

O FIM DA ERA DO PETRÓLEO E A MUDANÇA
DO PARADIGMA ENERGÉTICO MUNDIAL:
PERSPECTIVAS E DESAFIOS PARA A
ATUAÇÃO DIPLOMÁTICA BRASILEIRA

MINISTÉRIO DAS RELAÇÕES EXTERIORES



Ministro de Estado
Secretário-Geral

Embaixador Antonio de Aguiar Patriota
Embaixador Ruy Nunes Pinto Nogueira

FUNDAÇÃO ALEXANDRE DE GUSMÃO



Presidente

Embaixador Gilberto Vergne Saboia

Instituto de Pesquisa de
Relações Internacionais

Diretor

Embaixador José Vicente de Sá Pimentel

Centro de História e
Documentação Diplomática

Diretora substituta

Maria do Carmo Strozzi Coutinho

A *Fundação Alexandre de Gusmão*, instituída em 1971, é uma fundação pública vinculada ao Ministério das Relações Exteriores e tem a finalidade de levar à sociedade civil informações sobre a realidade internacional e sobre aspectos da pauta diplomática brasileira. Sua missão é promover a sensibilização da opinião pública nacional para os temas de relações internacionais e para a política externa brasileira.

Ministério das Relações Exteriores
Esplanada dos Ministérios, Bloco H
Anexo II, Térreo, Sala 1
70170-900 Brasília, DF
Telefones: (61) 3411-6033/6034/6847
Fax: (61) 3411-9125
Site: www.funag.gov.br

FERNANDO PIMENTEL

O Fim da Era do Petróleo e a Mudança
do Paradigma Energético Mundial:
Perspectivas e Desafios para a Atuação
Diplomática Brasileira



Brasília, 2011

Direitos de publicação reservados à
Fundação Alexandre de Gusmão
Ministério das Relações Exteriores
Esplanada dos Ministérios, Bloco H
Anexo II, Térreo
70170-900 Brasília – DF
Telefones: (61) 3411-6033/6034
Fax: (61) 3411-9125
Site: www.funag.gov.br
E-mail: funag@itamaraty.gov.br

Equipe Técnica:

Henrique da Silveira Sardinha Pinto Filho
André Yuji Pinheiro Uema
Fernanda Antunes Siqueira
Fernanda Leal Wanderley
Juliana Corrêa de Freitas

Revisão:

Júlia Lima Thomaz de Godoy

Programação Visual e Diagramação:

Juliana Orem

Impresso no Brasil 2011

Pimentel, Fernando.

O fim da era do petróleo e a mudança do paradigma energético mundial : perspectivas e desafios para a atuação diplomática brasileira / Fernando Pimentel. – Brasília : Fundação Alexandre de Gusmão, 2011. 236 p.

ISBN 978-85-7631-308-3

1. Diplomacia. 2. Petróleo. 3. Política Externa.

CDU: 327.3(81)

Ficha catalográfica elaborada pela
Bibliotecária Sonale Paiva - CRB /1810

Depósito Legal na Fundação Biblioteca Nacional conforme Lei nº 10.994, de 14/12/2004.

*A minha mulher, Manuela, por uma vida que não
poderia ser sonhada;*

*A meus pais, Carlos e Yara, pelas ideias, desde o
começo;*

*A minhas filhas, Olívia, Emília e Aurélia, pelo
incomensurável, infinitamente.*



Glossário das Principais Siglas e Abreviaturas

AFRICOM	Comando da África (Forças Armadas dos EUA)
AIEA	Agência Internacional de Energia Atômica
ASPO	Association for Peak Oil Studies
BEM	Balanço Energético Nacional
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BRICs	Brasil, Rússia, Índia e China.
BTC	Baku-Tblisi-Ceyhan (único oleoduto entre a Ásia Central e a Europa que contorna a Rússia)
CCS	Captura e sequestro de carbono (na sigla em inglês)
CEPAL	Comissão Econômica para a América Latina e Caribe
CERA	Cambridge Energy Research Institute
CO ²	Dióxido de carbono
CST	Concentrated solar thermal (processos para produção de eletricidade a partir do potencial térmico da energia solar)
CTL	Coal to liquids (tecnologia para produção de petróleo sintético)
DoE	Department of Energy (Governo dos EUA)
DoS	Department of State (Governo dos EUA)
EIA	Energy Information Administration (agência governamental dos EUA)
EOR	Enhanced oil recovery

EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas (governo brasileiro)
EROEI	Energy return on energy invested
FARC	Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia
GAO	General Accounting Office (Órgão fiscalizador do Congresso dos EUA)
GNL	Gás natural liquefeito
H-bio	Tecnologia da Petrobras para aproveitamento processamento de diesel a partir de óleo de soja em refinarias
IEA	International Energy Agency (vinculada à OCDE)
IOC	Companhias internacionais de petróleo (na sigla em inglês)
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
NIC	National Intelligence Council (do governo dos EUA)
NOC	Companhias nacionais de petróleo (na sigla em inglês)
Nymex	New York Mercantile Exchange (Bolsa de Mercadorias de Nova York)
OCDE	Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico
OIE	Oferta interna de energia (sinônimo de matriz energética nacional)
OPEC	Organization of Petroleum Exporter Countries (o mesmo que OPEP)
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
OSC	Shanghai Cooperation Organization
OTAN	Organização dos Países do Tratado do Atlântico Norte
PCH	Pequenas centrais hidrelétricas
PNE	Plano Nacional de Energia
PNMC	Plano Nacional para Mudança do Clima (plano Brasileiro)
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
PO	Peak oil
PROINFA	Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PV	Foto voltaico (na sigla em inglês)
RSU	Rejeitos sólidos urbanos (lixo urbano encontrado nos aterros sanitários)

SIN	Sistema Interligado Nacional
UNEP	United Nations Energy Program
ÚNICA	União Nacional da Indústria Canavieira
WEC	World Energy Council
WEO	World Energy Outlook (Relatório anual da IEA)
YPF	Yacimientos Petrolíferos Fiscales (Empresa petrolífera argentina)
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Bolívia

