Empfehlungen des Rates für Nachhaltige Entwicklung an die Bundesregierung. Textos n° 5, novembro de 2003.

UNDP/World Energy Council/DESA, World Energy Assessment. Chapter 6: End-use Energy Efficiency; United Nations Development Program (UNDP). Nova York, 2000.

Resumo

O artigo revela que há necessidade de um considerável aprimoramento do aproveitamento da energia porque atualmente 80% do consumo global de energia primária se baseia em petróleo, carvão e gás natural, liberando com isso emissões de CO₂ de origem energética num volume superior a 26 bilhões de toneladas por ano. Somente para diluir essas emissões, a humanidade precisaria de três a quatro atmosferas.

Em seguida, aponta-se que existe certo desperdício nas chances de aprimoramento energético em diferentes países, por várias razões, e apresentam-se os problemas relacionados ao comércio de bens usados, às perdas por má construção civil e os efeitos que isso provoca no meio ambiente.

Conclui-se que olhar para o futuro, tendo em vista o crescimento populacional, desperta a busca por opções que, por um lado, satisfaçam a crescente demanda de serviços energéticos e, por outro, freiem primeiramente o aumento das emissões de CO₂ dos vetores energéticos fósseis, para depois revertê-las, dentro de uma perspectiva de economia cíclica.

Suprimento seguro de energia também no futuro A necessidade de uma estratégia europeia*

FRANK UMBACH

O chanceler federal alemão Gerhard *Schröder* atribuiu a recente elevação dos preços do petróleo para 42 dólares em princípios de junho principalmente a negócios especulativos resultantes da instabilidade política no Iraque e em outros países exportadores de petróleo na região (especialmente a Arábia Saudita). Com isso, o governo alemão responsabilizou um instantâneo situacional e um problema primariamente temporário por problemas estruturais certamente mais profundos da segurança energética global.

No entanto, as tendências estratégicas do futuro suprimento internacional de energia muito mais importantes devem-se, por um lado, principalmente ao aumento da demanda de energia por parte da Ásia (sobretudo da China e da Índia) e, por outro lado, à limitação da disponibilidade mundial de capacidades de produção livres passíveis de rápida mobilização em caso de uma elevação da demanda global de petróleo e gás natural ou de falha de capacidades de produção planejadas. Assim, em maio de 2004 a Agência In-

* Publicado originalmente em *Internationale Politik, Energie und Klima*, Europa Archiv, n. 8, p. 17-28, agosto de 2004.

ternacional de Energia (IEA) teve de corrigir o prognóstico inicial da demanda mundial de petróleo dos 78,7 milhões de barris/dia (mb/d), elevando-o para 82,5 mb/d. Com isso o crescimento atinge quase o dobro da média dos últimos cinco anos. Segundo os prognósticos da IEA, só o consumo de petróleo da China crescerá neste ano em 13%, atingindo 6,2 mb/d (5,49 mb/d em 2003). Enquanto nos países da OCDE vem há anos ocorrendo uma desvinculação entre crescimento econômico e (menor) crescimento da demanda de energia, a demanda de energia da China continua crescendo mais rapidamente que o crescimento econômico.

O receio de gargalos globais de produção em curto prazo, que poderiam elevar os preços do petróleo a 50 dólares ou mais, desta forma freando sensivelmente as taxas mundiais de crescimento econômico, tem fundamento: isto se dará principalmente se os atentados terroristas não se limitarem apenas ao Iraque, mas se se estenderem principalmente também à Arábia Saudita como maior produtor de petróleo, passando a atingir cada vez mais a infra-estrutura petrolífera (como capacidades de produção e refinarias). Neste sentido, a problemática da segurança energética internacional em futuro breve ou médio não reside tanto na finitude das reservas de petróleo e gás (41 e 60 anos respectivamente), mas primariamente no acúmulo de crises regionais e instabilidades políticas internas nos países produtores de petróleo e gás, nas crescentes limitações de capacidades de produção livres em consequência da pressão competitiva global e num aumento inesperado e rapidamente crescente da demanda global de petróleo, bem como em uma gigantesca demanda de investimentos em nova infra-estrutura (exploração, refinarias, oleodutos etc.).

Estes desafios da segurança energética global também têm implicações para a União Européia. Já em novembro de 2000 a Comissão Européia havia publicado um “livro verde” a respeito da “futura segurança de suprimento de energia” apontando as numerosas deficiências estruturais da UE e os desafios futuros. A Comissão da UE observa com preocupação o aumento da dependência de

importações de energia. A previsão para 2030 é de 70%, enquanto as importações de petróleo da UE poderiam elevar-se de 76 para 96%, de gás natural de 40 para 70% e de carvão de 50 para mais de 70%.

A questão da segurança do suprimento energético da Alemanha deverá passar a receber muito mais atenção no futuro. Assim, será preciso questionar criticamente a noção de que o mercado regularia tudo, bem como ampliá-la levando em conta as dimensões globais e geopolíticas da futura segurança energética. Por isso requer-se uma estratégia para a segurança energética da Alemanha, que, entretanto, só será realista e fará sentido no contexto de uma política energética europeia comum (GEEP). Nisso será necessário incluir também o conhecimento técnico regional e de política de segurança externa.

1. Dimensões globais

Na opinião da IEA e de numerosas outras organizações da área energética, os combustíveis fósseis continuarão sendo a principal fonte primária de energia até o ano de 2030, apesar do empenho mundial em expandir a oferta de vetores energéticos alternativos, devendo ter de cobrir mais de 90% do crescimento energético mundial. Embora o gás natural deva ser a fonte de energia de crescimento mais rápido entre os combustíveis fósseis, com 2,4% ao ano, o petróleo, perfazendo 37% do *mix* mundial de energia, permanecerá como principal fonte global de energia, principalmente devido à expansão do setor de transportes (que aumentará dos atuais 47% para 55% de todo o consumo de óleo). Portanto, as fontes de energia renováveis e as novas tecnologias (como a célula de combustível) só poderão passar a desempenhar um papel maior no suprimento mundial de energia após 2020/2030.

É verdade que desde 2000 as reservas mundiais comprovadas de petróleo e gás natural voltaram a aumentar, de modo que não existe expectativa de crise energética em prazo curto ou médio. No

entanto, no mais tardar após 2010 os preços do petróleo deverão elevar-se mais intensamente, uma vez que o equilíbrio entre demanda, produção e reservas globais de petróleo se deslocará e os custos de exploração de jazidas de petróleo em águas profundas e em regiões distantes e pouco acessíveis, como por exemplo no Ártico, aumentarão nitidamente. Para o ano de 2020, a Organização de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), a IEA e a Administração de Informações Energéticas (EIA) americana prevêem uma demanda total de petróleo da ordem de 103-118 mb/d. Destes, somente a OPEP produzirá aproximadamente 55-65 mb/d, de modo que a participação da OPEP na produção mundial de petróleo poderá aumentar dos atuais 32-38% para mais de 50%.

A futura elevação da demanda mundial de energia primária cairá em mais de 60% sobre os países em desenvolvimento como resultado do seu rápido crescimento econômico e populacional. Também a industrialização, a urbanização e a substituição de biomassa não comercial por combustíveis comerciais determinam o aumento consideravelmente maior da demanda de energia primária em comparação com os países da OCDE. Enquanto a participação dos países da OCDE na demanda mundial de energia cairá de 58 para 47% no período de 2000-2030, no mesmo período a dos países em desenvolvimento poderá aumentar de 30 para 43%. Na demanda global de petróleo, somente os países em desenvolvimento serão responsáveis por 29 mb/d do aumento global prognosticado de até 45 mb/d.

Enquanto hoje a Ásia já consome um quarto da demanda mundial de petróleo, nos próximos 20 anos o consumo de energia deverá aumentar em aproximadamente o dobro. Em 2020 toda a Ásia precisará importar até 80% (atualmente 60%) de toda a sua demanda de petróleo (EUA: 27%). Diante da ausência generalizada de políticas de segurança de abastecimento de energia e da insuficiente diversificação de vetores energéticos e de importações, a Ásia já é compelida hoje a pagar um sobrepreço de até 1,50 dólar por barril acima do preço de mercado mundial por meio do *Asian Premium*.

A China já enfrenta hoje uma crescente crise energética e será forçada neste verão a poupar 30 milhões de quilowatts de energia elétrica. Em quase dois terços do país, o consumo de energia elétrica está sendo reduzido em razão de superaquecimento climático e econômico. A partir de agosto, quase 6.400 empresas terão de fechar por uma semana por ordem governamental, para que não ocorra um colapso geral da rede elétrica. Nos primeiros seis meses, o governo ordenou no país inteiro mais de 750.000 cortes temporários de energia. Apesar dos esforços da China em introduzir energias renováveis (especialmente energia eólica), a participação desta na produção energética aumentará para apenas 10% em 2010 e 12% em 2020, tendo em vista a gigantesca demanda de energia.

Além disso, até 2020 não somente a demanda de energia da China e da Índia, mas também dos países do grupo ASEAN (Associação de Nações do Sudeste Asiático) duplicará. Apesar de novos esforços de diversificação nesses países, o petróleo permanecerá o principal vetor energético, não obstante a redução prevista na produção regional própria. Entrementes o sudeste da Ásia já tem menos reservas de petróleo que a Europa. A Indonésia, maior produtor de petróleo da região, passou em 2004 pela primeira vez a importador líquido de petróleo porque seus campos petrolíferos se esgotaram e os investimentos externos são insuficientes em razão das instabilidades políticas internas determinadas pela violência.

2. O Oriente Médio, região de crises

Com o crescimento mundial das importações de petróleo bruto e gás natural, a importância política mundial da crítica região do Oriente Médio aumentará significativamente não somente para a Ásia, mas também para a UE. Isto se dará principalmente se a OPEP, detendo uma parcela superior a 50% da produção mundial de petróleo bruto, conseguir estabelecer um consenso político que extrapole a política energética (por exemplo sobre a pendência palestino-israelense).

Além disso existe hoje uma diferença decisiva em relação ao choque de petróleo de 1973/74: naquela ocasião, os xeques do petróleo conseguiram impor elevações de preço só por tempo limitado por haver muitos concorrentes produtores de petróleo e as empresas petrolíferas ocidentais terem podido desbravar novos campos no Alasca, no Canadá e no Mar do Norte. Caso, porém, os países do Oriente Médio reconheçam que para o futuro as empresas petrolíferas ocidentais não disporão mais de escapes equivalentes, não se pode excluir um deslocamento dos pesos de poder político entre países produtores e importadores de petróleo a favor da OPEP. Assim, 90% das reservas comprovadas de petróleo encontram-se no mundo islâmico, abrangendo desde os campos ainda majoritariamente inexplorados na Ásia Central e da bacia do Cáspio até o Golfo Pérsico. Só os seis países integrantes do Conselho Cooperativo do Golfo (*Gulf Cooperation Council / GCC*) – Bahrain, Kuwait, Omã, Qatar, Arábia Saudita e os Emirados Árabes Unidos – dispõem de mais de 45% das reservas petrolíferas mundiais atualmente comprovadas e de 15% dos recursos globais de gás. Incluindo-se o Iraque e o Irã, a região inteira do Golfo Pérsico dispõe de cerca de 65% de todas as reservas petrolíferas mundiais e de 34% de todas as reservas mundiais de gás natural.

Por isso, a região do Golfo assumirá uma posição-chave para a segurança energética global nas futuras exportações não somente de petróleo, mas também de gás natural. Ao mesmo tempo, porém, 10 dos 14 principais países exportadores de petróleo bruto precisam ser classificados como de política interna instável, o que em caso de ocorrência de conflitos poderia conduzir a interrupções do suprimento de petróleo e de gás natural para o mercado mundial. Entrementes, 50% da demanda mundial de energia é suprida por países produtores cuja instabilidade política interna constitui um alto risco. Por isso, no prazo médio de até 2020, cada vez menos se podem excluir gargalos energéticos com drásticas elevações de preço ou até crises de suprimento de grande porte. Isto valerá principalmente no caso de a Arábia Saudita, maior produtor de petróleo e detentor das

maiores reservas comprovadas de petróleo bruto e das únicas significativas capacidades de produção ociosas, deixar de operar.¹

Com o deslocamento da demanda mundial de petróleo dos países industrializados ocidentais para os países industriais emergentes de maior população, como a China e a Índia, a maior parcela global das refinarias também se deslocará dos EUA e da Europa para a Ásia e outras regiões do mundo. Isto significa que não somente a crescente demanda de petróleo bruto terá de ser coberta a partir de regiões politicamente instáveis, mas que também 60% do sistema mundial de refino se encontrará em países e regiões de relativa instabilidade política. Também este fato poderá causar quedas de produção mais freqüentes, com efeitos de abrangência mundial sobre a segurança do suprimento de petróleo e gás natural ou, no mínimo, a fortes oscilações dos preços mundiais de petróleo bruto, gasolina e gás natural.

Além disso já se observa hoje uma crescente concorrência de recursos principalmente entre a China e o Japão como segundo e terceiro maiores consumidores mundiais de petróleo, que concorrem tanto por um oleoduto da Rússia (para a China ou para Nakhodka na costa pacífica da Rússia), como também pela exploração das reservas petrolíferas marinhas no Mar da China Oriental.

3. Capacidades limitadas

Principalmente em épocas de crise e conflitos, as capacidades adicionais de extração e produção de petróleo e gás natural são mais limitadas do que nunca. Já durante a Segunda Guerra do Golfo em 1990/91, somente a Arábia Saudita esteve em condições de elevar significativamente sua produção de petróleo em 2 mb/d a fim de compensar a quebra de 4-5 mb/d de produção de petróleo do Iraque e do Kuwait (na ocasião, ambos os países respondiam juntos por

1. Cf. sobre isso UMBACH, 2003:259ss. Cf. sobre isso também a crítica literária na p. 115ss.

aproximadamente 14,7% das exportações mundiais de petróleo) e manter a estabilidade dos preços após uma breve elevação. Já no início de 1998 essas reservas de capacidade de extração dos países da OPEP haviam caído de 5 mb/d (22% de toda a produção da OPEP ou 10% da produção mundial de petróleo) no início da década de noventa para apenas 1,5 mb/d (apenas 9% da produção da OPEP ou 3% da extração mundial). Em abril de 2003, a capacidade ociosa de produção de petróleo teoricamente disponível já havia caído de 7,3 para nada mais que 0,7 a 1,2 mb/d.

De fato, em junho deste ano, a OPEP já havia extraído 27-28 mb/d, e não apenas a quota combinada de 23,5 mb/d. A fim de reduzir os preços internacionais, a Arábia Saudita havia elevado sua produção de 2 mb/d para até 10,3 mb/d. Enquanto os Emirados Árabes Unidos também conseguiram aumentar sua produção em mais 400.000 barris por dia, a Venezuela, a Indonésia, a Nigéria e outros países líderes na produção de petróleo não dispõem mais de capacidades de reserva livres significativas ou se confrontavam eles próprios com crises políticas internas e quebras de produção. Mesmo as possibilidades de aumento de produção da Arábia Saudita são limitadas neste nível, enquanto os problemas da Rússia são menos de aumento de produção que de gargalos nos oleodutos para poder colocar o petróleo bruto extraído adicionalmente à disposição do mercado mundial.

Também o Iraque, que teoricamente poderia produzir até 6 mb/d, dificilmente aparecerá nos próximos anos no mercado mundial como exportador líder, tendo em vista sua tensa situação de segurança. A atual extração não alcançou sequer o nível de 2,5 mb/d anterior à guerra. No entanto, sem investimentos maciços da ordem de pelo menos 25 bilhões de dólares, tal aumento de produção não será realista.

Por causa da precária segurança local, porém, tais investimentos não serão realizados. Como, portanto, em futuro previsível também o Iraque não deverá estar disponível como produtor adicional de petróleo de grande porte, existe a ameaça de drásticas

elevações de preço em caso de outras crises políticas internas nos países produtores de petróleo. Finalmente, também uma greve na indústria petrolífera norueguesa, que normalmente assegura mais de 3 mb/d (quase totalmente exportados, tornando a Noruega o terceiro maior exportador mundial de petróleo) ou 4% da demanda mundial de óleo, causou uma quebra temporária de produção superior a 375.000 barris, exacerbando ainda mais a situação já tensa no mercado internacional de óleo cru.

Em nenhum momento das décadas passadas as capacidades de produção livres, inclusive na OPEP, estiveram tão baixas. Somente os dez países da OPEP perderam nos últimos dois anos mais de um milhão de barris por dia de capacidade livre por aumentos de produção para compensar as quebras na Venezuela, na Indonésia, na Nigéria, no Iraque e em outros países. Na opinião de especialistas internacionais, em caso de outras quebras de âmbito mundial, a Arábia Saudita poderia elevar sua produção em apenas 11,2 mb/d, complementados por outros 200.000 barris por dia provenientes de outros países da OPEP e de menos de 1 mb/d de outros países produtores não pertencentes à OPEP. Até o final de 2004, porém, quando a demanda mundial de petróleo bruto aumenta em 3-4 mb/d por motivos sazonais, isto poderá ser insuficiente para satisfazer a demanda mundial com um nível mediano de preços. Além disso, a situação de mercado poderá ser exacerbada pelos planos de Pequim de disponibilizar dez bilhões de dólares para a criação de uma reserva estratégica própria de óleo, que deverá fortalecer racionalmente a segurança de suprimento prolongado da República Popular.

4. Necessidades de investimento

Os grupos empresariais privados, especialmente, só farão grandes investimentos no exterior se houver condições políticas gerais estáveis para investimentos estrangeiros. Sem esses investimentos, porém, muitos países exportadores de petróleo e gás natural correm o risco de perder a base de sua sustentação econômica. Isto poderá

conduzir a distúrbios políticos internos e instabilidades ainda maiores, que por sua vez afugentarão os investidores estrangeiros, criando um círculo vicioso, como já se pode observar atualmente no Iraque, mas também nos países da Ásia Central (bacia do Cáspio) e africanos.