Unidades de Medidas:

b/d	barris de petróleo/dia
bpc	barris de petróleo <i>per capita</i>
mb/d	milhões de barris de petróleo/dia
tep	tonelada equivalente de petróleo
MW	Mega Watts
GW	Giga Watts (Mil MW)
TW	Tera Watts (Mil GW)
l/ha	Litros por hectare

Nota sobre nomes de companhias petrolíferas: na maioria dos casos, os nomes de companhias formadas há décadas evoluíram para adquirir o sentido próprio, desvinculados das siglas originais (a *British Petroleum*, hoje, é apenas BP, com o moto “beyond petroleum”; a ARAMCO já foi *Arab-American Consortium*, hoje é a grande companhia estatal da Arábia Saudita). Assim, os nomes de empresas petrolíferas serão tratados como nomes próprios e não como siglas. Entre as principais companhias citadas neste trabalho estão:

Anglo-Persian	Consórcio de IOCs formado para exploração e produção de petróleo no Irã
ARAMCO	Estatal saudita
BP	IOC de origem inglesa
Chevron	IOC de origem norte-americana
CNOOC	Estatal chinesa
CNPC	Estatal chinesa
Conoco/Philips	IOC de origem norte-americana

E.on	Empresa de energia alemã
ENARSA	Energia de Argentina SA (nova estatal petrolífera argentina)
ENEL	Empresa de energia italiana
ENI	IOC italiana
Exxon	IOC de origem norte-americana
Gazprom	Estatal russa
Hess	IOC de médio porte de origem norte-americana com participação em bloco do pré-sal
GDF Suez	IOC francesa (formada pela fusão de outras duas: Gaz de France e SUEZ).
ONGC-Videsh	Estatal indiana
PDVSA	Estatal venezuelana
Petrobras	Estatal brasileira
Repsol	IOC espanhola
Shell	IOC de origem inglesa
Sinopec CNPC	Estatal chinesa
Standard Oil	Primeira grande petroleira dos EUA, desmembrada em ação antitruste
Texaco	IOC de origem norte-americana
Total	IOC francesa
UNOCAL	IOC de origem norte-americana
YPF	Estatal argentina privatizada na década de 90
YPFB	Estatal boliviana

Sumário

Prefácio, 13

Introdução, 19

Estrutura do trabalho, 24

Algumas considerações metodológicas, 27

Capítulo I - Evolução e Declínio da Era do Petróleo, 31

1.1 A história do petróleo e suas crises, 31

1.2 A teoria do Peak Oil, 54

1.3 O debate acerca do peak oil: defensores e detratores da teoria, 56

Capítulo II - Alternativas para a Crise, 69

2.1 A sustentação do paradigma: perspectivas para os combustíveis fósseis, 69

Areias betuminosas (tar sands), 70

Xisto betuminoso (oil shale), 72

Carvão, 73

Gás Natural, 74

Uma nota sobre sustentabilidade ambiental, 76

2.2 A caminho de um novo paradigma: energia renovável, nuclear e conservação, 77

Energia Solar, 78

Energia Eólica, 79

Energia Hidrelétrica, 80

Energia Nuclear, 82

Biocombustíveis, 84

a) etanol, 84

b) biodiesel, 87

Eficiência e Conservação, 90

- 2.3 A energia do futuro, 92
 - Hidrogênio, 93
 - Fusão Nuclear, 94
 - Carros elétricos (plug-ins), 95
- 2.4 Um novo paradigma?, 96

Capítulo III - O Fim da Era do Petróleo, 99

- 3.1 Dois cenários de crise, 99
 - Cenário A: um pouso forçado, 101*
 - Cenário B: transição induzida, 102*
- 3.2 O reordenamento do tabuleiro: impactos globais, 104
 - Impactos econômicos: Cenário A, 104*
 - Impactos econômicos: Cenário B, 113*
 - Impactos geopolíticos: Cenário A, 125*
 - Impactos geopolíticos: Cenário B, 137*

Capítulo IV - Perspectivas para o Brasil e a América do Sul, 141

- 4.1 A projeção da matriz energética brasileira, 141
 - Críticas e alternativas ao Plano Nacional de Energia 2030, 149*
 - A promessa do pré-sal, 153*
- 4.2 Perspectivas para a América do Sul, 159
 - Um novo paradigma energético para a América do Sul, 172*
- 4.3 Reservas na escassez: implicações para a inserção global do Brasil, 181

Conclusão, 195

- Impactos da crise econômica, 197*
- Alternativas para a mudança de paradigma, 201*
- Riscos do processo de transição, 204*
- Perspectivas para o Brasil, 206*

Anexo I, 213

Anexo II, 215

Bibliografia, 217

Prefácio

O presente trabalho foi concluído em fevereiro de 2009, em meio à fase mais severa da crise financeira que eclodiu em 2008. Trata-se de um exame das condições objetivas, no médio prazo, para a transição rumo a um paradigma energético global pós-petróleo sob dois tipos de cenário: uma transição induzida por políticas deliberadas que diminuam a dependência da economia global em relação ao petróleo, ou uma transição forçada por um estancamento na capacidade de se aumentar a oferta global de petróleo convencional, nos moldes da teoria do *Peak Oil*. Em ambos os cenários, foram examinadas as consequências econômicas e geopolíticas da transição com destaque para o impacto sobre o Brasil e seu relacionamento com outros países.

Nos dois anos que se passaram entre a finalização e a publicação deste trabalho, o mundo vivenciou a conclusão da fase aguda da crise econômico-financeira, a frustração das expectativas em relação à Cúpula de Copenhague, o vazamento de petróleo no Golfo do México, o terremoto no Japão (seguido do acidente nuclear na usina de Fukushima), a “Primavera Árabe”, e a confirmação da viabilidade de importantes reservas de gás natural não convencional a partir de avanços na tecnologia de extração. Caberia um breve exame de como esses eventos recentes contribuem para a leitura deste livro.