Para cobrir a elevação da demanda mundial de energia em quase 50% até 2020, a produção de petróleo do Golfo Pérsico precisa ser elevada em 80%. Isto, porém, só será viável se houver suficientes investimentos estrangeiros, quando o Iraque e o Irã estiverem livres de todas as sanções e embargos e quando toda a região estiver politicamente estável. No entanto, isso dificilmente ocorrerá, conforme ficou impressionantemente documentado nos dois *Arab Human Development Reports* de 2002 e 2003, que revelaram déficits de desenvolvimento e a persistência de insuficiente vontade para reformas econômicas e políticas na maioria dos países árabes, acompanhada de um rápido crescimento populacional.

Estima-se em aproximadamente 300 bilhões de dólares a necessidade de investimentos dos seis países integrantes do Conselho Cooperativo do Golfo para abertura de novos campos petrolíferos e de gás natural, enquanto a IEA estimou os investimentos mundiais no setor energético em 16 bilhões de dólares até 2030. No último encontro da APEC (*Asia Pacific Economic Cooperation*), a necessidade de investimentos somente na infra-estrutura petrolífera da Ásia foi estimada conservadoramente em até 4,4 bilhões de dólares, a fim de assegurar um crescimento econômico de apenas 3,5% na região até 2020 – sem considerar o fato de que entretanto também os países da ASEAN querem seguir o exemplo da China em recuperar cerca de 10% do seu consumo total de energia.

Essas tendências estratégicas globais da segurança energética internacional e a crescente importância de fatores geopolíticos apontam uma circunstância que geralmente é desconsiderada nas discussões alemãs e por muitos economistas: a alta dependência do futuro suprimento energético mundial em relação à região extremamente instável do Oriente Médio, assim como de condições políticas gerais. Em vez disso, principalmente na Alemanha a fé na

panacéia dos mecanismos mercadológicos (“o mercado regula tudo”) parece ainda ser ilimitada. No entanto, nos últimos 15 anos, a segurança de suprimento foi de fato deixada nas mãos dos grupos empresariais privados, cuja estratégia empresarial é primariamente determinada por uma orientação baseada nos lucros. Por isso, ultimamente quase ninguém se sentiu responsável pela questão da futura segurança de suprimento da Alemanha. Embora o relatório energético de outubro de 2001 do Ministério da Economia alemão tivesse atribuído a mesma importância ao aspecto de “segurança de suprimento” que aos objetivos políticos de compatibilidade ambiental e economicidade (gerando ao mesmo tempo críticas internas), deu-se muito pouca atenção aos riscos internacionais da segurança energética, nem se levantou sua problemática – conforme desejado pela Comissão da UE. Mesmo após os atentados terroristas de 11 de setembro de 2001 nos Estados Unidos, em cuja seqüência a questão da futura estabilidade política do Oriente Médio voltou uma vez mais a ocupar o interesse mundial, os fatores geopolíticos da segurança energética internacional são antes uma questão a ocupar com mais intensidade o restante do mundo, mas não a Alemanha.

Ainda que o ministro das Relações Exteriores Joscha Fischer tenha repetidamente alertado com razão para a questão da importância da política energética para a política mundial, parece que até hoje o Ministério das Relações Exteriores não vê necessidade de envolver-se com ênfase na futura política energética da Alemanha e da União Européia mediante inclusão de pareceres técnicos de política externa e de segurança. Aparentemente continua em vigor a tácita suposição de que a corrente elétrica provém da tomada e a gasolina da bomba do posto.

5. Provincianismo

Neste contexto, o provincianismo alemão, associado a uma orientação ideológico-dogmática ao invés de pragmática e omissão de consideração de fatores globais e de desenvolvimento, também

esbarra rapidamente em limites europeus. Enquanto uma política energética nacional se torna cada vez mais anacrônica por motivos tanto econômicos como também políticos, o governo alemão também não vem realmente buscando uma transferência de competências e soberanias a Bruxelas para elaboração de uma política energética européia conjunta (GEEP), sabendo que a orientação alemã de política energética não terá maioria dentro da UE. Isto vale em boa parte também para o abandono unilateral da energia nuclear. Mas a opção pela energia nuclear sequer é reconhecida, no âmbito da política climática internacionalmente importante, como apoio significativo, embora isto venha sendo insistentemente cobrado tanto pela Comissão da UE como também pela IEA, o Conselho Mundial de Energia e numerosos especialistas internacionais em energia. De qualquer forma trata-se na Alemanha apenas da proteção da decisão de abandono e não tanto de planos de construção de novas usinas nucleares. Além disso não existe nenhum conflito insuperável entre política climática e segurança de suprimento.²

Assim, enquanto se desligam as usinas nucleares mais seguras da Europa, a Finlândia, a França, a Rússia, a Itália e numerosos postulantes da Europa Oriental declararam que não pretendem desistir da opção nuclear; pelo contrário, anuncia-se a construção de novas usinas nucleares ou sérias considerações a respeito. Mesmo a Suécia não exclui mais a reconsideração da sua própria decisão de egresso. Além disso, a opção nuclear vem registrando um renascimento nos EUA e principalmente na Ásia em função de considerações tanto técnico-econômicas como também políticas. Segundo um novo relatório da Autoridade Internacional de Energia Atômica (IAEO), prognostica-se a que utilização de energia nuclear em todo o mundo até 2030 poderia crescer nitidamente em 2,5 vezes ou aumentar em 70%. Nesse período, a parcela de energia nuclear poderia elevar-se dos presentes 16% para então 27%, podendo chegar a quadruplicar-se até

2. Cf. também MÜLLER, 2004:14.

2050. Os motivos para isso encontram-se tanto na política ambiental internacional (Protocolo de Quioto) como também em considerações econômicas e de política de suprimento. Atualmente há 442 usinas nucleares em 30 países, cobrindo um sexto da demanda mundial de energia elétrica. Especialmente na Ásia, principalmente na China e na Índia, existem ambiciosos programas de construção de novas usinas nucleares, embora na China a parcela de energia nuclear deva cobrir apenas 4-6% da sua imensa demanda de energia até 2020. Das 27 usinas nucleares atualmente em construção, 18 já se encontram na Ásia.

É característico para a discussão alemã que também o vetor energético carvão seja discutido exclusivamente sob o ponto de vista da problemática de subvenções e meio ambiente, embora este seja o único vetor energético fóssil digno de menção na Alemanha. Sem levar em conta o fato de que as energias renováveis recebem em média pelo menos o dobro em subvenções por unidade de energia, também este vetor energético precisa ser analisado do ponto de vista da segurança de suprimento da Alemanha. Ainda mais que desde algum tempo se observa um processo de concentração de produção e reservas, que faz os importadores alemães de carvão já falarem em uma “OPEP do carvão”. Como a China não somente dispõe das maiores reservas de carvão, mas cada vez mais também importa carvão adicionalmente (até agora principalmente por razões ambientais, porque o carvão estrangeiro em geral contém menos enxofre), a concorrência na demanda deste combustível fóssil também tem crescido no mercado mundial. Neste sentido, a suposição de que a importação internacional de carvão seja isenta de problemas torna-se cada vez mais questionável e também neste caso desconsidera as tendências estratégicas internacionais.

6. Fixação na Rússia?

Diante do pano de fundo das instabilidades políticas no Oriente Médio, a solução natural para a Alemanha e a UE parece

ser principalmente uma importação maior de petróleo e gás natural da Rússia, como aliás consta da proclamada parceria russo-europeia de 30 de outubro de 2000. De fato, à primeira vista, uma série de razões (em grande parte a maior estabilidade política) depõe a favor de uma drástica expansão das importações de energia da Rússia. Assim, a importação alemã de gás natural da Rússia nos primeiros quatro meses de 2004 atingiu 47,6%, chegando a 33,8% nas importações de petróleo. Até 2030, as importações de gás natural poderão elevar-se até para 60% ou mais. No entanto, principalmente em épocas de crise, o suprimento de gás natural é o que oferece menos flexibilidade que o de petróleo em razão da dispendiosa infra-estrutura e dos altos investimentos (muitos países dependem para tanto de um único gasoduto). Um gargalo técnico no gasoduto ou uma interrupção do suprimento por gasoduto por motivações políticas são muito mais graves, uma vez que tal quebra de suprimento não pode ser compensada rapidamente por fornecimentos alternativos. Isto permanecerá assim até que a Alemanha e a Europa passem a maiores importações de gás liquefeito (GNL), que, no entanto, são mais caras.

Uma excessiva dependência das importações de gás natural principalmente da Rússia também contrariaria o importante mandamento de diversificação da UE. Além disso, não estaria isenta de problemas, tendo em vista o entrelaçamento de motivos de política externa e de segurança no âmbito da política russa de exportação de energia, que de modo algum é regida exclusivamente por critérios econômicos. Justamente o presente caso Yukos mostra que de modo nenhum foram apenas as ambições políticas de Michail Chodorkowsky que incomodaram o presidente Vladimir Putin. Mais do que isso, não só o plano da Yukos de construir o primeiro duto particular entre a Rússia e a China, bem como de vender por 25 bilhões de dólares uma participação de 25% da Yukos ao grupo energético americano Exxon enfrentou não apenas maciça oposição da economia energética russa, que permanece predominantemente na forma de monopólio estatal, mas também do Kremlin.

Este não quer de modo algum abrir mão do controle dos recursos russos, dos grupos empresariais energéticos e principalmente da política de óleo/gasodutos. Neste sentido, não se pode até hoje falar de verdadeiras estruturas de economia de mercado na economia energética russa, mas antes de uma espécie de capitalismo estatal, no qual a preservação do controle político do Kremlin sobre a política energética é a característica mais marcante. Aliás, isto fez com que desde o início do mandato presidencial de Putin muitos especialistas passassem muito cedo a falar de uma insidiosa “renacionalização” da economia energética russa, ainda que Putin tenha pragmaticamente dado boas-vindas a um maior engajamento financeiro de empresas européias e principalmente alemãs. Além disso, até agora Moscou não assinou nem o acordo da Carta Energética, nem o Protocolo de Trânsito, e também não quer submeter-se às regras de concorrência da OMC no setor energético. Sob estas circunstâncias, uma concentração totalmente unilateral da política energética alemã e européia sobre a Rússia é política e economicamente míope. Muito mais explosiva ainda é essa focalização para os países do antigo Pacto de Varsóvia, cuja política energética depende em grau ainda muito maior da Rússia e que por isso querem incrementar suas aquisições de energia de outros países e regiões, mesmo se essa opção for mais cara. Além disso, para a Europa, uma importação de petróleo e gás natural da Ásia Central seria freqüentemente mais atraente do ponto de vista financeiro, corresponderia ao mandamento da diversificação e além disso contribuiria para estabilização econômica e política dessa grande área que vem ganhando importância geopolítica também para a Europa.³

Torna-se, por isso, necessário um maior engajamento da UE na economia energética, com salvaguardas políticas, porque, principalmente depois da expansão da UE e da OTAN para o leste, a UE não pode mais isolar-se das numerosas instabilidades daquela área. Há também consideráveis dúvidas sobre a capacidade da Rússia em

3. Cf. UMBACH, 2004 (a ser publicado em breve como “DGAP-Analyse”).

avançar durante as próximas duas décadas com a modernização da sua própria economia energética – levando-se em conta consideráveis investimentos estrangeiros, num volume de até 600 bilhões de dólares, até um ponto que permita efetivar a exportação de energia à Europa no volume planejado por Moscou. Por isso, conviria que, do ponto de vista da UE, paralelamente a uma expansão da importação de energia da Rússia, também aquela da Ásia Central e da Bacia do Cáspio e, em menor medida, também da África, se tornasse parte integrante da estratégia europeia de segurança de suprimento energético de longo prazo, caso não se queira que a dependência das importações europeias de energia em relação à Rússia, ao Oriente Médio e à OPEP aumente ainda mais.

7. Perspectivas

Nos últimos dez anos a demanda global de petróleo duplicou em comparação com os 20 anos precedentes. Além disso multiplicam-se os indícios de que, apesar das crescentes reservas mundiais de petróleo, os campos petrolíferos esgotados vêm sendo substituídos mais lentamente por novos. Por isso, muitos dos prognósticos sobre as atuais reservas de petróleo podem revelar-se como excessivamente otimistas. Tendo em vista a alta concentração das reservas de petróleo e gás natural na “elipse estratégica” do “Oriente Médio Expandido”, da demanda global em crescimento mais rápido que o esperado, principalmente da Ásia, e a crescente dependência da UE, da Ásia e dos UEA de importações de petróleo e gás natural de menos países produtores, além de tudo instáveis, cada vez menos se podem excluir quebras de fornecimento e gargalos de suprimento em consequência de atentados terroristas, distúrbios políticos e greves ou catástrofes naturais.

Mesmo se a UE conseguir implementar com sucesso seu ambicioso programa de fomento de energias renováveis, que visa suprir em 2010 20% da demanda de energia elétrica e 12% da demanda total de energia a partir de energias renováveis, a perspectiva de

médio prazo é que será necessário lançar mão de todos os vetores energéticos para fazer frente aos desafios globais da economia energética, sob maior consideração da segurança do suprimento à Europa em consequência do rápido crescimento da demanda global, do aumento das importações próprias de petróleo e gás natural de regiões politicamente instáveis, bem como de outros fatores geopolíticos. Quanto à questão das opções de energia nuclear e carvão de um lado e das energias renováveis de outro, não se trata de “ou...ou”, mas de “tanto...quanto”, e de uma orientação mais equilibrada da política energética alemã e européia em função dos três objetivos de segurança de suprimento energético, compatibilidade ambiental e economicidade.

Até agora, porém, nem a Alemanha nem a UE sequer se aproximam de estar preparadas para os desafios da segurança energética internacional; ainda não desenvolveram uma estratégia comum de segurança de suprimento energético e os correspondentes mecanismos adequados de criação de estoques críticos, conforme a Comissão Européia tem criticado repetidamente.

Diante disso, é animador o recente Diálogo de Cooperação Asiática (*Asian Cooperation Dialogue* – ACD), também chamado de “Iniciativa Qingdao”, que visa ao fortalecimento da cooperação energética regional. Este desperta a esperança de que a fome dos países asiáticos por energia possa no futuro ser resolvida em forma de cooperação e não de confronto no sentido de crescente concorrência pelos recursos ou até por meio de conflitos militares em torno dos recursos. Para vencer os desafios globais e impedir o surgimento de conflitos em torno dos recursos seria útil também um diálogo inter-regional UE-Ásia sobre cooperação energética, tal como recentemente propôs e especificou um relatório do Conselho para Cooperação Asiático-Européia (*Council for Asia-Europe Cooperation* – CAEC) para o processo ASEM (*Asia-Europe Meeting*).⁴

4. Cf. GODEMENT et al, 2004.

Referências bibliográficas

- GODEMENT, François, NICOLAS, Françoise, YAKUSHIJI, Taizo (Eds.). *Asia and Europe. Cooperating for energy security. A Council for Asia-Europe Cooperation (CAEC)-Task Force Report.* Paris, 2004.
- MÜLLER, Friedemann. *Klimapolitik und Energieversorgungssicherheit.* Zwei Seiten derselben Medaille, SWP-Studie. Berlim, 2004.
- UMBACH, Frank. *Globale Energiesicherheit.* Strategische Herausforderungen für die europäische und deutsche Außenpolitik. Munique, 2003.
- . *Security partnership and strategic energy resources – Implications for CSFP and a Common EU Strategy.* A Strategic Policy Paper on behalf of the European Parliament. Berlim, janeiro de 2004 (a ser publicado em breve como “DGAP-Analyse”).

Resumo

O artigo mostra que a problemática da segurança energética internacional em futuro breve ou médio não reside tanto na finitude das reservas de petróleo e gás, mas primariamente no acúmulo de crises regionais e instabilidades políticas internas nos países produtores de petróleo e gás, nas crescentes limitações de capacidades de produção livres em consequência da pressão competitiva global e num aumento inesperado e rapidamente crescente da demanda global de petróleo, bem como em uma gigantesca demanda de investimentos em nova infra-estrutura.

Tendo em vista a crescente dependência da UE, da Ásia e dos UEA de importações de petróleo e gás natural de menos países produtores, além de tudo instáveis, afirma-se que cada vez menos se podem excluir quebras de fornecimento e gargalos de suprimento em consequência de atentados terroristas, distúrbios políticos e greves ou catástrofes naturais.

Por fim, aponta-se que, até agora, porém, nem a Alemanha nem a UE sequer se aproximam de estar preparadas para os desafios da segurança energética internacional; e que ainda não desenvolveram uma estratégia comum de segurança de suprimento energético e os correspondentes mecanismos adequados de criação de estoques críticos, conforme a Comissão Europeia tem criticado repetidamente.

Gás natural: matéria contenciosa na América do Sul*

JÖRG HUSAR
GÜNTHER MAIHOLD

Como se os ambiciosos modelos de industrialização do passado nunca tivessem existido, a América do Sul vem retornando desde a década de 1980 cada vez mais abertamente ao seu antigo papel de fornecedora de matérias-primas. Em relação à sua riqueza mineral, voltam-se a enfatizar as vantagens comparativas da região no âmbito da economia das matérias-primas. No momento, esta tendência se reforça ainda mais pelo fato de a China circular pelo subcontinente como novo parceiro faminto de matérias-primas (vide *América Latina em Foco*, 10/2005). Esta nova concentração em exportações de matérias-primas de baixo grau de processamento traz consigo um grande número de possíveis conflitos no âmbito das tensões entre país(es), empresas multinacionais, sindicatos, grupos indígenas e a sociedade civil. Tanto dentro como entre os países, o potencial de conflito relativo às matérias-primas resulta de uma série de fatores: a distribuição geográfica desigual das jazidas, considerações geopolíticas, vias de transporte alternativas, insegurança jurídica, disfunções regulamentares no mercado, bem como a instabilidade da política monetária e econômica da região e

* Publicado originalmente em *Brennpunkt Lateinamerika*, Institut für Iberoamerika-kunde Hamburg, n. 11, p. 129-140, jun. 2005.

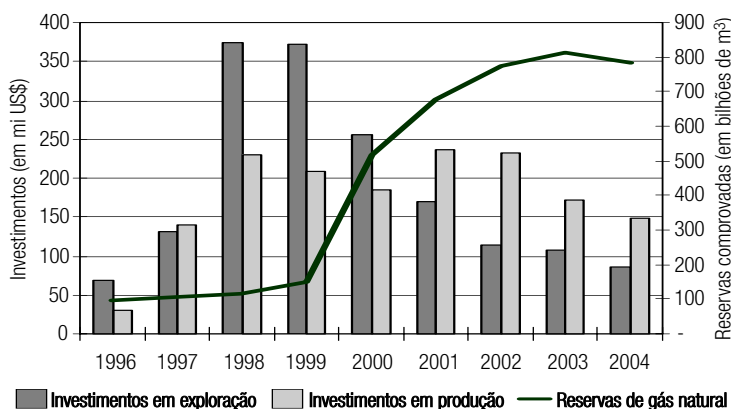
os conflitos relativos à participação das empresas multinacionais e a distribuição social da renda. A complexa interdependência das mencionadas áreas de conflito ficou evidente nas últimas semanas com a escalção das desavenças políticas internas na Bolívia, mas será demonstrada a seguir também no exemplo da Argentina em suas relações com o Chile.

1. Gás natural na Bolívia – a luta pelo controle de um “recurso estratégico”

As reservas de gás natural da Bolívia, hoje com 810 bilhões de metros cúbicos, ocupando o segundo lugar em tamanho no subcontinente sul-americano, tornaram-se politicamente explosivas durante o primeiro mandato do presidente Gonzalo Sánchez de Lozada (1993-1997). Depois de 60 anos de controle estatal do setor de óleo e gás, o governo de La Paz promoveu em 1996 a “capitalização” da empresa estatal *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos* (YPFB), com o objetivo de direcionar parte da receita auferida a um fundo nacional de pensões. Para regulamentar a exploração das jazidas bolivianas de óleo e gás, promulgou-se a *Ley 1689 de Hidrocarburos*, a qual, de mãos dadas com um decreto presidencial, transferiu de fato a propriedade do gás natural boliviano às empresas exploradoras: enquanto na Argentina o artigo 1º da lei definiu formalmente que as reservas de óleo e gás são propriedade direta e inalienável do Estado, aquele decreto, promulgado dois dias antes do término do primeiro mandato de Sánchez de Lozada, regulamentou a transferência da posse para a empresa exploradora imediatamente a partir do afloramento à superfície na torre de perfuração. Com isso, o papel do Estado no setor boliviano de gás ficou reduzido à coleta de impostos e contribuições, além da concessão dos direitos de lavra. Além disso, os tributos sobre a produção de óleo e gás foram reduzidos de até então 50% (sobre o preço auferido ex-torre de perfuração) para 18%. Tendo em vista essa carga tributária extraordinariamente baixa em termos internacionais, a “corrida” à Bolívia como sítio de

exploração de óleo e gás não se fez esperar: os investimentos do setor de óleo e gás elevaram-se rapidamente de US\$ 99,04 milhões (1996) para US\$ 604,81 milhões (1998). Entre 1996 e 2004 investiu-se um total de US\$ 3,25 bilhões em exploração e, com certa defasagem, em produção. Desde então os grandes participantes do negócio internacional de óleo e gás estão presentes na Bolívia, principalmente a *RepsolYPF* (24,8% das reservas), a *British Gas* (16,1%), a *TotalFinalElf* (14,0%), a *Petrobras* (13,8%), a BP (10,5%), a *Maxus* (9,7%) e a *Exxon Mobil* (6,8%). Segundo consta no Gráfico 1, os esforços exploratórios foram muito bem-sucedidos: em seis anos, as reservas comprovadas de gás mais do que setuplicaram.

Gráfico 1. *Investimentos no setor boliviano de óleo e gás e desenvolvimento da reservas de gás natural comprovadas.*



Fonte: Apresentação própria baseada em dados da YPFB (www.ypfb.gov.bo/).

1.1 O que fazer com todo esse gás?

A questão dos consumidores e mercados

Para a Bolívia, um país andino que internacionalmente pode ser considerado um “anão energético”, levanta-se a questão de como

transformar essa riqueza de gás natural em valor. O suprimento energético primário do país é coberto em 27,1% por gás natural; o consumo anual é de aproximadamente um bilhão de metros cúbicos (Argentina: 33 bilhões de m³; Brasil: 9 bilhões de m³). Incluindo-se o atual nível de exportações, as reservas até agora comprovadas ainda durarão mais de um século. Portanto, a Bolívia se defronta com o desafio de utilizar o gás natural para o desenvolvimento da sua própria indústria e de abrir mercados de exportação. Não faltam propostas de como utilizar o gás natural boliviano para a industrialização do país: uma possibilidade seria a implementação de um complexo petroquímico e de usinas elétricas para exportação ao Brasil, a produção de fertilizantes, bem como a instalação de fábricas de liquefação de gás, nas quais o gás natural é transformado em óleo diesel por incorporação de oxigênio e fracionamento. No entanto, nenhum desses projetos passou até hoje além das fases de estudos de viabilidade. Como principal empecilho para tais investimentos bilionários menciona-se acima de tudo a insegurança jurídica.

1.2 Exportações e seus cenários

De qualquer forma, a Bolívia já exporta seu gás para a Argentina (2004: 797,9 milhões de m³, no valor de US\$ 49,1 milhões) e para o Brasil (7,1 bilhões de m³, no valor de US\$ 540,9 milhões). No caso do Brasil (gasoduto *Gasbol*, capacidade de 30 milhões de m³/dia, preço de exportação: US\$ 2,12 / milhão de BTU¹) as quantidades efetivamente fornecidas ficam muito abaixo daquelas contratadas em 1996: o contrato com validade de 20 anos já previa a plena utilização do gasoduto a partir de 2003, mas as quantidades retiradas pelo Brasil a cada ano ficaram apenas pouco acima do respectivo volume mínimo no esquema “pegue-ou-pague”. A pouca demanda do Brasil se explica em parte pelas medidas de raciona-

1. BTU = *British Thermal Unit*

mento durante os gargalos energéticos de 2001/2002, que levaram a um aumento da eficiência energética e com isso a uma redução da demanda. Acrescenta-se a isso que a construção do gasoduto tinha vinculação direta com planos de construção de várias usinas termoeletricas movidas a gás natural no Brasil, que deveriam contribuir para reduzir a dependência do país em relação à hidroeletricidade. Com a desvalorização do real em janeiro de 1999, porém, esses planos foram descartados. Subitamente, o gás natural boliviano, faturado em dólares, perdeu a atratividade. Desde então o lado brasileiro vem se empenhando tenazmente em uma renegociação do preço ou das quantidades “pegue-ou-pague”, mas o lado boliviano só quer concordar com isso sob a condição de uma ampliação de capacidades. Como sinal de solidariedade com o presidente Mesa, Lula suspendeu temporariamente as negociações em outubro de 2003.

Com a atual crise energética (vide abaixo), a Argentina, tradicional país exportador direto, encontra-se atualmente forçada a importar gás natural. Isto é feito através do gasoduto *Yabog* (capacidade: 6,5 milhões de m³/dia). Esse gasoduto foi utilizado de 1972 a 1999 para exportações *da Argentina para* a Bolívia e foi reativado em junho de 2004 em sentido oposto. Embora os fornecimentos bolivianos (inicialmente 4 milhões de m³/dia a US\$ 1,50 / milhão de BTU; a partir de janeiro de 2005: 6,5 milhões de m³/dia a US\$ 2,08/MBTU) tenham sido declarados como solução emergencial, no futuro previsível a Argentina terá de continuar a importar gás natural boliviano.

Seguramente o vizinho Chile já seria há tempo cliente do gás natural boliviano, não fosse o conflito em torno do acesso marítimo boliviano, perdido na Guerra do Pacífico (1879-1883). O Chile cobre 25,2% da sua demanda primária de energia com gás natural e atualmente depende em até 70% de importações de gás da Argentina. Tendo em vista a crise energética de lá, acompanhada de severos gargalos de gás natural (vide abaixo), o Chile tem grande interesse em diversificar suas fontes de gás. No entanto, a situação

está enclalhada: desde 1978 a Bolívia e o Chile não mantêm relações diplomáticas. Será difícil imaginar fornecimentos de gás natural até uma recomposição das relações bilaterais.² O Chile considera a questão do Pacífico como liquidada por meio do Tratado de Paz de 1904 e aponta o fato de que a Bolívia já goza de livre acesso a todos os portos do Chile no Pacífico. A Bolívia, por seu lado, reivindica – inclusive por meio de exigências maciças de parte da política externa do presidente Mesa – um “acesso vantajoso, livre e soberano” na forma de um corredor de 10 km de largura a aproximadamente 160 km de comprimento ao longo da fronteira chileno-peruana, o que, porém, requereria um acordo trilateral. A posição geográfica da Bolívia no “coração do continente” abre, portanto, perspectivas ambivalentes: por um lado, os únicos três importadores sul-americanos de gás até agora (Argentina, Brasil e Chile) são seus vizinhos diretos; por outro, o conflito com o Chile constitui um maciço empecilho não só para exportações diretas como também para exportações de gás liquefeito para a América do Norte.

1.3 Exportações de gás liquefeito para a América do Norte

No suprimento energético da América do Norte o gás natural exerce um papel importante: entre 23,5% (EUA) e 29,9% (Canadá) da energia primária é obtida de gás natural. Além disso, os três países do NAFTA têm em comum que as reservas locais comprovadas só bastarão para aproximadamente mais sete a nove anos, se for mantido o atual nível de produção.

Por isso, o mercado norte-americano de gás liquefeito oferece um enorme potencial: segundo prognósticos da Agência Internacional de Energia (IEA), o consumo de gás liquefeito da região au-

2. Neste contexto, as exportações de petróleo para o Chile parecem um tanto despropositadas (oleoduto *Sica Sica – Arica*, 20.000 barris/dia). São justificadas com o argumento de que a Bolívia só fornece ao Chile aquela parte do seu petróleo que as refinarias bolivianas não conseguem processar.

mentará de 14 bilhões de m³ (2003) para 196 bilhões de m³ (2030). Atualmente 10 bilhões de m³ do gás liquefeito importado para a América do Norte provêm do Caribe (Trinidad & Tobago), e até 2030 deverão ser 72 bilhões de m³ de fontes sul-americanas. Este prognóstico baseia-se na premissa de que na parte sul do continente se possa completar uma série de projetos de gás liquefeito planejados e em parte já em construção.

Tabela 1. *Gás natural nas Américas (2003).*

	Reservas (bilhões de m ³)	Produção (bilhões de m ³)	Reservas (em anos, com produção constante)	Participação do gás natural no suprimento primário de energia	Participação do gás natural na geração de energia elétrica	Parcela de importações no consumo de gás natural
Argentina	766,18	42,43	18,06	49,4%	45,9%	-
Bolívia	810,70	7,62	106,33	27,1%	27,3%	-
Brasil	245,34	14,72	16,67	6,5%	3,8%	36,2%
Chile	44,00	2,18	20,22	25,2%	25,1%	70,9%
Colombia	188,04	8,01	23,46	21,1%	16,8%	-
Peru	246,79	1,84	133,79	4,2%	4,5%	-
Trinidad & Tobago	587,90	26,95	21,82	99,7%	99,5%	-
Venezuela	4.147,45	33,75	122,88	40,8%	22,2%	-
Canadá	1.660,00	180,50	9,19	29,9%	5,7%	4,0%
México	420,51	57,63	7,30	24,5%	32,1%	15,9%
EUA	5.230,00	549,50	9,52	23,5%	17,7%	17,3%

Fontes: OLADE (Colunas 1-3), IEA (Colunas 4-6), BP Statistical Review of World Energy (USA/Canadá).

Após as espetaculares descobertas de gás natural na Bolívia e em seqüência à *Ley de Hidrocarburos* de 1996, em dezembro de 2001 o consórcio de gás liquefeito *Pacific LNG* (*RepsolYPF, British Gas*: 37,5% cada; *Panamerican Gas*: 25%) iniciou negociações com o provedor de energia americano *Sempra Energy*. O guarda-chuva da *Pacific LNG* reúne três parceiros internacionalmente ativos: as empresas do consórcio não detêm apenas os direitos de extração no Campo Margarita (Tarija), uma das maiores jazidas de gás da América Latina (380 bilhões de m³), incluindo as reservas prováveis, mas são também os operadores da até agora única unidade de liquefação de gás do continente em Trinidad & Tobago, onde assumiram o nome de *Atlantic LNG*.

Por um preço ex-torre de perfuração entre US\$ 1,05 e US\$ 1,55 / MBTU seria embarcado para os EUA num prazo de 20 anos um total de 168 bilhões de m³ de gás natural, o que corresponde a aproximadamente um quinto das reservas bolivianas confirmadas até hoje. Originalmente planejavam-se investimentos no montante de US\$ 6 bilhões em um gasoduto do Campo Margarita até o porto de Mejillones (Chile), bem como em um terminal de liquefação naquela área portuária. A *Sempra Energy* transportaria o gás liquefeito em navios-tanque especiais até sua unidade de regasificação ainda em construção em Costa Azul (México) (custo: US\$ 600 milhões; capacidade: 28 milhões de m³/dia), para conduzi-lo de lá via gasoduto para a Califórnia. No entanto, o projeto enfrentou forte oposição na Bolívia por causa da utilização de um porto chileno e da acusação de que o preço de exportação seria excessivamente baixo.

1.4 A “Guerra do Gás” da Bolívia (2002-2003)

“*La Guerra del Gas*” – “a guerra do gás” foi o *slogan* inventado por Evo Morales, o líder dos plantadores de coca da Bolívia, sob o qual transcorreu o primeiro conflito nacional sobre o controle e a exploração das jazidas de gás. No segundo semestre de 2003, as negociações com o Chile sobre o gasoduto de exportação já estavam

na fase final, mas ao mesmo o tempo o governo Sánchez de Lozada manteve a opção – principalmente para tranqüilizar o público – de realizar a exportação através do porto de Ilo (Peru). No entanto, a *Pacific LNG*, baseada num estudo da *Bechtel Corporation*, já havia comunicado que a rota de transporte peruana seria 240 km mais longa, US\$ 700 milhões mais cara e por isso antieconômica.

Não surpreende que estudos peruanos tenham estimado o volume dos investimentos em menos da metade. Naquele vizinho do norte, o consórcio operador da jazida de gás *Camisea (Hunt Oil/SK Corporation/Techint)* está planejando sob a designação de *Peru LNG* um projeto concorrente ao do da *Pacific LNG*. Diante da perspectiva de tornar-se o maior exportador sul-americano de gás liquefeito, o lado peruano tentou conquistar a *Pacific LNG* para a construção do terminal de exportação em Ilo. A decisão de aprovação do porto de exportação deveria ter sido tomada em La Paz até novembro de 2003 e a assinatura do contrato estava prevista para dezembro.

Depois que o presidente boliviano em exercício, Sánchez de Lozada, viajou em 13 de setembro de 2003 ao México para negociações e, tendo aos poucos vazado a informação de que as negociações com o Chile estavam em vésperas de conclusão, os acontecimentos se precipitaram. Numa situação em que as pesquisas indicavam que apenas 9% da população boliviana ainda apoiava o seu presidente, enquanto 74% o rejeitavam, a nova atualização da questão do Pacífico resultante do trajeto do gasoduto se encaixou bem nos planos dos líderes dos diversos movimentos de protesto: Evo Morales (*Movimiento al Socialismo*, MAS) sublinhou sua exigência de anulação dos contratos com as empresas de gás e petróleo e de um referendo sobre as exportações de gás; Felipe Quispe, líder do *Movimiento Indígena Pachacuti* (MIP) e da *Confederación Sindical Única de Trabajadores Campesinos de Bolivia* (CSUTCB), de qualquer modo já se encontrava em greve de fome com mais de mil trabalhadores rurais e ameaçou “sitiar” La Paz e “desencadear uma guerra civil”.

A resposta do ministro da Defesa boliviano, Carlos Sánchez, de que nesse caso o exército estaria disposto a uma decidida intervenção, foi um primeiro sinal do nervosismo e do desamparo do governo. Nas semanas subseqüentes, o debate em torno do gás se sobrepôs às mais diferentes problemáticas regionalmente diferenciadas da Bolívia para formar uma mistura explosiva, a *Guerra del Gas* seguiu seu curso e levou à renúncia do presidente Sánchez de Lozada. Na seqüência, o vice-presidente Carlos Mesa assumiu o cargo.

Muitos dos grupos de protesto do país tentaram capitalizar para si a situação convulsa a fim de impor seus interesses no contexto do debate em torno da utilização do recurso “gás”. Paralelamente à inimizade comum ao Chile, os diversos grupos compartilham uma aversão geral aos EUA, a empresas multinacionais e ao Fundo Monetário Internacional. O espectro das reivindicações se estendeu de aumentos de salário via subvenções aos pequenos agricultores até a reversão da política de privatizações (cf. *Brennpunkt Lateinamerika* 21/2003).

1.5 Referendo e nova lei

O novo presidente, Carlos Mesa, que se distanciara de Sánchez de Lozada durante a Guerra do Gás, nomeou após sua posse um “gabinete sem partidos” e assegurou que pretendia de fato realizar o referendo sobre a utilização das reservas de gás e petróleo anunciado pelo seu antecessor. Nove meses depois, em 17 de julho de 2004, os bolivianos responderam a todas as cinco perguntas do referendo majoritariamente com “sim”.³ Em vista da formulação das perguntas, porém, não houve consenso sobre o que significaria esse “sim” para a prática política. A oposição enxergou ali uma confirmação da sua reivindicação de completa estatização da indústria de gás e petróleo e da rejeição do projeto de liquefação de gás. As elites do Departamen-

3. O enunciado das perguntas consta em www.bolivia.gov.bo/bolivia/paginas/referendum/htm.

to de Tarija, rico em gás (87,5% das reservas) e de Santa Cruz (9,3% das reservas), por sua vez, interpretaram o resultado como definitivo pontapé inicial para o preparo das exportações de gás liquefeito.

Diante de um projeto de lei do governo que (adicionalmente aos tributos existentes no valor total de 18%) previa a introdução de um imposto de 32% sobre o lucro, o MAS reagiu com um contra-projeto que pretendia elevar a carga tributária para efetivamente 50% por meio de um imposto direto. Finalmente, o Congresso aprovou em 5 de maio de 2005 uma nova lei, cujas características essenciais correspondiam ao projeto do MAS. As principais inovações dessa *Ley de Hidrocarburos 3058* são a introdução de um imposto direto no valor de 32%, a adaptação dos contratos existentes com empresas de gás e petróleo à nova legislação num prazo de 180 dias e a recondução da empresa de petróleo e gás *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos* (YPFB) à propriedade estatal.