Desde o final da fase aguda da crise econômico-financeira, observou-se uma vigorosa retomada dos preços do petróleo (e das *commodities* de modo geral). Em janeiro de 2011, a cotação do petróleo tipo *brent* voltou a ultrapassar a barreira dos US\$100,00. Tais cotações elevadas têm sido relativamente resistentes, com naturais oscilações, até mesmo à deterioração da situação econômica na zona do Euro e à intervenção direta da Agência Internacional de Energia que, em junho de 2011, liberou cerca de 60 milhões de barris de petróleo de suas reservas estratégicas com o fito (não explicitamente declarado) de conter o aumento de preços e prevenir a deterioração das condições econômicas globais. Em que pese a contribuição de fatores geopolíticos e das políticas heterodoxas ultraexpansionistas de países desenvolvidos, há crescente consenso de que os elevados preços do petróleo refletem fundamentalmente um descompasso entre a demanda e a oferta global do produto.

A realidade econômica atual caracteriza-se por um crescimento em “duas velocidades” em que taxas insuficientes de crescimento nas principais economias desenvolvidas contrastam-se com a forte recuperação nas principais economias de mercados emergentes, com destaque para a China. A manutenção desta dinâmica implicará um maior consumo de energia por unidade de produto global, já que as “locomotivas” emergentes são consideravelmente mais intensivas no uso de energia do que suas contrapartes desenvolvidas.

Além da crise econômica, o modesto (para dizer o mínimo) resultado da Cúpula de Copenhague e a aparente inabilidade de a comunidade internacional acordar uma estratégia para lidar com o aquecimento global deverá ter importantes desdobramentos sobre os mercados globais de energia. Como será visto mais adiante, fontes alternativas limpas e renováveis de energia já enfrentam uma batalha “morro acima” com os combustíveis fósseis, geralmente mais baratos e de utilização mais conveniente. Está claro que a geração de energia limpa e renovável com escala e custos compatíveis com a manutenção do processo de desenvolvimento global não pode se dar na ausência de um arcabouço legal e de um esquema de incentivos, especificamente desenhados para tal. A incapacidade de as nações mais ricas do planeta e dos principais poluidores globais acordarem uma estratégia comum, com compromissos justos e realistas, retarda – quando não impede – o desenvolvimento e implantação de fontes menos poluentes de energia.

A partir de dezembro de 2010, a Primavera Árabe logrou derrubar regimes ditatoriais na Tunísia e no Egito, ensejou uma guerra civil na Líbia, provocou violentas rebeliões civis no Iêmen, na Síria e no Bahrein, além de motivar manifestações e protestos em grande número de países do Norte da África e Oriente Médio. A velocidade e a contundência das demonstrações populares surpreenderam a grande maioria dos analistas dedicados à região, bem como governos em todas as partes do globo. Além de seu impacto direto sobre o mercado de petróleo como consequência da guerra civil na Líbia – na qual, mais uma vez, instalações petrolíferas tornaram-se alvos estratégicos tanto de tropas rebeldes quanto das governistas – a Primavera Árabe adicionou uma nova fonte de instabilidade em uma região historicamente turbulenta que concentra as maiores reservas de petróleo do planeta.

Entre as principais conquistas de cunho tecnológico com impacto sobre o mercado de energia nos últimos anos está a viabilização da exploração de grandes reservas de gás natural não convencional que, segundo a Agência Internacional de Energia poderiam vir a dobrar o tamanho das reservas mundiais de gás. O gás natural é o menos poluente dos combustíveis fósseis, com potencial para utilização inclusive no setor de transportes. Poderia atuar, assim, como ponte que facilitaria uma transição menos atribulada para um paradigma global pós-petróleo. Os novos processos que permitem a exploração de gás não convencional, no entanto, não são isentos de riscos e controvérsia, pois consistem na injeção de grandes quantidades de água, areia e produtos químicos no subsolo com potencial para a contaminação de lençóis freáticos. Sua utilização está em debate em diversos estados dos Estados Unidos e foi proibida na França.

No campo da produção de petróleo propriamente dita, o evento de maior relevância não terá sido a descoberta de alguma grande reserva, mas sim o vazamento na plataforma operada pela BP no Golfo do México que, por fatalidade ou negligência, resultou em bilhões de dólares em danos ambientais e às populações atingidas pela mancha de óleo, ensejando uma moratória do governo norte-americano na exploração de petróleo no Golfo do México. Mais do que isso, o vazamento evidenciou os riscos da exploração de petróleo em águas profundas e ultraprofundas, e parece ter galvanizado (principalmente nos EUA, mas potencialmente também nos demais países com exploração em águas ultraprofundas, inclusive o

Brasil) uma cobrança da sociedade em relação ao cumprimento estrito de procedimentos de manutenção e segurança em plataformas marítimas. Tais riscos e preocupações certamente implicarão em maiores custos (operacionais e de seguros), mas, ao que tudo indica, trata-se de ônus com o qual as companhias petrolíferas estão dispostas a arcar, principalmente diante da manutenção dos altos preços do barril de petróleo.

Analogamente, mas em contexto muito mais trágico, o terremoto de nove graus na escala Richter ocorrido em 11 de março no Japão, e o resultante grave acidente com vazamento de material radioativo* na usina de Fukushima, foram os principais fatos a marcarem a indústria de energia nuclear nos últimos dois anos. Na esteira de Fukushima, Alemanha e Suíça anunciaram sua intenção de abdicar da utilização de energia nuclear até 2022 e 2034, respectivamente. Em julho de 2011, o Primeiro-Ministro do Japão declarou que seu país deveria reduzir e eventualmente eliminar sua dependência em relação à energia nuclear. A grande maioria dos países detentores de usinas nucleares, inclusive o Brasil, anunciaram uma revisão nas regras e nos procedimentos de segurança de suas usinas. A tragédia ainda em curso em Fukushima representou um sério golpe na esperada “renascença nuclear” que parecia se vislumbrar em 2008, com base em um histórico (até então) livre de acidentes por muitos anos, bem como no imperativo de combate ao aquecimento global e na necessidade de alternativas para a geração de energia diante do crescente custo dos combustíveis fósseis.