Após um demorado confronto entre o Executivo e o Legislativo, que culminou em 7 de março de 2005 com a rejeição do pedido de renúncia de Mesa, finalmente o presidente do Congresso promulgou a lei em 17 de maio. Antes disso, Mesa se recusara a assinar a lei, mas para não exacerbar ainda mais o conflito em torno de sua pessoa e de sua posição crítica em relação à lei, ele também não a vetou.

A atitude ambivalente do presidente boliviano é em grande parte atribuível aos compromissos do seu altamente endividado país com o FMI: em uma carta de intenções por ocasião da prorrogação de um crédito *stand-by* no valor de US\$ 129 milhões concedido em 2003, o governo escreveu em junho de 2004 que se esforçaria por estabelecer um equilíbrio entre os desejos da população, por um lado, e a garantia de condições gerais adequadas para a ampliação de investimentos privados no setor de gás, por outro. Definitivamente, a nova lei errou esse alvo. As principais empresas de gás, entre elas a *RepsolYPF*, a *Total* e a *Petrobras*, já anunciaram que reduzirão imediatamente seus investimentos a um mínimo e que interporão uma queixa no *International Centre for Settlement of Investment Disputes*

(Banco Mundial). Diante da situação contratual, essas queixas podem muito bem ter êxito; no entanto, para além dessas questões legais, também os projetos como o complexo industrial petrolífero na fronteira boliviano-brasileira ficaram muito distantes.

1.6 Escalação dos conflitos: novas eleições como saída?

Para a oposição, contudo, a nova lei ainda não vai longe o suficiente; seu objetivo declarado é a estatização total da indústria de gás boliviana. Nas últimas semanas a central sindical COB e os adeptos de Evo Morales mobilizaram novamente as massas: bloqueios de estradas e marchas sobre o Parlamento, acompanhados de gargalos de suprimento de alimentos e combustíveis em La Paz e outras cidades, exacerbaram o clima político. Depois que em 6 de junho, no meio dos protestos, quinhentos manifestantes armados de dinamite haviam tentado invadir o palácio do governo, o presidente Mesa ofereceu novamente sua renúncia. Depois da aceitação do pedido de renúncia pelo Congresso boliviano em 9 de junho, o presidente da Corte Constitucional, Eduardo Rodríguez, assumiu a Presidência e anunciou a realização de novas eleições num prazo de seis meses.

Para essas novas eleições, o líder opositor Evo Morales pode prever boas chances de vitória e sucesso para o seu objetivo de uma assembléia constituinte. É verdade que a aprovação da sua política caiu de 40% (imediatamente após as eleições municipais de dezembro de 2004) para 21% em maio de 2005. Mas um resultado acima de 20% já poderia ser suficiente para ganhar as eleições, uma vez que também todos os seus adversários conhecidos não conseguirão alcançar uma aprovação maior.

As eleições municipais de dezembro último já consagraram o *Movimiento al Socialismo* de Evo Morales como o partido mais forte, com 18,4%, enquanto os partidos tradicionais foram rebaixados (cf. *Brennpunkt Lateinamerika* 06/2005). O ex-presidente conservador Jorge Quiroga, colocado como candidato adversário promissor, terá dificuldades em impor-se em tal cenário.

Uma vitória eleitoral de Evo Morales aprofundará ainda mais a cisão entre os departamentos ricos (em gás natural) de Santa Cruz e Tarija, de um lado, e o Altiplano pobre (onde Morales tem suas bases), de outro. Não é de se esperar que as elites de Santa Cruz e Tarija, que vêm pressionando por autonomia, aceitem sem resistência a determinação da estatização da indústria de petróleo e gás por um presidente Morales. Em ambos os departamentos há fortes comitês de cidadãos em atividade, cuja agenda imediata é um referendo em favor de maior autonomia em relação ao Estado centralizado. Esses comitês receberam do presidente Carlos Mesa a promessa final de realização de um referendo sobre a concessão de maior autonomia simultaneamente com a eleição de integrantes de uma assembléia constituinte, em 16 de outubro. Tendo em vista as novas eleições, é duvidoso se tal referendo será realizado. Certamente a pressão neste sentido sobre o presidente Rodríguez aumentará, e a conservação da Bolívia como estado unitário torna-se assim cada vez mais precária.

O projeto de autonomia das elites nas terras baixas do sul e do leste, que visa principalmente assegurar as receitas de petróleo e gás, enfrenta o projeto extremista de Felipe Quispes, que vem se empenhando nas terras altas com seu *Movimiento Indígena Pachacuti* por uma espécie de nação *Aimara* (“*Qulassuyu*”). Um tópico importante da agenda indígena, além de uma autonomia ainda maior – que se pretende defender na assembléia constituinte – é também o gás natural: em uma declaração intitulada “*Aruskipasipxañani*” do *Consejo Nacional de Ayllus y Markas del Qullasuyu* (Representação dos aimarás, quíchuas e urus), exige-se entre outras coisas a soberania administrativa independente sobre os recursos do território indígena, a consideração de noções indígenas do trato com a natureza e a participação na decisão sobre exportações de gás natural para os Estados Unidos. Diante da excessiva polarização ideológica a que entrementes esta questão ficou sujeita, a obtenção de um consenso nacional sobre esta questão deverá apresentar-se como empreendimento muito difícil para qualquer presidente possível.

1.7 Posições extremadas na política de gás natural

No esforço de criar condições atraentes para investimentos no setor de petróleo e gás, a Bolívia claramente passou dos limites com a antiga *Ley de Hidrocarburos* de 1996. É verdade que o abundante ingresso de capital no país permitiu explorar em grau considerável novas jazidas de gás natural e executar na forma do gasoduto *Gasbol* um dos maiores projetos de infra-estrutura da América do Sul, mas não foi possível convencer a população de que as vantajosas condições de aporte desses investimentos se justificassem. O receio de que, depois da prata e do estanho, com o gás seja desperdiçada levemente a última chance de prosperidade, cria na Bolívia uma grande sensibilidade em relação a modelos de extração supostamente predatórios. Com a suspensão da política favorável a investimentos por meio da promulgação da nova *Ley de Hidrocarburos* 3058, o país se encaminha agora para uma posição diametralmente oposta: caso se imponham aquelas forças que defendem a plena estatização da indústria de petróleo e gás do país, não só o *know-how* e o capital dos grupos empresariais multinacionais se perderá, mas também ocorrerá uma perturbação persistente do relacionamento com as organizações financeiras internacionais centrais para a Bolívia, bem como com os países vizinhos, a Argentina e o Brasil. Ambos os países têm importantes interesses no setor boliviano de óleo e gás: o Brasil em razão do extraordinário empenho da *Petrobras* na Bolívia, a Argentina por causa dos seus gargalos domésticos de gás natural. Também as influentes elites econômicas da Bolívia não deixarão passar inertes uma política estatizante. Caso, portanto, a Bolívia não consiga formular uma política moderada de matérias-primas, o gás natural continuará sendo um núcleo de cristalização de múltiplas constelações conflituosas – às vezes bem-vindo para a política tanto interna como externa – e também exacerbará as tendências separatistas dentro do país, a ponto de alguns observadores já falarem da possibilidade de guerra civil.

2. Gás natural na Argentina

Semelhantemente ao que ocorreu na Bolívia, também o setor de óleo e gás da Argentina recebeu significativos investimentos na esteira das privatizações no início da década de 1990, durante o governo Menem. Após a privatização da empresa estatal YPF (*Yacimientos Petrolíferos Fiscales*; hoje *RepsolYPF*) e da ampla abertura da indústria a montante e a jusante, o Banco Mundial registrou entre 1990 e 1997 onze projetos de infra-estrutura de transportes, com investimentos no valor de US\$ 6,3 bilhões. Em nenhum outro país em desenvolvimento se investiu mais em infra-estrutura de gás natural em período igual. No entanto, a crise dos anos 2001/2002, com a desvalorização do peso e o congelamento dos preços da energia, paralisou em pouco tempo o setor energético argentino. O governo e as empresas acusam-se mutuamente de responsabilidade pela oferta deficiente de energia. O presidente Kirchner acusa as empresas de terem transferido seus lucros ao exterior durante os lucrativos anos 90, para então virar as costas ao país durante a crise.⁴ O lado empresarial contrapõe a isso que, diante da conversão dos créditos e débitos em dólar para pesos (*pesificación*) e dos preços de energia congelados em baixo nível, simplesmente não houve incentivos para investir em exploração ou na infra-estrutura de produção e distribuição.

2.1 Da crise econômica à crise energética

O ano de 2004 caracterizou-se na Argentina por gargalos energéticos. Alguns observadores defendem a opinião de que os gargalos de suprimento sejam parte de uma estratégia das empresas

4. Segundo um relatório interno da agência reguladora argentina ENARGAS, entre 1992 e 2001 as onze empresas privadas do setor de gás no país teriam distribuído US\$ 3,9 bilhões (81% dos lucros) aos acionistas (cf. *International Gas Report* nº 493, de 13.12.2004, p. 24).

extratoras para elevar os preços administrados (cf. KOZULJ, 2005). As empresas teriam chegado a exacerbar propositadamente os gargalos para tornar necessárias as importações de gás natural da Bolívia, para exercer mais pressão de preços sobre o governo argentino por meio dessa alavanca. Deve-se levar em conta, no caso, que nos fornecimentos boliviano-argentinos de gás os fornecedores e clientes são muitas vezes subsidiárias do mesmo grupo (por exemplo, *RepsolYPF* e *Repsol Andina de Bolivia*). Com efeito, o governo argentino aprovou em abril de 2004 uma lei regulamentadora (*Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural em Punto de Ingreso al Sistema de Transporte*), que prevê uma elevação sucessiva de preços até julho de 2005 (ou julho de 2006 para os domicílios). Em contrapartida, as empresas tiveram de fornecer garantias de suprimento às usinas elétricas. Outro sinal do sucesso da estratégia dos provedores de energia argentinos é o fato de que o Ministério da Energia anunciou investimentos estatais em infra-estrutura de mais de 11 bilhões de pesos (US\$ 3,8 bilhões) em seu *Plano Energético 2004-2008*, por falta de iniciativas privadas.

2.2 Integração nos setor energético sul-americano – a Venezuela como curinga?

A Argentina, tradicional exportador líquido de energia, necessitou diante dos gargalos do gás de ajuda da Bolívia, do Brasil e da Venezuela.⁵ Diante da Bolívia, a Argentina teve de comprometer-se a não transferir uma molécula sequer de gás boliviano para o Chile. De fato, porém, as importações de gás possibilitaram uma elevação das exportações de gás argentino para o Chile, que no pi-

5. A Venezuela comprometeu-se a fornecer um total de 8 mi de barris de óleo pesado entre maio e outubro de 2004. De julho a novembro de 2004, o Brasil forneceu 500 megawatts de energia elétrica, o que corresponde a um alívio de aproximadamente 2,5 mi m³ de gás natural por dia. A partir de junho de 2004 importaram-se adicionalmente 4 mi m³ de gás natural por dia da Bolívia através do gasoduto *Yabog* reinaugurado.

co da crise em junho de 2004 haviam caído a apenas 45% da quantidade contratual. Sem considerar o caráter fortemente improvisado do apoio regional à Argentina, Hugo Chávez interpretou a solidariedade dos países sul-americanos como prova do avanço da integração em questões energéticas. Seu projeto de criar com a *Petrosur* uma empresa energética estatal multinacional encontra-se até agora – principalmente diante do limitado entusiasmo brasileiro – ainda nos estágios iniciais. De qualquer forma existe desde maio de 2004 na Argentina novamente uma empresa energética estatal (ENARSA) e também na Argentina volta a existir um ponto de apoio para tais planos com a recentemente reestatizada YPF. As reservas de gás da Venezuela, de longe as maiores da América do Sul, poderiam constituir assim o trunfo decisivo para o projeto de integração da comunidade sul-americana de Estados perseguida por Hugo Chávez.

2.3 A crise energética argentina e seus efeitos sobre o Chile

A Argentina está conectada ao Chile por meio de sete gasodutos internacionais, construídos entre 1996 e 1999. As reservas de gás natural do próprio Chile são bastante limitadas (44 bi m³) e a produção anual está há anos estagnada num baixo nível (2003: 2,18 bi m³). Graças às importações da Argentina, o consumo anual de gás natural no Chile cresceu entre 1993 e 2002 de 1,73 bi m³ para 6,45 bi m³. No total, o Chile supre aproximadamente um quarto do seu consumo de energia primária com gás natural, importado em mais de 70% da Argentina, o único fornecedor de gás natural do país. Em 2004 surgiram consideráveis tensões nas relações entre a Argentina e o Chile, porque o governo Kirchner restringiu as exportações ao país vizinho em razão de gargalos internos, contrariando as disposições contratuais. Embora entretantes a situação se tenha aliviado, no início de 2005 os fornecimentos de gás da Argentina ainda estavam 13% abaixo da quantidade contratada (dados segundo a Comissão Nacional de Energia do Chile).

3. Chile: em busca de novos fornecedores

Tendo em vista a situação insegura do seu suprimento, o Chile está agora no mundo todo em busca de novos fornecedores. A licitação da *Empresa Nacional del Petroleo* (ENAP) para o assim chamado *Proyecto GNL*, um terminal de importação de gás liquefeito próximo a Santiago do Chile já está em andamento. O *Proyecto GNL* poderia ser suprido com gás liquefeito do Peru (*Peru LNG*) ou da Indonésia, assegurando assim o suprimento de duas termoeletricas chilenas movidas a gás natural. Isto, porém, custaria algo entre US\$ 4,00 e US\$ 4,50 / mi BTU, em vez dos US\$ 2,50 com que as usinas chilenas calculavam até agora.

Por isso, uma alternativa interessante seriam fornecimentos de gás via gasoduto do Peru: a *Tractebel*, pertencente ao grupo francês *Suez*, já está realizando um estudo de viabilidade de um gasoduto de 1.150 km de Pisco (Peru) a Tocopilla (Chile). No entanto, o lado peruano aprovará esse gasoduto apenas como suplementação de eventuais fornecimentos de gás liquefeito, tendo em vista seu grande interesse na realização do projeto de liquefação de gás *Peru LNG*. Caso, porém, a construção do gasoduto se confirme, também haveria possibilidade de fornecimento de gás natural do Peru à Argentina via Chile através dos cronicamente ociosos gasodutos *Norandino* (operado pela *Tractebel*) e *Gasatacama*. Isto poderia representar uma solução de médio prazo para os problemas energéticos da Argentina depois que os planos de construção de um novo gasoduto entre a Bolívia e a Argentina (*Gasoducto del Noreste Argentino*, capacidade: 20-30 mi m³/dia) foram abandonados na Bolívia por falta de rentabilidade em consequência da promulgação da nova *Ley de Hidrocarburos*.

4. Conclusão

Os recentes acontecimentos na Bolívia demonstraram que mais do que nunca o gás natural constitui um recurso estratégico no subcontinente sul-americano. O ex-presidente boliviano Carlos Mesa

chegou até ao ponto de solicitar por meio de um referendo a confirmação do status de recurso estratégico para o gás. Com sua drástica reversão na política de gás natural, a Bolívia está agora claramente em vias de isolar-se internacionalmente. Sob as condições da nova *Ley de Hidrocarburos 3058* não será possível obter os investimentos necessários para a abertura de novos mercados. As empresas de gás já estabelecidas no país registrarão queixa por quebra de contrato e, de resto, tratarão de limitar seus prejuízos a fim de salvaguardar seus investimentos. Não será assim que se criará uma Bolívia próspera.

No entanto, os efeitos negativos da prevista inatividade no setor boliviano de gás natural não param na fronteira. As esperanças argentinas de uma rápida solução para sua crise energética de fabricação doméstica foram desiludidas, o Chile mostra grande empenho em importar gás liquefeito do Peru ou da Indonésia, com disposição de pagar até 80% a mais pelo seu gás natural. Em prejuízo de todos, a Guerra do Pacífico de 122 anos atrás continua produzindo aqui conseqüências nada menos que absurdas: no Chile haverá necessidade de enormes aportes financeiros para assegurar o suprimento energético, enquanto no país vizinho as segundas maiores jazidas de gás natural da América do Sul não encontram consumidor. Fica apenas a esperança de que os dois países cheguem a uma solução amigável dos seus tradicionais conflitos na questão do Pacífico. No momento, as chances disso devem ser consideradas pequenas, por se vincularem a questões de status de grande carga histórica. O ministro chileno da Economia e Energia, Rodríguez Grossi, não se cansa de enfatizar que o Chile jamais pediu gás natural à Bolívia e que o seu governo também não planejará fazer isso no futuro. Se a “Comunidade dos Países Sul-Americanos” fosse levada a sério como tal, tais conflitos do passado não deveriam bloquear as chances para o futuro. Por outro lado, a China vem como nova potência faminta de recursos encenar atualmente na América do Sul um espetáculo regional que, aos olhos de muitos dos participantes do subcontinente, faz amadurecer os “mais doces frutos”. Nesse sentido, os interesses que cercam o gás não constituem exceção.

Referências bibliográficas

- CEPAL. La inversión extranjera en América Latina y el Caribe. Santiago de Chile, 2005. (www.cepal.cl/publicaciones/DesarrolloProductivo/9/LCG2269PE/IED-2004.v.word.pdf).
- FUNDACIÓN BOLIVIANA para la Capacitación Democrática y la Investigación (Org.). Gas natural en Bolivia. Desafíos y perspectivas. La Paz: International Gas Report, versch. Ausgaben, 2002.
- IZAGUIRRE, A. K. Private participation in the transmission and distribution of natural gas, 1999. (<http://rru.worldbank.org/Documents/PublicPolicyJournal/176izagu.pdf>).
- KOZULJ, J. Crisis de la industria del gas natural en Argentina. Santiago de Chile: CEPAL, 2005. (www.eclac.cl/publicaciones/RecursosNaturales/2/LCL2282PE/lcl2282e.pdf).
- MAIHOLD, G. Die südamerikanische Staatengemeinschaft. Ein neuer Partner für die EU in Lateinamerika? Berlin: SWP-Aktuell 2004. (www.swp-berlin.org/common/get_document.php?id=1136).
- MARIACA, E., VILLEGAS, C., ZARATTI, F. et al. (Orgs.). Política de hidrocarburos en Bolivia y observaciones al proyecto de venta de gas a México-Estados Unidos. La Paz: FOBOMADE, 2002.
- OECD/IEA. South American gas. Daring to tap the bounty. Paris: OECD/IEA, 2003. (www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/southa_2003.pdf).
- _____. World energy outlook 2004. Paris: OECD/IEA, 2004.
- SÁNCHEZ ALBAVERA, F. Bases conceptuales para la elaboración de una nueva agenda sobre los recursos naturales. Santiago de Chile: CEPAL, 2005. (www.eclac.cl/publicaciones/RecursosNaturales/3/LCL2283PE/lcl2283e.pdf).
- VILLEGAS QUIROGA, C. Privatización de la Industria Petrolera en Bolivia. Trayectoria y efectos tributarios. La Paz: World Gas Intelligence, versch. Ausgaben, 2002.

Resumo

O artigo apresenta a situação em que se encontram Bolívia, Chile, Argentina, entre outros, no que diz respeito à utilização de gás natural como recurso estratégico no subcontinente sul-americano. Na Bolívia, as reservas de gás natural, hoje com 810 bilhões de metros cúbicos, ocupam o segundo lugar em tamanho. No entanto, sob as condições da nova Ley de Hidrocarburos 3058, não será possível obter os investimentos necessários para a abertura de novos mercados.

Na Argentina, a crise dos anos 2001/2002 com a desvalorização do peso e o congelamento dos preços da energia, paralisou em pouco tempo seu setor energético. Explica-se também que a Guerra do Pacífico de 122 anos atrás continua produzindo conseqüências nada menos que absurdas: por falta de entendimento entre Chile e Bolívia, no Chile estuda-se a possibilidade de importação do gás do Peru e da Indonésia, havendo para isso muito maiores gastos. Conclui-se que, se a “Comunidade dos Países Sul-Americanos” fosse levada a sério como tal, tais conflitos do passado não deveriam bloquear as chances para o futuro.

Segurança energética no Cone Sul

ADILSON DE OLIVEIRA

Introdução

Na segunda metade do século XX, o desenvolvimento econômico da América Latina sofreu forte impulso, apoiando-se na estratégia de industrialização por substituição de importações. Nesse período, as primeiras iniciativas de integração de todas as economias latino-americanas foram lançadas (ALALC e ALADI). Elas visavam alargar os mercados nacionais para dar escala aos projetos e, desta forma, dar competitividade aos parques industriais nascentes. Nesse período, apesar de muito debatida, a integração energética não passou da valorização dos recursos energéticos nas zonas fronteiriças. As políticas energéticas estavam voltadas para a construção dos sistemas energéticos nacionais, também infantis.

O fraco desempenho das primeiras iniciativas de integração provocou uma mudança de enfoque na década passada. Nesta época, passou-se a adotar a perspectiva sub-regional para a integração econômica. O novo enfoque permitiu dar forte salto quantitativo ao comércio na área do Cone Sul. Para atender o incremento do comércio, foi deslançada a integração da infra-estrutura de transporte e comunicação necessária para dar suporte ao movimento de mercadorias. Foi, então, substancial o investimento externo direto direcionado para a consolidação e o desenvolvimen-

to da infra-estrutura sub-regional.¹ Contudo, permanece muito frágil a conexão entre as infra-estruturas dos países do Cone Sul. Esse problema é bastante claro no setor energético, no qual não apenas falta infra-estrutura para conectar os sistemas energéticos nacionais como também inexistem um regime regulamentar que favoreça os fluxos energéticos entre os países da região.

A situação conflituosa no Oriente Médio desestabilizou o mercado internacional do petróleo, porém o petróleo continua sendo o pilar energético da economia mundial. Ainda que se possa esperar a acomodação do preço desse combustível em patamar inferior ao atual (US\$ 70), o novo patamar de preço não apenas deverá ser bastante superior ao patamar do século passado (US\$ 18), como a volatilidade será uma característica do preço do petróleo no horizonte visível. Nestas circunstâncias, as economias não vulneráveis aos avatares do mercado internacional do petróleo contarão com significativa vantagem competitiva.

Esse cenário abre ampla janela de oportunidades para a valorização tanto das vastas reservas de gás natural quanto do amplo potencial hidrelétrico, energéticos *praticamente* não comercializáveis, disponíveis no Cone Sul. O aumento do preço do petróleo incrementou a viabilidade econômica desses energéticos, permitindo ampliar a participação deles nos balanços energéticos dos países da região. Os dados disponíveis sugerem que a região pode não apenas reduzir o custo do seu suprimento energético, como passar à condição de exportadora líquida de petróleo. Contudo, essa perspectiva depende da estruturação de um ambiente de cooperação energética entre os países da região orientada para a oferta de segurança de suprimento dos sistemas energéticos nacionais.

1. A América Latina recebeu a maior parcela dos investimentos externos diretos direcionados para os países em desenvolvimento. A maior parte desses investimentos foi destinada à aquisição de ativos estatais. Ver BAER e MACEDO CINTRA, 2004.

Este artigo procura analisar as condições necessárias para que esse ambiente seja criado. O trabalho está organizado em duas seções, além desta introdução e da conclusão. Na próxima seção, faremos sucinta análise da situação energética dos países da região, visando identificar as condições de suprimento atuais e sua perspectiva. A outra seção será consagrada à proposta de um novo paradigma para a integração, assentado na garantia da confiabilidade do suprimento regional.

1. Situação energética do Cone Sul

Os países que compõem o Cone Sul da América Latina² podem ser divididos em dois grupos do ponto de vista econômico. Argentina, Brasil, Chile e Uruguai são países com renda *per capita* média, enquanto Bolívia, Paraguai e Peru apresentam renda *per capita* baixa (Figura 1).

No primeiro grupo, o processo de industrialização induziu sensível desenvolvimento do sistema de suprimento energético na segunda metade do século passado. Partindo de sistemas locais de suprimento, foram progressivamente articulados sistemas nacionais integrados voltados para o suprimento da expansão da demanda dos centros urbanos industriais.³ Nesses países, o consumo de energia *per capita* é relativamente elevado (Figura 2). No segundo grupo, onde a industrialização é ainda embrionária, os sistemas energéticos nacionais estão em construção e o consumo de energia *per capita* é baixo.

-
2. Tradicionalmente o Cone Sul é composto por Argentina, Brasil, Chile, Paraguai e Uruguai. A esse grupo vem se agregando a Bolívia e, mais recentemente, o Peru, em grande parte devido à potencialidade dos fluxos energéticos desses dois países para os países que tradicionalmente compõem o Cone Sul.
 3. O suprimento energético das zonas rurais permanece sendo obtido das fontes tradicionais de energia, na maior parte da América Latina.

Figura 1. PIB per capita (1995 US\$/habitante).

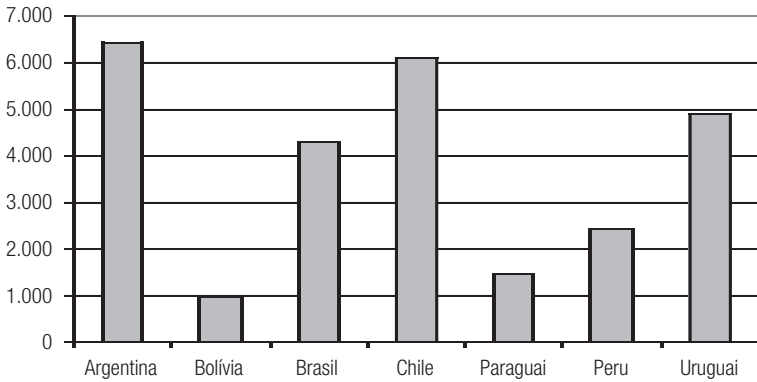
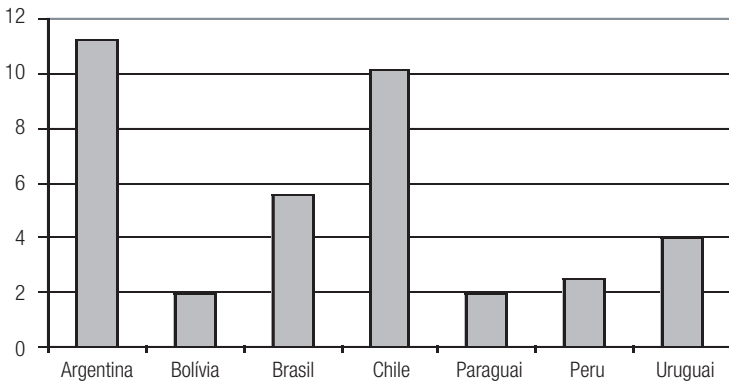


Figura 2. Consumo final de energia per capita (Bep/habitante).



O petróleo e a hidreletricidade dominam os balanços energéticos dos países do Cone Sul. O gás natural é intensamente consumido na Argentina há muitos anos e seu consumo vem crescendo rapidamente no Brasil e no Chile; nos demais países da região, o uso de gás natural é ainda incipiente. O carvão é pouco utilizado, estando seu uso concentrado na siderurgia.

No primeiro bloco, o Uruguai não possui reservas de hidrocarbonetos, tendo que importar todas as suas necessidades desses

combustíveis (Figuras 3 e 4). No caso do Chile, as reservas de hidrocarbonetos são pouco significativas, tornando esse país fortemente dependente de importações desses energéticos. Brasil e Argentina encontram-se em situação um pouco mais favorável, com reservas de hidrocarbonetos que permitem sustentar o consumo interno em um horizonte razoável. Ambos, contudo, necessitam de um forte programa de investimento para garantir a descoberta de novos reservatórios para garantir a sustentabilidade de seu consumo interno.

Figura 3. *Petróleo: horizonte de reservas.*

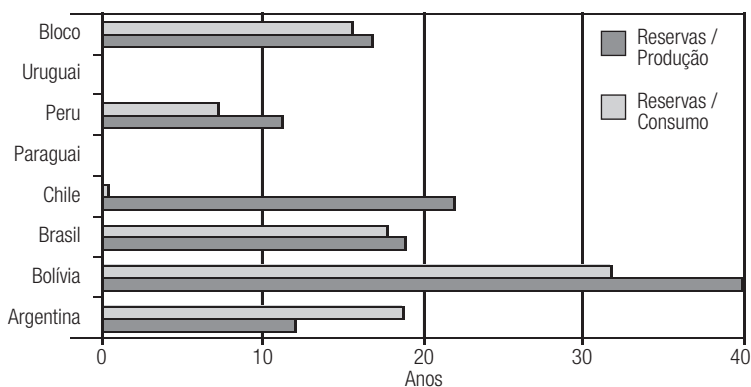
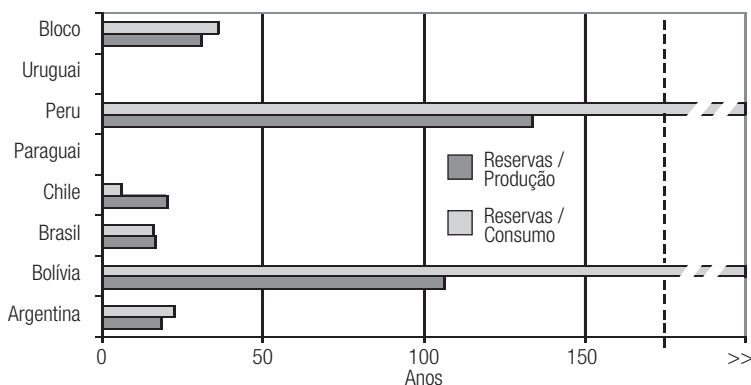


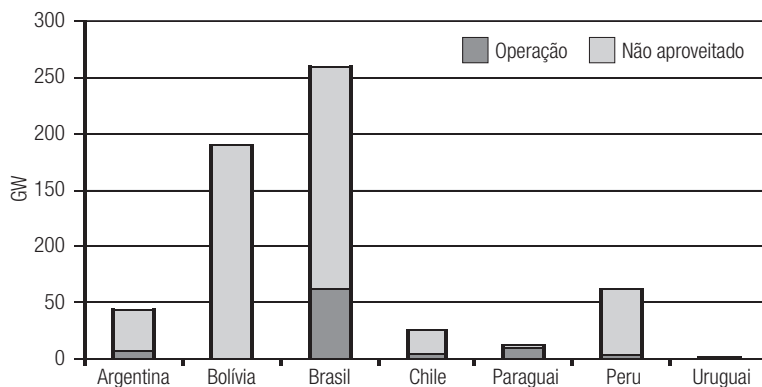
Figura 4. *Gás natural: horizonte de reservas.*



O segundo bloco apresenta um panorama distinto. Ainda que o Paraguai também se caracterize pela ausência de reservas de hidrocarbonetos, Bolívia e Peru têm horizontes muito longos de reservas de gás natural, sugerindo que esses dois países serão, por um bom período de tempo, exportadores de quantidades significativas desse combustível. É importante notar, ainda, que a produção de combustíveis líquidos nesses dois países está fortemente vinculada à produção de gás natural. Assim, a exportação de gás natural é aspecto determinante do suprimento de petróleo desses dois países.

No plano hidrelétrico, dois países se destacam pela disponibilidade de um significativo potencial a ser aproveitado: Bolívia e Brasil (Figura 5). Em seguida surgem a Argentina e o Peru. O Paraguai tem a maior parte de seu potencial já aproveitado e, devido à sua localização geográfica no centro coração do Cone Sul desempenha papel fundamental na integração elétrica da região. A Bolívia, por razão similar, será ator determinante na estratégia de integração dos mercados de gás natural do Cone Sul.

Figura 5. *Potencial hidroelétrico.*



Durante praticamente todo o século passado, o Cone Sul foi um importador líquido de petróleo. Essa situação começou a ser modificada após a crise do petróleo. Na década de 1980, a trajetória

de contínua expansão do consumo provocada pelo processo de industrialização e urbanização foi estancada e foi dado início a um movimento de forte expansão da produção de petróleo (Figura 6). No mesmo período, o consumo de gás natural passou a se difundir rapidamente, acelerando-se a partir da segunda metade da década de 1990 (Figura 7). Esses dois movimentos, associados à forte expansão da geração hidrelétrica, permitiram ao Cone Sul tornar-se uma região exportadora de petróleo nos dias de hoje (Figura 8).

Figura 6. *Petróleo: agregado.*

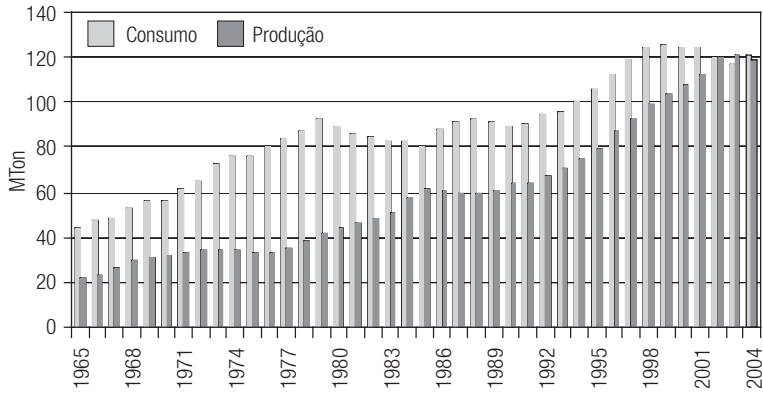


Figura 7. *Gás natural: agregado dos 7 países.*

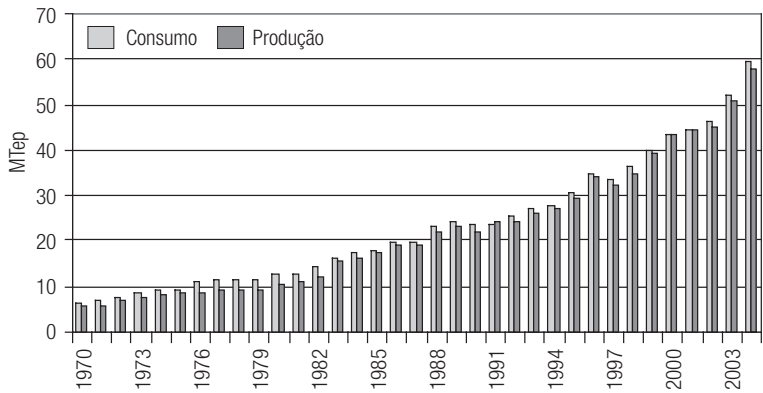
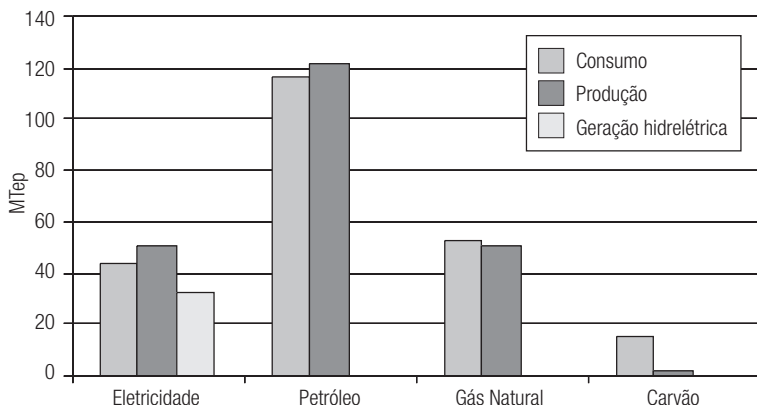


Figura 8. *Segurança energética: agregado 2003.*



Para esse resultado muito contribuiu o processo de interconexão dos mercados nacionais deslanchado no último quarto do século XX. Iniciada com o intuito de explorar sítios hidrelétricos fronteiriços e promover intercâmbios de energia nas fronteiras dos mercados nacionais, a interconexão evoluiu mais recentemente para a estruturação de fluxos significativos de gás natural e eletricidade entre os países da região. Graças ao comércio regional de energia, a região alcançou sua independência energética, passando a operar como uma nova zona de suprimento de petróleo para o resto do mundo.