Olhando adiante, o mundo necessitará de quantidades cada vez maiores de energia a preços acessíveis, inclusive para dar sustentação a um processo de desenvolvimento que contribua para a redução do enorme hiato entre países ricos e pobres. Ao mesmo tempo, o mundo precisará de energia cada vez mais limpa e renovável. Os últimos dois anos foram repletos de eventos importantes que ilustram os desafios e percalços que a busca desses objetivos inadequadamente alinhados precisará enfrentar. Não há garantias, em nenhum dos lados da equação, e alguns retrocessos poderão ser inevitáveis, mas para se diminuir os riscos é preciso buscar uma transição para um paradigma pós-petróleo de maneira deliberada e planejada, e não apenas reagir ao sabor dos acontecimentos. Este livro

* À época da publicação, cerca de cinco meses após o terremoto, a situação em Fukushima ainda não estava sob controle.

não busca fazer previsões determinísticas sobre o que o futuro nos reserva em matéria de energia, mas apenas tenta alertar para alguns dos riscos e mapear algumas das oportunidades que um processo de transformação do atual paradigma energético mundial pode oferecer.

Brasília, 20 de julho de 2011.



Introdução

“My father rode a camel. I drive a car. My son flies a jet airplane. My grandson will ride a camel.”

Ditado árabe

O melancólico fatalismo do ditado saudita, também atribuído ao *Sheik* Rashid Al Maktoum, Emir de Dubai, enfatiza um aspecto bem conhecido, mas pouco notado em meio à celeridade da vida moderna: o petróleo, um dos mais importantes pilares de sustentação da sociedade industrial, é um produto finito, sujeito a limites de produção. Certamente não terá passado despercebido ao *Sheik* a ironia de sua premonição. O Oriente Médio concentra 61% das reservas de petróleo¹; será um mundo profundamente transformado aquele em que seus descendentes voltassem a andar em camelos, mesmo porque, preocupados com o escasseamento de suas reservas, alguns países da região vêm trabalhando com afinco para desenvolver sua indústria e setor de serviços. Mas a mudança, no que tange ao petróleo, parece inevitável, e provavelmente ocorrerá antes do que se pensa. A sociedade moderna encontra-se diante de uma

¹ Com o percentual de 21% das reservas concentradas apenas na Arábia Saudita. Fonte: World Energy of June 2008.

encruzilhada na definição de suas escolhas energéticas: um caminho leva a um mundo renovado pela adoção progressiva de energias limpas e sustentáveis; o outro à escassez, à estagnação econômica e a um acirrado potencial para conflitos.

Desde os seus primórdios, quando era usado apenas para a iluminação, o petróleo foi responsável pela criação de algumas das maiores empresas do globo. Ao longo do século XX, consolidou-se como o principal recurso estratégico do planeta. Mais de cem anos depois do nascimento da indústria, ainda figura como insumo essencial para as mais importantes atividades econômicas do mundo globalizado. A disputa pelo seu controle já deu margem a iniciativas extremas, de guerras a golpes de Estado, passando por revoluções populares e embargos comerciais, muitas vezes com consequências que extrapolavam seu contexto imediato e produziam crises mundiais.

O Brasil foi particularmente afetado pelos choques do petróleo de 1973 e 1979, que decretaram o fim da fase de altos índices de crescimento econômico (o chamado “milagre brasileiro”) e o acirramento de um prolongado período de descontrole inflacionário. Evidenciaram-se, com pronunciado custo social, os riscos de uma vulnerabilidade externa aguda, associada a uma leitura equivocada da realidade internacional. Desde então, a garantia do suprimento de energia em níveis adequados às necessidades de desenvolvimento do País passou a ocupar posição de destaque na ação diplomática brasileira e a ilustrar alguns de seus mais representativos êxitos. No plano interno, redobraram-se os esforços tanto para a prospecção de petróleo quanto para diversificação da matriz energética, com o desenvolvimento de tecnologias próprias e resultados expressivos consubstanciados no vigor da indústria do etanol, no domínio da tecnologia de construção de grandes barragens hidrelétricas, na expansão do biodiesel e nas descobertas promissoras do pré-sal.

No início de 2008, estimulados pela conjunção entre demanda aquecida e crises pontuais (mas cada vez mais frequentes) de oferta, os preços do petróleo atingiram novos recordes históricos. Na segunda metade do ano, na esteira da pior crise econômica desde 1929², a trajetória

² Para a qual, segundo muitos analistas, teria contribuído significativamente. Para um exemplo ver: Rubin, Jeff. “*What’s the Real Cause of the Global Recession?*”. In *StrategEcon*, 31/10/2008, CBIC World Markets Inc. Acessível em http://research.cibcwm.com/economic_public/download/soct08.pdf. Consultado em 29/11/2008.

inverteu-se e a *commodity* “devolveu” os ganhos acumulados nos últimos três anos. Apesar da forte oscilação de preços, alguns dos mais conceituados analistas da atual crise econômica³ apontam o sério risco de que as limitações de crédito e investimento na indústria petrolífera, combinados com as ainda elevadas taxas de consumo e a acelerada depreciação das reservas em produção, levarão, em médio prazo, a uma crise de energia ainda mais séria do que a da década de 1970. Apesar da atual crise econômica – ou quem sabe, até por causa dela – a ideia dos limites para a utilização dos combustíveis fósseis já ocupa o horizonte estratégico dos principais atores da arena internacional, com destaque, naturalmente, para os grandes importadores mundiais de energia: Estados Unidos da América (EUA), China, Japão, Índia e União Europeia (UE).