A integração energética é um caso cristalino dos benefícios decorrentes da integração dos mercados regionais. Ela não apenas permite reduzir o custo do seu suprimento energético,⁴ como também aumentar a segurança do suprimento da região. Estudo recente mostrou que a crise energética brasileira de 2001 poderia ter sido

4. A utilização plena das linhas de transmissão já construídas e em construção permitirá reduzir os custos operacionais dos sistemas da região em cerca de 160 milhões de dólares anuais. A maior parte dessa economia (120 milhões de dólares) ocorreria na conexão do mercado argentino com o mercado do sudeste do Brasil.

evitada, pelo menos na região Sudeste do país, caso houvesse à época capacidade de transmissão para levar energia disponível na Argentina para o mercado brasileiro.⁵ O mesmo estudo sugere que a situação crítica atual dos sistemas energéticos argentino e chileno seria minimizada, se os consumidores desses países pudessem ter acesso à energia disponível na Bolívia e no Brasil.

2. Novo paradigma para a integração energética

A crise do petróleo dos anos 70 provocou profunda mudança na política energética dos países do Cone Sul. A preocupação com a segurança do suprimento tornou-se elemento central da política energética, passando as importações de energia a serem percebidas como elemento de vulnerabilidade das economias nacionais. Nesse clima, as oportunidades oferecidas pelo comércio firme de energia entre os países da região passaram a ser negligenciadas. A integração energética regional ficou limitada à exploração de complementaridades dos sistemas energéticos existentes (diversidades hidrológica e das curvas de carga) e ao aproveitamento dos recursos hidrelétricos fronteiriços.

Na década de 1990, a liberalização e a desregulamentação das economias criaram um novo ambiente para o comércio energético regional, tendo sido lançados projetos orientados para o fluxo firme de eletricidade e de gás natural entre países da região. As crises energéticas recentes, porém, deram novo vigor à noção de auto-suficiência energética, colocando em risco a continuidade do processo de integração. Contudo, é um grave equívoco buscar a segurança do abastecimento com uma política autárquica.

Essa política aumenta os custos do suprimento dos países importadores e fecha a janela de oportunidades para o aproveitamen-

5. IE/UFRJ, CEARE/UBA, Fundación Bariloche, IEE/USP. *Integração Energética Brasil-Argentina*. Rio de Janeiro: Instituto de Economia/UFRJ, 2005. (Mimeo).

to de recursos energéticos domésticos praticamente não comercializáveis no mercado internacional (gás natural e hidreletricidade). Mais ainda, a autarquia exige investimentos suplementares para manter a reserva de capacidade necessária para atender as inevitáveis flutuações de oferta e de demanda. Somente com investimentos adicionais é possível oferecer a confiabilidade que os parques produtivos modernos exigem dos sistemas energéticos nos dias atuais. A integração, se adequadamente conduzida, permite garantir a confiabilidade necessária com menores investimentos e menores custos operacionais para todos os sistemas energéticos nacionais.

Como vimos na seção anterior, não há razão para temer a disponibilidade física de energia na região. Sendo assim, o problema da segurança do suprimento energético dos países latino-americanos fica fundamentalmente dependente de duas dimensões intimamente vinculadas: i) a construção de infra-estrutura robusta, capaz de colocar os recursos energéticos nos centros de consumo em condições competitivas; ii) a confiabilidade do arcabouço institucional de suporte às decisões de construção e operação dessa infraestrutura. Na ausência de uma regulamentação adequada, apoiada em instrumentos jurídicos sólidos, os investimentos necessários para o desenvolvimento integrado do mercado energético não virão e a segurança do abastecimento torna-se uma quimera.⁶

2.1 Pólo hidrelétrico - anel gasífero

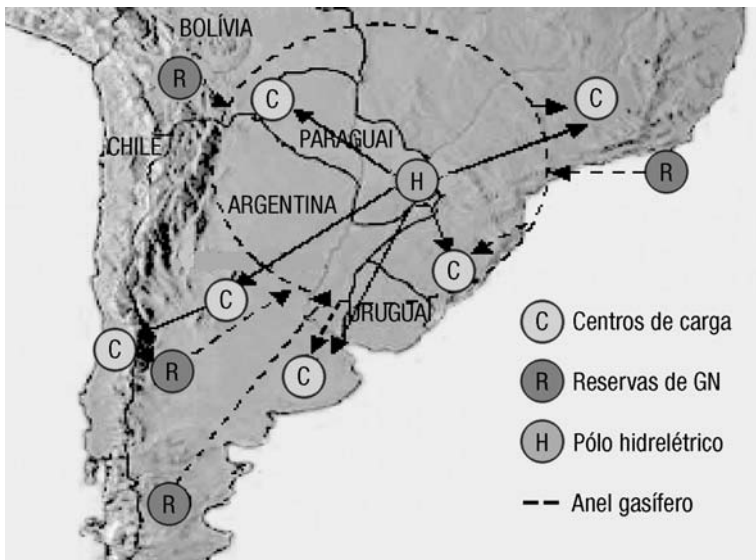
As centrais hidrelétricas binacionais (Itaipu, Yaciretá e Salto Grande⁷) situadas na bacia do Prata formam um natural pólo irradiador e articulador dos fluxos elétricos entre os países do Cone Sul. Por outro lado, a região conta com três grandes bacias produtoras

6. É importante notar que a ampla disponibilidade de recursos energéticos confere situação privilegiada para o posicionamento geopolítico da América Latina em um mundo ávido por suprimento confiável de energia.

7. Corpus e Garabi irão se agregar a esse pólo.

de gás natural (Neuquen, Campos e San Alberto) capazes de alimentar um anel de gasodutos para o suprimento de gás natural de três nós (hubs) de comercialização desse combustível (São Paulo, São Jerônimo e San Alberto). A exploração convergente do pólo hidrelétrico com o anel de gás natural permitirá estruturar um mercado energético integrado da Patagônia ao Norte do Brasil; do Rio de Janeiro a Santiago (Figura 9).

Figura 9. *Pólo hidrelétrico e anel gasífero no Cone Sul.*



Fonte: Elaboração própria.

O Pólo-Anel deve ter como funções centrais: i) operar como reservatório compartilhado de energia para a região, mitigando os riscos de suprimento decorrentes dos ciclos econômicos e hidrológicos; ii) oferecer ao mercado energético regional um preço de referência orientador da valorização dos recursos energéticos regionais; iii) reduzir o custo do suprimento energético regional, incrementando a competitividade das economias da região.

Do ponto de vista físico, o Pólo-Anel já dispõe de significativa infra-estrutura de transporte, sendo necessários apenas investimentos adicionais que permitam, por um lado, incrementar a capacidade de fluxo elétrico no sentido do mercado argentino e, por outro lado, a execução do projeto de gasoduto que permitirá levar gás natural do norte da Argentina para o Rio Grande do Sul.

Já é possível fazer fluir cerca de 2.000 MW de potência elétrica da Argentina para o Brasil; com alguns reforços no sistema de transmissão argentino é possível enviar quantia similar de potência no sentido inverso. Os vastos reservatórios hidrelétricos brasileiros terão papel determinante na estruturação do pólo hidrelétrico.

No campo do gás natural, houve um desenvolvimento significativo da rede de gasodutos regionais na última década. Como resultado dessa evolução, o consumo desse combustível vem crescendo rapidamente no Brasil e no Chile, criando amplo mercado para as reservas disponíveis na Bolívia. Estima-se que as importações de gás natural irão representar 30% do consumo em 2010, indicando a importância da integração dos mercados nacionais para o desenvolvimento do mercado do gás natural. Com a concretização do gasoduto que ligará a mesopotâmia argentina com Porto Alegre, será possível fazer fluir 10 milhões de m³ pelo anel gasífero. No caso do gás natural, a Argentina, por sua posição geográfica e pelo fato de ter o mercado mais desenvolvido, desempenhará papel relevante no equilíbrio dos fluxos de gás natural entre os países da região.

A partir dessas dimensões iniciais, o Pólo-Anel deve evoluir em função do comportamento dos mercados nacionais, bem como da sua capacidade efetiva de oferecer os benefícios esperados.

Para sustentar os fluxos energéticos do Pólo-Anel será necessária a alocação cooperativa de parcela da energia acumulada nos reservatórios do pólo hidrelétrico e de parcelas das reservas gasíferas das bacias de Campos, Neuquen e San Alberto. Essas parcelas ficarão à disposição dos mercados dos países que decidam participar do Acordo Quadro Multilateral (AQM). Este deve estabelecer as

condições econômicas e a regulamentação para o uso da energia disponível nos reservatórios, sendo essencial para a viabilidade econômica da infra-estrutura de suporte do Pólo-Anel que, à semelhança dos projetos binacionais existentes na região, o AQM estabeleça privilégio de despacho nos mercados nacionais para parcela de energia gerida pelo AQM.⁸

A institucionalização do Pólo necessita de decisão diplomática, porém sua operação deve ser delegada a uma empresa plurinacional. As tarefas principais dessa empresa serão a comercialização e a administração dos recursos do Pólo-Anel, tendo como perspectiva a minimização do risco de ruptura do suprimento energético das economias nacionais. Seus estudos e informes servirão como sinalização para a atuação das empresas nos mercados nacionais.

Esta proposta de integração não mina a autonomia dos países, mas estimula de modo prático a progressiva integração de mercados nacionais. A regulamentação dos mercados nacionais não precisa ser alterada. Apenas as regras do funcionamento do Pólo-Anel devem ser consensuais. Os países preservam sua independência para a configuração de seus esquemas regulatórios e decisões em matéria de política energética. O Pólo-Anel funciona apenas como elemento orientador da trajetória energética regional, oferecendo o benefício de menores custos de suprimento e maior confiabilidade do suprimento.

2.2 Preço de referência

A fixação de um preço de referência que permita governar a comercialização da energia disponível nos reservatórios controlados pelo Pólo-Anel é crucial para o seu sucesso. Estabelecido em acordo diplomático, com base em estudos para o suprimento energético regional no longo prazo, o preço de referência necessita ter flexibilidade para permitir sua adaptação aos movimentos de longo prazo

8. Os acordos de Itaipu, Yacyretá e Salto Grande foram respeitados mesmo nos momentos de crise.

do mercado energético mundial mas, ao mesmo tempo, proteger os investimentos elevados que serão realizados na infra-estrutura do Pólo-Anel da volatilidade do preço da energia no mercado internacional. O equilíbrio entre essas duas forças conflitantes é essencial para que seja alcançado o objetivo central do Pólo: a confiabilidade do suprimento energético regional. A busca desse equilíbrio é facilitada pelo fato de as fontes de suprimento de energia do Pólo-Anel serem praticamente não comercializáveis. Essa situação, de certa forma, isola o preço dessas fontes do comportamento do mercado energético mundial.

Em um contexto de integração plena dos mercados nacionais, o preço de referência da energia do Pólo-Anel deveria representar o custo marginal de abastecimento regional. Na situação de integração parcial proposta, porém, o preço de referência dependerá da magnitude do bloco de energia acumulada nos reservatórios colocado à disposição do Acordo-Quadro e das restrições de transporte existentes entre os mercados nacionais.

O preço de referência praticado no Pólo-Anel oferecerá sinal econômico para os mercados nacionais quanto à necessidade de expansão do seu parque supridor de energia, já que ele deve incorporar o prêmio de instrumento de garantia do suprimento energético regional. Sempre que houver energia disponível no Pólo-Anel acima do custo de expansão do parque produtor doméstico, há natural indução à construção de novos projetos e vice-versa. O preço de referência cumpre também a função de mitigar os impactos distributivos da integração, que freqüentemente representam barreiras à sua efetivação. Ele deve servir como piso de preço para mercados importadores, evitando que produtores locais tenham perdas significativas de renda, e teto de preço para mercados exportadores, evitando que os consumidores arquem com preços elevados nessas situações.

O Pólo-Anel é proposta para integração baseada em uma combinação de regras de mercado e regulação. Se efetivada em um ambiente indutor da convergência do mercado elétrico com o mercado de combustível, essa proposta abrirá uma ampla janela de

oportunidades para ganhos de escala e de escopo já identificados em estudos de integração energética realizados nos âmbitos da Arpel (Associação Regional de Empresas de Petróleo e Gás Natural Latino-americanas e do Caribe) e da CIER (Comissão de Integração Elétrica Regional). Mais importante, ele permitirá a valorização de recursos energéticos de baixo custo de oportunidade que de outra forma permanecerão ociosos por muito tempo.

3. Conclusão

A demanda de energia no Cone Sul experimentará forte crescimento nas próximas décadas. O suprimento dessa demanda crescente pode ser estruturado em torno de uma política de autarquia energética ou com o apoio de um acordo cooperativo com os países vizinhos.

O primeiro caminho tem a óbvia desvantagem de elevar o custo do suprimento energético, permanecendo relativamente elevado o risco de crises no suprimento como as experimentadas por Brasil e Argentina recentemente. O segundo caminho, se articulado em torno do objetivo de garantir a confiabilidade do suprimento regional, tem o mérito de permitir a valorização dos vastos recursos energéticos praticamente não comercializáveis no mercado internacional e reduzir o custo do suprimento energético regional.

Recente estudo procurou analisar esse segundo caminho propondo a estruturação de um Pólo-Anel Energético nos moldes descritos na seção anterior. O estudo estimou, com o apoio de modelos de simulação dos mercados nacionais, o benefício líquido da integração argentino-brasileira no período 2005 e 2013. Considerando uma taxa de desconto anual de 8%, o benefício para os dois países somaria cerca de 700 milhões de dólares.⁹ Muito importante, o su-

9. IE/UFRJ, CEARE/UBA, Fundación Bariloche, IEE/USP. *Integração energética Brasil-Argentina*. Rio de Janeiro: Instituto de Economia/UFRJ, 2005. (Mimeo).

primento energético da região em todo o período analisado ficaria garantido, mesmo em cenários de hidrologia muito desfavoráveis e com taxas de crescimento econômico sustentado relativamente elevadas (5% ao ano).

No momento atual, são muitas as dificuldades enfrentadas no processo de integração econômica do Cone Sul. Contudo, existe uma ampla janela de oportunidades para a integração energética que, se bem articulada, pode funcionar como mecanismo de relance do processo de integração econômica regional.

O Pólo-Anel, por ser menos uma estratégia de integração que respeita a autonomia dos países na definição das políticas e dos seus regimes regulamentares nacionais, permite a progressiva integração de mercados do Cone Sul pois apenas as regras do funcionamento do Pólo-Anel devem ser consensuais entre os países. A adoção de um preço de referência para a energia acumulada nos reservatórios de gás natural e hidrelétrico permite arbitrar os efeitos distributivos internos da integração, na medida em que limita tanto o crescimento de preços no mercado exportador, quanto a diminuição no mercado do importador. Assim, evita-se a resistência dos grupos afetados negativamente, que usualmente configuram barreiras à integração.

Convenientemente exploradas, as oportunidades econômicas oferecidas pelo Pólo-Anel colocarão os sistemas energéticos de todos os países do Cone Sul em uma trajetória de custos decrescentes como ocorreu no terceiro quartil do século passado. Os ganhos de competitividade sistêmica resultantes dessa trajetória trarão benefícios para todas as economias da região, promovendo o crescimento econômico e a melhoria das condições de vida da população da região.

Os benefícios econômicos esperados de um processo de integração do tipo proposto acima são significativos, porém não devem ser negligenciadas as barreiras à sua execução. Os custos e os benefícios do processo de integração não se repartem equitativamente entre os países, tampouco entre os agentes dos mercados energéticos nacionais. As assimetrias econômicas existentes tendem

a exacerbar esse problema, sendo necessário estruturar fundos específicos que permitam propor fórmulas politicamente aceitáveis para repartir custos e benefícios, tanto no plano nacional quanto no plano regional. Um significativo esforço (técnico, financeiro e diplomático) é necessário para administrar esse problema. As instâncias multilaterais de crédito e os organismos energéticos regionais têm papel importante a desempenhar nesse esforço, especialmente no que se refere a instrumentos de proteção para os riscos dos projetos de integração.

Referências bibliográficas

- BAER, M., CINTRA, Macedo. *Brasil: investimento estrangeiro direto e estratégias empresariais*. Santiago: CEPAL, 2004.
- IE/UFRJ, CEARE/UBA, Fundación Bariloche, IEE/USP. *Integração energética Brasil-Argentina*. Rio de Janeiro: Instituto de Economia/UFRJ, 2005. (Mimeo).

Resumo

O suprimento da demanda crescente de energia no Cone Sul pode ser estruturado em torno de uma política de autarquia energética ou com o apoio de um acordo cooperativo entre os países vizinhos. Segundo este artigo, o primeiro caminho tem a óbvia desvantagem de elevar o custo do suprimento energético; já o segundo, se articulado em torno do objetivo de garantir a confiabilidade do suprimento regional, tem o mérito de permitir a valorização dos vastos recursos energéticos praticamente não comercializáveis no mercado internacional e reduzir o custo do suprimento energético regional. Apresenta-se, neste sentido, recente estudo que procurou analisar esse segundo caminho através da estruturação de um Pólo-Anel Energético.

Conclui-se que, convenientemente exploradas, as oportunidades econômicas oferecidas pelo Pólo-Anel colocarão os sistemas energéticos de todos os países do Cone Sul em uma trajetória de custos decrescentes.

Uma anatomia da crise energética argentina*

FERNANDO NAVAJAS
WALTER CONT

Introdução

A surpresa do verão de 2004

Perto do final de 2003, existia na Argentina pouca preocupação quanto à eventualidade de uma crise energética, sem que se levassem em conta algumas opiniões que ressaltavam o fato de que a crise contratual – e, em particular, o congelamento das tarifas abaixo de custos econômicos – nos serviços públicos poderia repercutir na forma de gargalos que poderiam conduzir a situações de escassez no setor energético.¹ Não obstante, em ambientes especializados e mesmo na esfera oficial, começava-se a perceber que o congelamento do preço do gás na fonte podia conduzir a uma retração da oferta (relativa ao intenso crescimento da demanda). O esboço do que depois seriam os Decretos 180 e 181 do Poder Exe-

* Uma versão anterior e mais ampla deste trabalho foi publicada como Documento de Trabalho n. 82 de FIEL (*Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas*), setembro de 2004.