As condições de escassez no mercado de petróleo verificadas nos últimos anos estimularam tendências contrárias. Entre os países produtores, suscitaram impulsos nacionalistas e a utilização de recursos energéticos como instrumentos de pressão política. Do lado dos países consumidores, verificou-se um vigoroso rebrote das estratégias direcionadas à garantia da segurança energética, conceito interpretado de forma ampla e nem sempre coincidente, que pode incorporar desde a criação de uma “autarquia energética”, até a utilização de uma variedade de fontes energéticas importadas de um grupo igualmente diverso de supridores. Estas duas tendências reforçam-se mutuamente, com o acirramento do nacionalismo de recursos estimulando preocupações com segurança energética e vice-versa.

Seja por pressões de ordem ambiental, seja pelo potencial da exaustão das maiores e mais acessíveis reservas, seja, ainda, por falta de investimento ou manipulação da oferta por países produtores cada vez mais concentrados no Oriente Médio e outras poucas regiões do planeta, parece cada vez mais claro que o futuro do petróleo é incerto. Convém, assim, planejar e trabalhar para uma mudança do atual paradigma enquanto ainda é possível uma transição mais ou menos suave, e antes que a necessidade se imponha pela força de circunstâncias fora do controle. Não se trata de tarefa fácil, nem se deve assumir que poderá ocorrer de forma indolor mesmo para os países que, como o Brasil, contam com

³ Ver comentário de Nouriel Roubini, citado na conclusão deste trabalho.

melhores chances de assegurar níveis razoáveis de oferta energética durante a transição de paradigma.

A maneira mais dramática e definitiva pela qual a mudança do atual paradigma energético pode vir a ser imposta ao mundo provavelmente será pelo declínio da produção global de petróleo, nos moldes previstos pela teoria do *peak oil*. Segundo seus proponentes, a extração mundial de petróleo atingirá um pico, para depois decair a uma taxa similar à que caracterizou, no passado, a expansão da produção. Especialmente em uma situação em que a demanda se mantém inalterada, a resultante escassez de um produto tão estratégico terá impacto fortemente recessivo para a economia mundial. Ainda mais grave é o risco do acirramento de conflitos – entre Estados e entre empresas – pelo controle das reservas remanescentes.

Cenários otimistas afirmam que o pico na produção de petróleo convencional ocorrerá daqui a, pelo menos, trinta anos e assumem que, até lá, tecnologias alternativas permitirão uma transição relativamente suave para um novo paradigma energético. Análises mais preocupantes indicam que o pico já foi ou será atingido na próxima década e que haveria atraso irreversível na adoção de estratégias para suavizar os piores efeitos do que será o último grande choque do petróleo. As previsões variam de acordo com expectativas quanto à velocidade de geração e incorporação de novas tecnologias, com interpretações do que constitui “petróleo convencional” e, principalmente, com estimativas de quanto petróleo ainda há no subsolo. A corroborar as previsões pessimistas, está o rebaixamento de reservas feito nos últimos dois anos por empresas do porte da Shell, Exxon, BP e Repsol, bem como marcada mudança no tom e discurso de importantes instituições envolvidas com o tema, entre elas a *International Energy Agency* (IEA).

A questão de *quando* a produção entrará em declínio terá menos relevância do que *como* isso ocorrerá, especialmente para a análise de suas implicações políticas e econômicas. Um pouso forçado da economia mundial, provocado por uma longa e aguda crise do petróleo, certamente provocará um processo recessivo mundial de grandes proporções e acirrará conflitos em nome da “segurança energética”. Mesmo na hipótese relativamente benigna de um pouso suave, após o pico da produção de petróleo, o sistema internacional deverá enfrentar significativos custos de transição e instabilidade política.

Apesar de seus efeitos sistêmicos, aos quais poucos países ficarão imunes, a transição para um novo paradigma energético não afetará a todos de igual maneira. Na ausência da execução de estratégias efetivas de mitigação, os países em desenvolvimento economicamente vulneráveis e deficitários na geração de energia serão os mais duramente atingidos. Além deles, os grandes importadores mundiais de petróleo – EUA, UE, Índia, China, Japão – tenderão a ser desproporcionalmente afetados pelo *peak oil*. Os países detentores das derradeiras reservas – essencialmente os membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), países da Ásia Central, Rússia e, possivelmente, o Brasil e o Canadá – estarão em condições de cobrar um prêmio por seus recursos. Porém, na ausência de estratégias adequadas de modernização tecnológica e planejamento de produção, correm, eles também, o risco de serem atropelados pela eventual mudança de paradigma e a consequente desvalorização das reservas remanescentes.

Dispondo de matriz energética em grande medida limpa e renovável, considerável dotação de solo, água, vento e sol para o desenvolvimento em larga escala de energias alternativas, tecnologia e infraestrutura avançadas em matéria de biocombustíveis, além de significativas reservas de petróleo, o Brasil tem os elementos para proteger-se dos efeitos mais severos do *peak oil*. O objetivo, no entanto, não deve ser a busca pura e simples da autonomia energética. Ao Brasil interessa, também, preservar, na medida do possível, o entorno regional das turbulências políticas e econômicas que deverão caracterizar o período de transição. A consecução desse objetivo depende, em boa medida, da garantia de suprimentos adequados de energia para toda a América do Sul. A região tem os recursos necessários para tal; cumpre, no entanto, viabilizar uma infraestrutura eficiente, bem como superar desconfianças pontuais e estratégias maximalistas, de maneira a permitir a conformação de um mercado verdadeiramente sul-americano de energia, regido por regras estáveis e confiáveis.

Para além do entorno regional, o Brasil pode e deve aproveitar as novas oportunidades que se lhe apresentarão em um contexto de *peak oil* para alavancar sua presença e relevância no cenário internacional. Ao que tudo indica, a capacidade de geração de excedentes de energia exportável permitirá ao País auferir significativas vantagens políticas e comerciais. Também no campo econômico, os diferenciais da estabilidade

democrática e solidez energética constituirão vantagens comparativas importantes para a atração de investimentos. Do ponto de vista da adoção das tecnologias de transição, a criação de um mercado internacional para biocombustíveis, regido por padrões técnicos globais, permitirá a consolidação dessa modalidade na futura matriz energética mundial, com vantagens indiscutíveis para a produção brasileira e de outros países com potencial produtor, principalmente na África, Caribe e América Latina. Como corolário desse esforço de padronização que vem sendo liderado pelo Brasil, será necessário dar continuidade à cooperação técnica prestada a países em desenvolvimento para a produção de biocombustíveis, com ênfase nos de clima tropical. Igualmente importante, já no campo da cooperação científica e tecnológica, será manter o país a par das novas tecnologias e alternativas energéticas que serão desenvolvidas em resposta ao *peak oil*. Para tanto, será imprescindível dispor de capacidade própria de pesquisa em tecnologias alternativas. De um ponto de vista sistêmico, um país como o Brasil, com matriz energética firmemente assentada nos dois lados da equação da segurança energética – hidrocarbonetos e renováveis – terá amplas possibilidades de inserir-se no âmago do grande debate mundial que determinará a conformação de um novo paradigma energético.

Parece, assim, oportuna, do ponto de vista do planejamento da política externa nacional, uma análise da dinâmica futura do setor petrolífero, com ênfase em questões de segurança energética, estabilidade global e regional, bem como estratégias para maximização dos benefícios políticos e econômicos que podem resultar da utilização deliberada do potencial energético brasileiro. Esse é o objetivo deste trabalho.

Estrutura do trabalho

Quanto à sua estrutura, o trabalho será dividido em quatro capítulos, além da conclusão e anexos. O primeiro capítulo conterà um histórico da evolução da indústria do petróleo, com particular atenção às crises de 1973 e 1979 e aos repetidos esforços, seja de Estados, seja das *International Oil Companies* (IOCs), para controlar aquela *commodity* estratégica. Serão apresentados, ainda no primeiro capítulo, a teoria do *peak oil* – tal como definida por seu primeiro formulador –, bem como sua evolução posterior, limitações e os aspectos principais do intenso

debate que permeia a questão do declínio na produção de petróleo. O objetivo será apresentar a dinâmica política e econômica da indústria do petróleo e os argumentos a respeito de um potencial limite para a expansão de sua produção.

O segundo capítulo procurará apresentar sucintamente as principais possibilidades alternativas energéticas que permitiriam a mitigação dos efeitos do *peak oil*. Estas foram classificadas, *grosso modo*, em três categorias. A primeira diz respeito à ampliação da oferta de petróleo mediante o aproveitamento de recursos “não convencionais” e a produção de petróleo sintético; a segunda contempla o aproveitamento em maior escala dos demais combustíveis fósseis (gás natural e carvão mineral); a terceira examina a possibilidade de introdução de fontes alternativas de energia não fósseis (que incluem a nuclear e as renováveis). Outra distinção será feita entre estratégias que podem ser aplicadas rapidamente e alternativas promissoras apenas em longo prazo. O objetivo será analisar não apenas a viabilidade de um paradigma pós-petróleo, mas também a possibilidade de sua incorporação à matriz energética mundial pelo menos no médio prazo, horizonte de tempo em que muitos especialistas estimam o advento do *peak oil*.

O terceiro capítulo buscará, a partir das premissas do *peak oil*, e levando em conta as alternativas tecnológicas mais promissoras listadas no capítulo anterior, elaborar dois cenários: a) pouso suave, no qual a transição para um paradigma pós-petróleo se dará de maneira gradual e assimilável, como resultado de políticas públicas e decisões de investimento deliberadas, e b) pouso forçado, no qual a rápida e crescente defasagem entre oferta e demanda por petróleo não poderá ser contornada a tempo ou com as tecnologias disponíveis. À luz destes cenários, serão examinados possíveis impactos políticos e econômicos do *peak oil* no sistema internacional. A intenção não é mapear exaustivamente a evolução política ou econômica em cada uma das regiões ou grupos de países examinados, mas dar uma ideia de tendências, riscos e eventuais oportunidades vislumbradas, tanto no cenário de pouso suave, quanto no cenário de pouso forçado. Será possível obter, também, uma visão geral do quão preparados estão os diferentes países estudados para a renovação do atual paradigma energético mundial, bem como uma ideia de quais serão os principais “perdedores” e “ganhadores” no processo de transição.

O quarto capítulo procurará analisar a projetada crise na transição do paradigma energético mundial a partir da ótica brasileira. Para tanto, começará com um exame da matriz energética nacional e dos planos para a expansão da oferta de energia no País. Os planos governamentais serão, posteriormente, contrastados com um projeto paralelo desenvolvido pelo Greenpeace, que tem criticado as escolhas governamentais na área energética. Uma terceira hipótese, não contemplada por qualquer dos dois primeiros projetos, essencialmente autárquicos, incorpora maior participação de fontes de energia regionais na matriz brasileira. Como perspectiva para o futuro, o trabalho discutirá o impacto potencial do desenvolvimento das consideráveis reservas do pré-sal e suas consequências para o objetivo governamental de manter elevada proporção de fontes renováveis na matriz energética brasileira. O enorme potencial tanto do pré-sal, quanto das fontes renováveis (com destaque para hidroeletricidade e aproveitamento da biomassa) deverá garantir a segurança energética do País mesmo em condições de *peak oil*, o que provavelmente conferirá ao Brasil elementos para alavancar sua projeção internacional e sua liderança regional durante a crise de transição do paradigma energético. Serão abordadas, nessa discussão, questões como a conformação de um mercado de energia sul-americano, a segurança energética regional, a promoção mundial do etanol e, a partir da confirmação da viabilidade das grandes novas reservas na Bacia de Santos, o debate sobre a conveniência, ou não, de uma adesão à OPEP.