1. Ver, por exemplo, Navajas (2003a,b).

cutivo Nacional (do mês de fevereiro de 2004) já estava sendo considerado, mas sem pressa, no mês de dezembro. E perto do final desse mês, a principal operadora do mercado de eletricidade (CAMMESA – *Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima*) apresentou um trabalho sobre a crise que concluía que não se percebiam problemas de energia até 2005, embora pudessem ocorrer problemas de potência localizados no inverno e condicionais à disponibilidade de gás.

Essas dúvidas sobre a eventual falta de gás no inverno e a necessidade de começar a “ajustar” o preço do gás na fonte (e, em menor medida, o preço sazonal da eletricidade para grandes consumidores) foram superadas pelos acontecimentos no transcurso do longo, quente e seco verão de 2004, quando uma forte falta de gás natural chamou a atenção. Que falte gás no verão, quando a demanda sazonal é baixa (e existe capacidade ociosa nos gasodutos), é um sintoma inesperado, similar ao de um paciente que começa a ter febre de manhã cedo, quando se supunha que o pico deveria ser à tarde ou à noite. É um sintoma de alguma patologia relacionada com o equilíbrio ou balanço dos mercados energéticos.

O governo reagiu em fevereiro de 2004 com os decretos já mencionados, mas sem apressar-se muito quanto a sua regulamentação ou implementação. Então começava a ficar evidente que olhar apenas para o ajuste no preço de gás na fonte era demasiado pouco e demasiado tarde para enfrentar os sinais e as evidências que se vinham acumulando. Enquanto a correção do preço do gás na fonte podia ser considerada o primeiro – em uma lista longa e ainda pendente – de “remédios estruturais”, a crise causada pela escassez de gás começou a ficar mais grave quando se transferiu para o setor elétrico.² Nesse setor, um verão seco e quente demais implicava baixa oferta de base (hidráulica) e alta demanda, exigindo uma elevada resposta do

2. Mesmo assim, em meados de março de 2004, um artigo que alertava para o problema (NAVAJAS, 2004) conseguiu ser publicado com alguma dificuldade porque ainda não era percebido como relevante.

parque térmico e – para uma programação com baixo óleo combustível por razões técnicas e, em particular, econômicas – um maior uso de gás natural. Enquanto algumas usinas térmicas que não haviam acumulado óleo combustível ou não podiam trocar para óleo combustível (algumas ainda localizadas perto de jazidas) sofriam racionamento, a indústria manufatureira enfrentava cortes de gás e eletricidade (pontuais) e buscava soluções contratuais para garantir o abastecimento.

A resposta inicial à crise

Na semana iniciada em 22 de março de 2004, a CAMMESA intensificou um processo de cortes seletivos para a indústria e anunciou medidas mais fortes para uma semana mais tarde se as mesmas condições se mantivessem. As medidas consistiam em começar a arbitrar importações de energia elétrica do Brasil e reduzir exportações ao Uruguai, reduzir a voltagem em 5% durante uma semana, elaborar um programa de cortes seletivos para trinta grandes usuários industriais e atrasar a parada de manutenção da central nuclear Embalse. No ambiente do setor, a falta de gás foi identificada em torno de 5 milhões de m³/dia (aproximadamente 5% do consumo) enquanto que os indicadores de qualidade (cortes) publicados na página web do ENARGAS (*Ente Nacional Regulador del Gas*) começavam a registrar valores significativos. Em 26 de março, a Secretaria de Energia divulgou a Resolução 265, reconhecendo que a situação de abastecimento de gás ao parque gerador termoeletrico estava “complicada”, uma vez que o mesmo “não está plenamente em condições de operar física e financeiramente com base em combustíveis líquidos”.

A Resolução fez uma interpretação da crise baseada na debilidade da oferta de gás (e nos investimentos) e usou (com interpretações feitas de modo um tanto parcial e conveniente) aspectos da Lei de Hidrocarbonetos e da Lei de Gás para instruir a Subsecretaria de Combustíveis a elaborar um “programa de

racionalização de exportações e do uso da capacidade de transporte” com a ajuda do ENARGAS, da CAMMESA, dos centros de fornecimento das concessionárias do serviço de transporte e distribuição do gás e dos fornecimentos dos gasodutos não vinculados ao transporte troncal. Em síntese, a Resolução suspendeu a Resolução 131/2001 da Secretaria de Energia (que estabelecia condições de automaticidade das exportações, sujeitas a determinadas condições), para prever um sistema de cortes à exportação, e modificou aspectos do recente Decreto 181, pondo as exportações na “rabeira” de todos os usuários.³ Com uma Disposição (nº 27) da Subsecretaria de Combustíveis, em 31 de março, começaram os cortes de gás natural para o Chile.

As coisas não ficaram por aí. Enquanto a falta de gás natural – e os cortes nas exportações para o Chile e a escassez para usuários industriais – se aprofundava, o governo tomou uma bateria de medidas para evitar ter que declarar a emergência energética, em particular depois de um informe de inverno preparado pelo ENARGAS (ENARGAS, 2004). Desse modo, disparou-se uma série sem precedentes de resoluções emanadas da Secretaria de Energia e do Ministério de Planejamento, que foram surgindo como *trouble-shooting* em resposta à dinâmica do desequilíbrio que se enfrentava. Em abril, ocorreu o acordo de ajuste de preços do gás na fonte com os produtores, por meio da Resolução 208 da Secretaria de Energia, e se criaram as condições para a constituição de fideicomissos para investimentos em transporte de gás natural com a Resolução 185 do Ministério de Planejamento. Maio foi um mês ainda mais ativo em medidas que atuavam pelo lado da oferta e da demanda dos mercados de eletricidade e gás. Por um lado, iniciou-se a operação para importar óleo combustível da Venezuela, gás natural da Bolívia e

3. O artigo 31 do Decreto 181 dispunha que, em caso de situações de crise, as medidas deviam garantir a oferta aos consumidores residenciais e comerciais (dois primeiros segmentos da tarifa SGP). A Resolução 265 inclui todos os consumidores firmes (o terceiro segmento de SGP, SGG, GNC firme, FT, FD) e as centrais elétricas, deixando de fora os interrompíveis e as exportações.

energia elétrica do Brasil. Por outro lado, projetou-se um mecanismo para incentivar a redução no consumo de gás e eletricidade (conhecido como PURE, pela Resolução 415 da Secretaria de Energia). Ao mesmo tempo, uma nota (385) seguida de uma Resolução (503) da Secretaria de Energia ameaçava intervir nas transações de gás interrompível para apropriar-se de gás e redirecioná-lo a usuários firmes, a fim de exercer pressão sobre a ausência de transações entre produtores e distribuidoras de gás natural previstas pela Resolução 208 mencionada acima. No mesmo mês, o governo anunciava um aumento das retenções nas exportações de gás natural.

Explicações oficiais e a irrelevância dos preços

Diante dessa evidência que se acumulava, o governo negou sempre a existência de uma crise e, ao mesmo tempo, oscilou entre duas explicações favoritas: baixa resposta de oferta porque as empresas não fizeram os investimentos “necessários” e forte aumento da demanda de energia devido ao elevado crescimento econômico e a uma política de integração (exportações) equivocada. A “não-crise” foi assim “explicada” com absoluta prescindência dos sinais de preços emanados da intervenção contratual iniciada em janeiro de 2002. Em particular, o crescimento da demanda se explicava, e se explica hoje, com total independência dos preços diretos e relativos, seguindo uma prática às vezes comum entre não-economistas, mas que neste caso, era também conveniente para resolver responsabilidades.⁴

4. Essa visão do governo foi endossada pelo Banco Central. Em seu informe trimestral sobre inflação do mês de abril (BCRA, 2004) o Banco afirmava que (sic, p. 24): *“Uma importante mudança estrutural desde fins dos anos 90 (explorada em larga medida pela irrupção dos automóveis a GNV), o investimento líquido negativo durante a recessão de 1998-2002 e a mudança de preços relativos na saída da crise, além de um ciclo hídrico muito seco durante 2004, se uniram para provocar incipientes faltas do gás que provê 48% da energia do país, seja para uso direto ou como insumo para a produção de energia elétrica. Comparando o preço atual do gás com seus substitutos mais próximos... (continua)*

A verdade é que os mercados energéticos são, do ponto de vista econômico, um exemplo paradigmático de mercados inter-relacionados. Por um lado, existem fortes relações de substituíbilidade na demanda de gás e combustíveis líquidos e, por outro lado, existem relações verticais porque o gás natural é um insumo importante na geração elétrica.⁵ Que as elasticidades-preço da demanda de energia não são zero ou insignificantes é uma evidência bastante documentada na Argentina (ver, por exemplo, Banco Mundial, 1990; FIEL, 1995a) e também em nível mundial (PINDYCK, 1979; DONNELLY, 1987; BACON, 1992). A Argentina pós-2002 fez outra “pesificação assimétrica” no caso dos produtos energéticos. Converteu para pesos e congelou os preços dos três segmentos de gás e eletricidade (produção, transmissão e distribuição), mas deixou de ajustar – sujeito a um mecanismo de controle do preço do cru – o preço dos combustíveis líquidos, do GLP (gás liquefeito de petróleo), da lenha etc.

Entre os mais importantes, os combustíveis líquidos, como o óleo combustível/gasóleo, são os “referentes” para a substituição e utilização do gás natural na geração elétrica e na indústria, enquanto que o preço da gasolina em relação ao gás natural comprimido define a magnitude e velocidade da conversão do parque automotor para GNV. Os níveis deprimidos dos preços da eletricidade e do gás (em termos absolutos e relativos aos referentes) contribuem desse modo com um elemento decisivo para que a expansão da demanda seja intensa. Em síntese, do ponto de vista econômico, existem, a priori, razões de sobra para suspeitar que o efeito de demanda tem por trás a mudança de preços relativos pós-congelamento tarifário.

(continuação) nota-se que a demanda de gás é muito insensível a potenciais aumentos de preços. Portanto, qualquer solução de mercado que tente resolver a escassez relativa de gás, deverá concentrar-se na oferta”.

5. As relações entre o gás e a energia elétrica foram tratadas com cuidado na literatura sobre regulamentação e liberalização dos mercados em países com integração em ambos mercados, como o Reino Unido. Ver, por exemplo, Newbery (2000).

Os desenvolvimentos no mercado elétrico

O quadro da situação de crise deu lugar a um sem número de intervenções destinadas a desativar desequilíbrios de curto prazo, sem atacar com vigor as causas mais fundamentais ou profundas. A necessidade de administração da crise levou a um recorde de resoluções emitidas pela Secretaria de Energia, num total de 1676, contra, por exemplo, 423 no ano de 1993 – que foi um ano ativo em emissão de resoluções importante devido à formação dos mercados energéticos – ou de 982 em 2003, quando começaram as primeiras definições do governo em matéria do setor após a intervenção de janeiro de 2002. Existem diferentes conjuntos de medidas que se podem enumerar como representativas do ocorrido no mercado elétrico.

Primeiro, manteve-se um duro controle sobre preços e tarifas, incluindo uma redefinição dos preços da energia e potência no mercado elétrico atacadista (MEA), que se foi traduzindo em um forte reequilíbrio de fato do preço sazonal do MEA para os grandes usuários industriais e comerciais (a partir das Resoluções da Secretaria de Energia 93/2004, 842/2004 e 1434/2004). Partindo de um preço congelado em \$ 28.9/MWh (ou seja, inferior a 10 dólares o MWh) em janeiro de 2004, iniciou-se em fevereiro de 2004 um processo de ajustes diferenciais que concluiu no final de 2004 e começo de 2005 em níveis em torno de \$ 70/MWh para grandes usuários industriais, \$ 60/MWh para usuários industriais pequenos e comerciais e \$ 31/MWh para os residenciais. Mesmo com esses ajustes, manteve-se um hiato importante entre preços e custos econômicos de geração, que fica claro nas comparações com os preços em que operam sistemas vizinhos como os do Chile e Brasil (acima dos 40 dólares).

Em segundo lugar, além das medidas de crise de março de 2004 antes mencionadas, uma bateria muito importante de medidas foi direcionada para os desequilíbrios financeiros associados ao divórcio entre o custo dos combustíveis e o preço sazonal da ener-

gia elétrica. A conta do Fundo de Estabilização da CAMMESA que cobre a diferença entre preços e custos de geração vinha sendo extremamente deficitária – pelo uso crescente de combustíveis líquidos – e mostrava sinais de aceleração dessa tendência, a qual se procurou cortar com diversos mecanismos e modificações das regras de formação de preços. A ação em 2004 da Resolução SE 240, de agosto de 2003, que redefiniu o preço spot da energia – deixando de ser o custo da última máquina despachada para ser o custo teórico que surge da última máquina de uma lista em que todas operam com gás natural –, deu lugar à conta de Fundos de Sobre-custo Transitório de Fornecimento, que embora colaborasse, por um lado, para reduzir o que teriam sido os créditos dos geradores com a CAMMESA, a partir de maio de 2004 entrou em um déficit crescente devido ao maior uso e custo dos combustíveis líquidos.

2. Uma anatomia simples

Pode-se fazer uma representação simples do desequilíbrio energético argentino olhando conjuntamente os mercados de eletricidade e gás natural. O Quadro 1 resume a representação adotada.

Uma vez que o desequilíbrio se manifesta em uma falta de gás natural, a representação começa no mercado elétrico, a partir da demanda de energia elétrica (1) da qual se diminui a oferta de geração de base hidráulica (2) e nuclear (3), e depois o intercâmbio comercial de energia elétrica (exportações (4) menos importações (5)) para chegar (por meio de coeficientes fixos) às necessidades de gás natural para geração elétrica (6).

Do lado do mercado de gás, parte-se da oferta doméstica de gás natural (7) e se diminui o intercâmbio comercial (exportações (8) menos importações (9)) e a demanda de gás natural (10) que, por sua vez pode ser dividida em seus componentes: segmentos regulados (10.1); indústria (10.2) e gás natural veicular (GNV) (10.3). A diferença líquida resulta no gás natural disponível para geração elétrica.

Quadro 1. *Decomposição do balanço eletricidade e gás natural.*

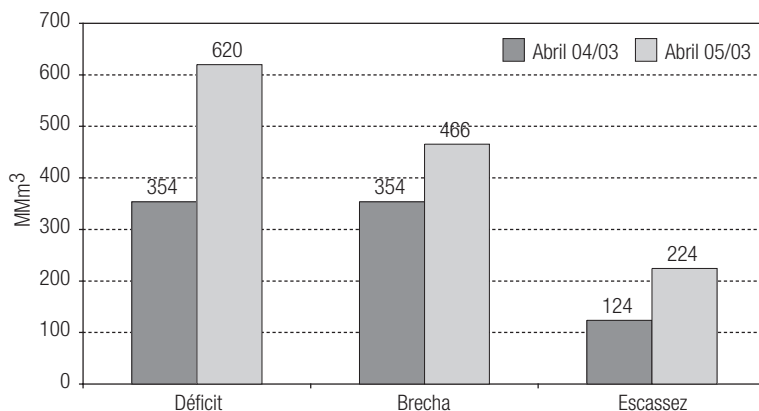
<p>1. Demanda de energia elétrica</p> <p>menos</p> <p>Oferta de Base</p> <p>2. Geração hidráulica</p> <p>3. Geração nuclear</p> <p>menos</p> <p>Intercâmbio comercial de energia elétrica</p> <p>4. Exportações</p> <p>menos 5. Importações</p> <p>igual</p> <p>6. Necessidades de gás do setor elétrico</p>	<p>7. Oferta doméstica de gás natural</p> <p>menos</p> <p>Intercâmbio comercial de gás natural</p> <p>8. Exportações</p> <p>menos 9. Importações</p> <p>menos</p> <p>10. Demanda de gás natural</p> <p>10.1. Segmentos regulados</p> <p>10.2. Industrial</p> <p>10.3. GNV</p> <p>igual</p> <p>11. Disponibilidade de gás para o setor elétrico</p>
<p>Medidas de crise energética</p> <p>12. Escassez = Necessidades menos disponibilidade (6 - 11)</p> <p>13. Brecha = Escassez menos cortes de gás a usuários domésticos</p> <p>14. Déficit = Brecha menos intercâmbio comercial de gás natural</p>	

A partir destas definições, que em todos os casos contêm equações de comportamento (CONT e NAVAJAS, 2004), se pode chegar a medidas alternativas da crise energética. Chamamos *escassez* à falta de gás para geração elétrica, *brecha* essa diferença mais os cortes aos usuários domésticos (principalmente industriais) e usuários externos (as exportações ao Chile) e *déficit* à definição anterior de brecha mais as importações de gás boliviano. Claramente um país pode ter uma escassez (ou desequilíbrio na geração térmica) nula, mas a custa de cortes aos usuários domésticos ou dos usuários externos (exportações) ou de maiores importações da Bolívia, em cujo caso as três medidas se complementam bem no diagnóstico da crise.

Antes que a crise se materializasse, a Argentina tinha uma escassez próxima a zero, com uma brecha e um déficit energético negativos (ou seja, superávits em ambos os casos), pois não havia cortes para a indústria e as exportações eram líquidas positivas e equivalentes a 15% da demanda doméstica. Ao cabo de poucos anos, a situação energética da Argentina mudou radicalmente. O Gráfico 1 mostra a mudança nas medidas de escassez, brecha e déficit de abril de 2004 (quando a crise se intensificou) e de abril de 2005 com respeito a abril de 2003.

O resultado é uma reversão muito importante nas três medidas. Tomando como referência os meses de abril de 2004 e de 2005 (com respeito a abril de 2003), a escassez – expressa em cifras diárias – subiu a 4 e depois a 8 milhões de m^3 /dia, a brecha foi de quase 12 MM m^3 /dia a quase 16 MM de m^3 /dia e o déficit subiu de quase 12 MM m^3 /dia a quase 21 MM m^3 /dia. Ou seja, os cortes observados em 2004 se repetiram com menor intensidade até abril, mas o foram a custa de cortes mais severos para as exportações ao Chile e de um aumento das importações de gás.