Em sua conclusão, o trabalho apontará os riscos que o declínio da produção de petróleo, mediante esgotamento progressivo das reservas representa para a estabilidade do sistema internacional. Indicará a conveniência de o Brasil preparar-se para um cenário tipo pouso forçado no evento de uma conjuntura de *peak oil* – uma medida cautelar justificada pelo inadequado grau de desenvolvimento e implementação de tecnologias alternativas, bem como pela tendência crescente dos principais atores no mercado de energia pautarem-se por considerações de segurança energética em seu sentido mais restrito (o da autarquia energética). Levando em conta a probabilidade de o Brasil dispor de excedentes energéticos em meio à escassez global, a conclusão arguirá, também, a importância da manutenção da estabilidade (política e de suprimentos) na América do Sul, trabalho a que a diplomacia brasileira precisará dedicar-se. A consecução desse objetivo, aliado ao perfil limpo

e renovável de nossa matriz energética, credenciará o país a alavancar seu peso e influência internacionais durante o processo de transição. Ressaltar-se-á, finalmente, que essa conquista da segurança energética resultou, tanto no caso do pré-sal, quanto no que tange à biomassa, de significativos investimentos em tecnologia adaptada às condições específicas do Brasil, trabalho que deve ser aprofundado com continuados investimentos em pesquisa.

Algumas considerações metodológicas

O trabalho pretende abordar as consequências, para o sistema internacional e para o Brasil, de uma sustentada redução na capacidade global de fazer frente à crescente demanda por petróleo. Desde logo, tenciona-se examinar as implicações de uma transição possível a médio prazo, provavelmente inevitável a longo prazo, para um novo paradigma energético mundial.

Diferentes fatores políticos, econômicos, climáticos e tecnológicos podem contribuir para acelerar essa transição, mas o trabalho adotará a hipótese de uma incontornável queda na produção mundial de petróleo, provocada pelo progressivo esgotamento das reservas globais. Esse processo é descrito pela teoria do *peak oil*, desenvolvida pelo geólogo norte-americano Marion King Hubbert para prever, com êxito, o zênite da produção petrolífera dos EUA. O *peak oil*, por seu escopo e impactos irreversíveis, representa uma condição necessária e suficiente para catalisar (ou produzir) mudança de paradigma, o que permitiria visualizar o componente essencialmente “energético” por trás das transformações na indústria de energia — por contraste a considerações ambientais, mercadológicas ou de demanda. Estas são todas questões de grande relevância para a discussão da conformação de um novo paradigma energético, mas cujo tratamento pormenorizado foge ao escopo desta dissertação.

Para a elaboração dos cenários descritos no capítulo dois, a variável independente será o advento do *peak oil* e as variáveis derivadas serão a perspectiva seja de um pouso forçado, seja de um pouso suave durante a mudança de paradigma energético. Os aspectos políticos e econômicos tanto do cenário pouso suave, quanto do cenário pouso forçado serão discutidos separadamente. Da maneira geral, a construção dos cenários

procurou ater-se às seguintes linhas mestras definidas por James Terence Wright e Renata Giovinzazo Spers:

Elaborar cenários não é um exercício de predição, mas sim um esforço de fazer descrições plausíveis e consistentes de situações futuras possíveis (...). Mesmo sendo uma representação parcial e imperfeita do futuro, o cenário, entendido como instrumento de apoio à decisão, precisa abranger as principais dimensões relevantes do problema e seus autores devem livrar-se das amarras e dos preconceitos do passado, ao mesmo tempo em que devem se manter dentro dos limites do conhecimento científico e propor transformações viáveis no horizonte de tempo considerado⁴.

Como já foi indicado, o cenário de *peak oil* será utilizado essencialmente como moldura para análise de tendências que já se delineiam no presente e não como mecanismo de previsão preciso para o próximo choque do petróleo. Para os propósitos deste trabalho, bastará reter a ideia — em torno da qual há razoável convergência — de que o mundo enfrentará, a curto e médio prazos, um mercado de petróleo crescentemente pressionado e instável, com preços em ascensão e riscos de desabastecimento. Tampouco serão consideradas teorias como a formação abiogênica de petróleo (segundo a qual o petróleo não seria de origem fóssil, mas um recurso constantemente renovado no subsolo).

Com o fito de refletir informações e análises tão atualizadas quanto possível, estendeu-se a etapa de levantamento bibliográfico até 31 de dezembro de 2008. Este recorte temporal, embora necessário, diminuiu sensivelmente a possibilidade de contar com análises ou interpretações minimamente distanciadas acerca da severa crise econômica que entrou em sua fase mais aguda no último trimestre do ano passado. Assim, o trabalho deixa as referências à crise e seu possível impacto sobre o mercado futuro de petróleo para a conclusão, na qual o recorte de 31 de dezembro foi relaxado para 2 de fevereiro de 2009. De maneira preliminar, estima-se que a atual crise, desde que se assuma a perspectiva da volta do crescimento nos próximos anos, não impedirá (e poderá até mesmo adiantar) o advento do *peak oil*.

⁴ Wright, James Terence e Spers, Renata Giovinzazo. *O país no futuro: aspectos metodológicos e cenários*. In Estudos Avançados. USP. Volume 20, N° 56, Janeiro Abril 2006.

Dados estatísticos, gráficos, quadros comparativos e documentos relevantes para a melhor compreensão das ideias defendidas pela tese serão incluídos no anexo, a não ser nos casos em que sua inclusão no corpo do trabalho for considerada importante para o esclarecimento de um ponto específico.