Gráfico 1. *Escassez, brecha e déficit energético argentino. Abril 2005, abril 2004 e abril 2003*
Unidade: milhões de m^3 /mês

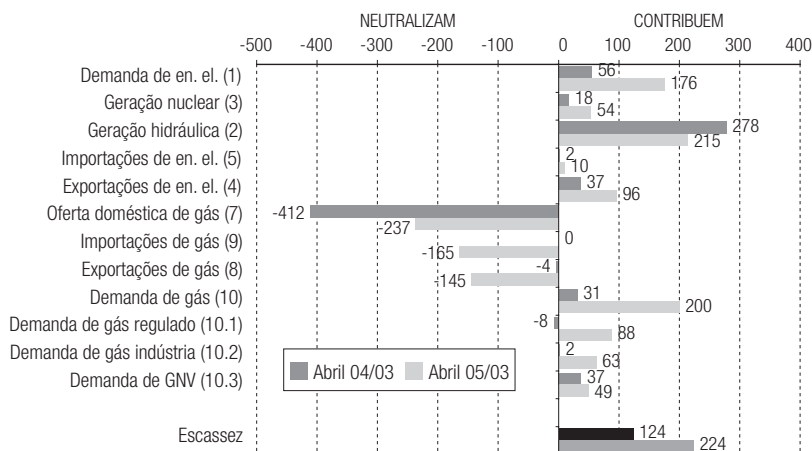


2.1 Oferta ou demanda?

As mudanças nas categorias do Quadro 1 podem permitir avaliar o papel dos determinantes de oferta e de demanda nas variações observadas da “escassez” energética. O Gráfico 2 ilustra a decomposição dos efeitos devidos às mudanças nos componentes principais do Quadro 1, indicando-se como se explica a mudança ou a variação da escassez energética na agudização da crise em abril de 2004 e, mais recentemente, em abril de 2005, em ambos os casos tomando como referência abril de 2003.

O Gráfico 2 permite visualizar que as demandas de eletricidade e gás natural foram os principais causadores do desequilíbrio e que, ao contrário da hipótese inicial oficial, a oferta de gás respondeu positivamente como um atenuante da crise. Isso pode ser dito sem prejuízo de que existam problemas estruturais de fundo na oferta de gás argentina; mas isso, por sua vez, abre uma análise mais profunda sobre os incentivos econômicos que a pesquisa e exploração de gás natural receberam na Argentina, depois da mudança nas regras do jogo e do congelamento de preços posterior a 2002.

Gráfico 2. *Crise energética: decomposição de fatores.*



Enquanto o dinamismo das demanda de eletricidade e gás natural aumentou em 2005 em relação a 2004, a oferta doméstica de gás natural contribuiu menos para atenuar a crise, embora os preços do setor tenham melhorado lentamente. Ao contrário, a ajuda para o fechamento do desequilíbrio energético veio em 2005 particularmente de menores exportações ao Chile e do gás importado da Bolívia, ambos fatores que contribuíram em magnitudes relativamente similares. Outro dos fatores mais preocupantes na conjuntura energética foi a baixa hidraulicidade, com sinais e perspectivas de desempenhar um papel favorável, ao contrário do ocorrido em 2004.

O quadro da situação apresentado nesta decomposição aponta então para um desequilíbrio muito notável e crescente entre, de um lado, o crescimento da demanda de energia elétrica (que para um parque essencialmente térmico nos aumentos de capacidade significa mais necessidades de gás natural) e uma demanda de gás (para uso não elétrico) muito dinâmica e, de outro lado, uma oferta doméstica de gás que não responde em tempo e magnitude. A perspectiva aponta para que a Argentina deixe lentamente sua posição de exportadora líquida de gás para se transformar em importadora líquida. A pergunta que ainda está sem resposta é de onde virá o gás que faltará à Argentina, sem prejuízo de que deva utilizar combustível líquido substituto em maior escala.

2.2 Quão importantes são os preços nesta história?

Se aceitarmos que o crescimento da demanda de eletricidade e gás são dois fatores fundamentais para explicar os desequilíbrios energéticos na Argentina, sem desconhecer problemas estruturais do lado da oferta (mas que não são os “responsáveis” pelo desequilíbrio observado em 2004 e 2005), o passo seguinte corresponde à indagação sobre os determinantes da dinâmica da demanda.

Em princípio, existem três explicações possíveis e complementares entre si para explicar o crescimento da demanda. A pri-

meira, e favorita oficialmente, aponta para a recuperação intensa da economia argentina desde a crise de 2002. Essa associação é lógica, mas não pode explicar por que uma economia que em 2005 se aproxima dos valores de produto agregado similares aos do máximo anterior em 1998 consome hoje 30% a mais de energia elétrica e gás natural.

Aqui entra a segunda explicação que aponta para o fato de que a desvalorização de 2002 causou um redirecionamento da produção para setores produtores de bens transacionáveis (como a indústria e, dentro dela, a indústria de processos ou de bens intermediários) que são mais intensivos em energia que os bens não transacionáveis (como os serviços). Essa explicação é mais plausível que a anterior, embora seja necessária uma mudança massiva da produção para explicar tal aumento da demanda de energia (quando, de fato, a produção industrial argentina já estava nos anos 90 bastante especializada em commodities industriais). Ao mesmo tempo, a evolução da demanda de gás natural mostra que o setor industrial não é o único ou principal impulsionador da demanda de gás. Aparecem outros segmentos como o GNV, que não podem ser explicados pela hipótese de redirecionamento da produção a setores energo-intensivos e que, em troca, alertam sobre o papel dos preços relativos.

Por fim, o papel dos preços congelados da energia na dinâmica da crise foi absolutamente ignorado nas explicações oficiais ou semi-oficiais, como se se tratasse de um tema “tabu” que deixa às claras uma política de preços insustentável. Mas é evidente que, para uma classificação razoável de elasticidades-preço da demanda de energia, os níveis de preços observados de 2002 em diante devem ter impulsionado fortemente a demanda de eletricidade e de gás natural.

O Quadro 2 mostra a comparação com a situação pré-crise (ano de 2001) do consumo de eletricidade e gás em abril-maio de 2004 e de 2005. Também se ilustra a variação correspondente que tiveram o preço real e a renda relevantes para a demanda em

questão. Os dados sugerem que, mesmo com elasticidades-preço de demanda baixas,⁶ os preços devem ter sido um elemento importante na explicação das variações de demanda observadas.

Quadro 2. *Eletricidade e gás: variações de demanda, preços reais e renda. Abril-maio 2004 e 2005 contra abril-maio 2001.*

	Eletricidade		Gás natural residencial e comercial		Gás natural industrial		GNV	
	<i>abril-maio 2004</i>	<i>abril-maio 2005</i>	<i>abril-maio 2004</i>	<i>abril-maio 2005</i>	<i>abril-maio 2004</i>	<i>abril-maio 2005</i>	<i>abril-maio 2004</i>	<i>abril-maio 2005</i>
Demanda	12,7%	17,1%	4,4%	5,5%	8,6%	12,9%	62,7%	69,0%
Preço real	-39,6%	-34,1%	-48,5%	-54,8%	-37,2%	-23,5%	-26,6%	-11,2%
Renda	1,1%	10,3%	-0,1%	9,1%	6,8%	15,8%	-0,1%	9,1%

Os dados de preço real e renda correspondem ao trimestre abril-junho. O dado de renda utilizado para o trimestre abril-junho 2005 foi estimado a partir de FIEL Macro Forecast.

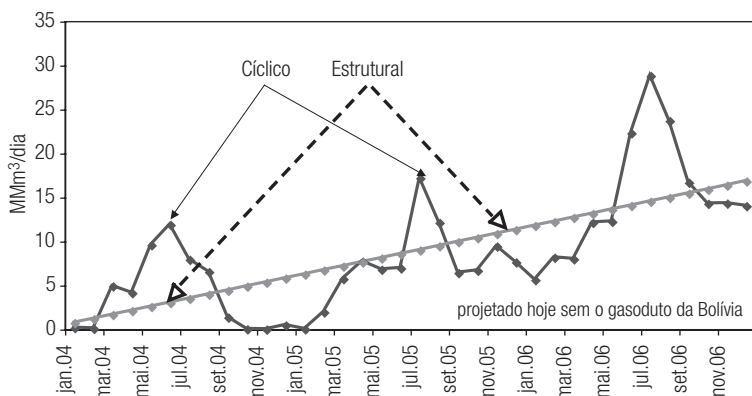
3. Projeção do desequilíbrio energético

O esquema simples deste trabalho pode permitir computar ou simular a evolução futura do desequilíbrio energético fazendo suposições alternativas sobre a evolução dos componentes do Quadro 1. Assim, projetando a oferta de gás natural e as demandas de energia elétrica e gás natural (para suposições de evolução de

6. Em Cont e Navajas (2004), estimam-se estas elasticidades-preço (e renda) de curto e longo prazo, que se situam em um intervalo amplo que vai desde 0.10 para a elasticidade-preço a curto prazo da demanda de gás residencial até 0.7 que se estima para a elasticidade-preço a longo prazo da energia elétrica.

crescimento e preços), supondo que a capacidade instalada em geração elétrica e que a capacidade de transporte de gás se expandam para sustentar o consumo e finalmente fazendo suposições alternativas sobre o intercâmbio comercial com os vizinhos, é possível projetar um trajeto da escassez energética. Um exemplo disso é ilustrado pelo Gráfico 3, que projeta o desequilíbrio energético, definido antes como *escassez*, até o final de 2006 sob pressupostos de evolução de demanda e oferta e supondo que as importações de gás boliviano não superem as capacidades máximas contratadas na atualidade (de até 7 milhões de m³/dia). Como se pode observar, a situação de déficit estrutural de gás natural vai se consolidando no tempo.

Gráfico 3. *Desequilíbrio (escassez) energético na Argentina.*



4. Comentários finais

A crise energética da Argentina surpreendeu a muitos, e certamente ao governo, em 2004, ao se manifestar como uma falta crítica de gás natural. A partir da surpresa da crise, se expuseram diversas opiniões e hipóteses sobre sua natureza conjuntural ou estrutural e sobre seus determinantes. As explicações variaram entre fatores de oferta e demanda e se apontaram questões diversas desde a ausência

ou atraso de investimentos em *upstream*, em capacidade de transporte de gás até outros aspectos do setor elétrico e, finalmente, questões derivadas do crescimento e da composição da demanda.

Nossa visão dos desequilíbrios nos mercados de gás e eletricidade nos leva a diagnosticar uma crise baseada em um crescimento da demanda de gás natural que incorpora tanto elementos estruturais (o paradigma de decisões de investimento em geração térmica) como aspectos próprios do desajuste criado depois da crise e da intervenção nos mercados energéticos ocorrida de 2002 em diante. Embora não neguemos que estejam latentes outros gargalos em, por exemplo, geração e/ou transmissão ou distribuição de energia elétrica, ou na capacidade de transporte de gás, o certo é que até o momento os dados confirmaram e reforçaram nossa visão inicial de que se trata de um desequilíbrio na disponibilidade de gás natural.

Por isso, é apropriado um esquema simples de avaliação e decomposição da falta de gás e das causas que a determinam a curto e médio prazo. Nossos cálculos nos levam a vislumbrar uma crise que decorre claramente de um excesso de demanda alimentado por uma política de preços inconsistente no longo prazo. Se quisermos chamar de “falta de oferta” ao excesso de demanda, isso é uma questão semântica, enquanto não se negue que, qualquer que seja o termo, os preços têm de ser uma parte importante do menu que corrige os desequilíbrios.

Até agora, a estratégia na Argentina foi a de relativizar ou diretamente negar o papel dos preços na administração da demanda⁷ e concentrar-se no lado da oferta, seja local, importada ou proveniente de compromissos de exportação anteriores. Desde a busca do gás de Tarija, Bolívia, até as tentativas mais recentes de promover o anel energético para utilizar gás de Camisea, Peru, passando pela importação de óleo combustível da Venezuela e dos intercâmbios de

7. A estratégia de gestão da demanda centrou-se nos denominados programas PURE de uso racional da energia que impõem prêmios e castigos para induzir economias de consumo. A eficácia desses programas no caso argentino ainda não foi adequadamente avaliada (NAVAJAS e URBIZTONDO, 2005).

energia elétrica com Brasil. A busca de soluções se dirigiu para sustentar uma oferta (desestimulada domesticamente por uma política de controle de preços) que corre atrás de uma demanda alimentada por preços do gás e da eletricidade insustentáveis. Esta estratégia estaria chegando a seu fim se persistirem, como se vislumbra, os desequilíbrios observados. O ciclo de energia abundante e com preços abaixo do custo de longo prazo pode ser sustentado durante algum tempo, mas não pode ser prolongado indefinidamente sem pagar custos elevados em algum momento. Este ciclo já começou a se inverter na Argentina.

Referências bibliográficas

- BACON, R. Measuring the possibilities of interfuel substitution. *Working Paper WPS 1031*, World Bank, 1992.
- BANCO MUNDIAL. Argentina: energy sector study. *Report n. 7993-AR*, 26 fev. 1990.
- BCRA. *Informe de inflación*. Segundo Trimestre de 2004. Abril.
- CAMMESA. *Evaluación de riesgos mediano y largo plazo – Período 2004-2007*. Argentina, 2003.
- CONT, W., NAVAJAS, F. La anatomía simple de la crisis energética en la Argentina. *Documento de Trabajo n. 82*, FIEL, Buenos Aires, ago. 2004.
- DONNELLY, W. *The econometrics of energy demand*. Nova York: Praeger, 1987.
- ENARGAS. *Abastecimiento de gas. Inverno 2004*. Ente Nacional Regulador del Gas, 15 mar. 2004.
- FIEL. *DEMIS: Demand Forecasting Integrated System*. Modelo de Simulación del Mercado de Hidrocarburos de la Argentina. mar. 1995a. (Mimeo).
- _____. *MCPEL: Marginal Cost Pricing of Electricity*. Modelo de Simulación del Mercado de Hidrocarburos de la Argentina. mar. 1995b. (Mimeo).
- NAVAJAS, F. Estructuras tarifarias bajo estrés. *Documento de Trabajo n. 73*, FIEL, Buenos Aires, 2002.

- _____. Some remarks on sectoral reform in Argentina. CONFERENCE ON SECTORAL REFORM, STANFORD CENTER FOR INTERNATIONAL DEVELOPMENT. Stanford University, nov. 2003a.
- _____. ¿A dónde va la regulación de los servicios? *La Nación*, 26 out. 2003b.
- _____. Planificando la crisis energética, *La Nación*, 22 mar. 2004.
- NAVAJAS F, URBIZTONDO, S. *Crisis energética y racionamiento*: los programas de Argentina y Brasil comparados. FIEL, jul. 2005. (Mimeo).
- NEWBERY, D. *Privatization, restructuring and regulation of network utilities*. Cambridge Mass.: MIT Press, 2000.
- PINDICK, R. Interfuel substitution and the industrial demand for energy: an international comparison. *Review of Economics and Statistics*, v. 61, p.169-79, 1979.

Resumo

Este trabalho descreve a gênese da crise energética argentina iniciada em 2004 e trata de explicar seus determinantes utilizando um esquema de decomposição do desequilíbrio observado nos mercados inter-relacionados de gás natural e eletricidade na Argentina. Com essa decomposição, analisam-se os fatores que levaram à crise do verão-outono de 2004 e se examina a situação em 2005. Em particular, identificam-se os fatores de demanda e oferta que contribuíram para a crise ou a atenuaram.

A conclusão é a de que a demanda de eletricidade e gás, em um contexto de preços controlados e fixados abaixo dos custos de longo prazo, foi um elemento central na explicação da crise, enquanto que, diferentemente da explicação oficial, a oferta de gás cumpriu um papel mais atenuante do que de causadora da crise na conjuntura 2004-2005, sem que isso implique que não existam problemas mais estruturais ou de longo prazo subjacentes. Finalmente, a metodologia é usada para ilustrar uma simulação, com suposições auxiliares, da possível evolução do desequilíbrio energético em 2005-2006.

Publicações anteriores dos *Cadernos Adenauer*



Desarmamento, segurança pública e cultura da paz (n. 03, 2005)

Reforma política: agora vai? (n. 02, 2005)

Reformas na Onu (n. 01, 2005)

Liberdade Religiosa em questão (n. 04, 2004)

Revolução no Campo (n. 03, 2004)

Neopopulismo na América Latina (n. 02, 2004)

Avanços nas Prefeituras: novos caminhos da democracia
(n. 01, 2004)

Mundo virtual (n. 06, 2003)

Os intelectuais e a política na América Latina (n. 05, 2003)

Experiências asiáticas: modelo para o Brasil? (n. 04, 2003)

Segurança cidadã e polícia na democracia (n. 03, 2003)

Reformas das políticas econômicas: experiências e alternativas
(n. 02, 2003)

Eleições e partidos (n. 01, 2003)
O Terceiro Poder em crise: impasses e saídas (n. 06, 2002)
O Nordeste à procura da sustentabilidade (n. 05, 2002)
Dilemas da Dívida (n. 04, 2002)
Ano eleitoral: tempo para balanço (n. 03, 2002)
Sindicalismo e relações trabalhistas (n. 02, 2002)
Bioética (n. 01, 2002)
As caras da juventude (n. 06, 2001)
Segurança e soberania (n. 05, 2001)
Amazônia: avança o Brasil? (n. 04, 2001)
Burocracia e Reforma do Estado (n. 03, 2001)
União Européia: transtornos e alcance da integração regional
(n. 02, 2001)
A violência do cotidiano (n. 01, 2001)
Os custos da corrupção (n. 10, 2000)
Fé, vida e participação (n. 09, 2000)
Biotecnologia em discussão (n. 08, 2000)
Política externa na América do Sul (n. 07, 2000)
Universidade: panorama e perspectivas (n. 06, 2000)
A Rússia no início da era Putin (n. 05, 2000)
Os municípios e as eleições de 2000 (n. 04, 2000)
Acesso à justiça e cidadania (n. 03, 2000)
O Brasil no cenário internacional (n. 02, 2000)
Pobreza e política social (n. 01, 2000)

*OBS.: Os Cadernos Adenauer podem ser solicitados
diretamente à Fundação Konrad Adenauer.*

■ Preço dos 4 volumes editados no ano: R\$ 25,00

■ Preço individual do exemplar: R\$ 8,00



ESTE LIVRO FOI COMPOSTO
POR CACAU MENDES EM AGARAMOND
E IMPRESSO NO RIO DE JANEIRO
POR ZIT GRÁFICA E EDITORA
EM PAPEL PÓLEN SOFT 80G/M²
PARA A FUNDAÇÃO KONRAD ADENAUER
NA PRIMAVERA DE 2005.