Capítulo I

Evolução e Declínio da Era do Petróleo

“[Oil is] a stupendous source of strategic power, and one of the greatest material prizes in world history”

George Kennan

1.1 A história do petróleo e suas crises

Nos últimos cem anos, o petróleo consolidou-se como a principal fonte de energia e o mais importante recurso estratégico do mundo moderno. Sua conturbada trajetória, que acompanha de perto episódios críticos de nossa história recente, é marcada por renhidas disputas por controle e pela alternância entre períodos de escassez e bonança. Apesar da natureza cíclica dos movimentos do petróleo no mercado internacional, identifica-se tendência de consumo claramente ascendente. Por mais espetaculares que houvessem sido as descobertas de novas reservas, ou por mais revolucionários que tenham sido os avanços em tecnologias para extração, refino ou utilização do petróleo, a avidez da demanda global ainda não parece ter encontrado o seu limite. Nos primeiros anos deste século, com um consumo diário da ordem de 85 milhões de barris/dia (mb/d), a humanidade voltou a pressionar a fronteira da capacidade global de produção, prenunciando uma nova crise que, desta vez, poderá vir a ameaçar a própria existência do atual paradigma energético mundial.

Embora tenha atingido o apogeu no século XX, a indústria petrolífera nasceu na segunda metade do século XIX, nos EUA: o petróleo, transformado em querosene, era vendido como um substituto para a iluminação a gás e óleo de baleia⁵. O desenvolvimento do automóvel e do motor a gasolina, a partir de 1885, forneceu o vetor ideal para a expansão da indústria petrolífera precisamente no momento em que esta enfrentava sua primeira grande crise sob o duplo impacto da introdução da lâmpada elétrica nas cidades norte-americanas e europeias e da superprodução global de petróleo. Além dos EUA – com grandes províncias petrolíferas na Pensilvânia, Ohio e, posteriormente, Texas –, a Rússia e a Indonésia tornaram-se importantes produtores, sendo que, entre os anos 1898 e 1901, a produção russa na região de Baku, atual Azerbaijão, controlada pelas famílias Nobel e Rotschild, superou a produção dos EUA⁶, que só recuperou a liderança com as descobertas do Texas.

Esse período inicial caracterizou-se por uma grande concentração na indústria petrolífera, regida essencialmente por considerações econômicas, com pouca ou nenhuma intervenção estatal. Empresa alguma reflete tão perfeitamente esta fase “heroica” da indústria quanto a Standard Oil que, capitaneada por John David Rockefeller, embarcou em programa agressivo de aquisições que lhe chegou a valer o controle sobre cerca de 90% da produção norte-americana⁷ de petróleo e derivados. Na Europa, a inglesa Shell e a holandesa Royal Dutch, que se amalgamariam em 1907, organizaram-se em torno do escoamento da produção da Rússia e da Indonésia, respectivamente.

A partir do início do século passado, no entanto, essa conjuntura de *laissez-faire* seria significativamente alterada pelo crescente interesse governamental na indústria petrolífera. Nos países produtores de petróleo, nota-se um claro impulso de maior regulamentação e controle estatal. Na Rússia, a revolução comunista socializou os campos de Baku; no

⁵ À época, a gasolina era considerada um subproduto explosivo e perigoso do refino da querosene de iluminação, sendo vendida por três centavos de dólar o galão como solvente ou simplesmente descartada. Ver Heinberg, Richard. *The Party is Over*. Gabriola Island: New Society Publishers. 2006. Pág. 59.

⁶ Mir-Babayev, Yusuf. *Baku Baron Days*. In Azerbaijan International, 12/02/2004. Acessível em <http://www.azer.com>. Consultado em 14/10/08.

⁷ Simões, Antonio José Ferreira, “Petróleo, gás natural e biocombustíveis: desafio estratégico no mundo e no Brasil”. In *Política Externa*. Vol 15, Nº 3. São Paulo: Editora Paz e Terra. 2006-2007. Pág. 22.

México, a Constituição de 1917 – em uma prévia do grande conflito que seria travado entre as *international oil companies* (IOCs) e os Estados detentores de petróleo – nacionalizou as empresas petrolíferas em seu território. Nos EUA, foi emblemática a ação antitruste que, em 1911, resultou na dissolução da Standard Oil⁸. Na década de 30, em resposta à Grande Depressão, o governo norte-americano também seria chamado a intervir na indústria para estabilizar preços descendentes e racionalizar a exploração de reservas mediante restrições à importação e o estabelecimento de um sistema de quotas para a produção doméstica de petróleo. O modelo adotado nos EUA serviria de inspiração para a criação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP)⁹.

Os países não produtores, por sua vez, caracterizar-se-iam pela crescente prioridade atribuída à manutenção dos suprimentos de petróleo e ao acesso a reservas localizadas além de suas fronteiras. Já em 1909, apesar de contar com uma empresa internacional do porte da Shell, o Reino Unido, com o intuito específico de assegurar suprimentos para uma marinha de guerra em vias de conversão para o óleo combustível, estimulou a criação da Anglo-Persian (futura British Petroleum – BP) para a exploração de reservas encontradas no Irã. Em 1914, quando a companhia apresentou problemas financeiros, o governo britânico adquiriu 51% de seu capital. Essa dinâmica em que países produtores buscam aumentar seu controle sobre a *commodity* e países importadores buscam assegurar seu suprimento, determinaria as grandes linhas da “geopolítica do petróleo”, que continuam a vigorar até hoje.

A decisão britânica de converter sua frota para motores a óleo combustível e de garantir o acesso às abundantes reservas iranianas revelou-se particularmente tempestiva e oportuna: com o início da I Guerra Mundial, o petróleo consagrou-se como o principal recurso estratégico do século XX. Embora isso não estivesse claro no início das hostilidades, as máquinas de guerra movidas a petróleo viriam a dominar os campos de batalha, o que conferiria às Forças Aliadas – detentoras das maiores reservas mundiais – vantagem significativa. Em 1918, Lord

⁸ A divisão da companhia resultou na criação da Exxon, da Mobil, da Chevron, e da Conoco (atual Conoco/Philips); outras três partes (Sohio, Amoco e Atlantic) foram eventualmente adquiridas pela BP. Heinberg, *op cit.* Pág. 65.

⁹ Yergin, Daniel. *The Prize: the epic quest for oil, money and power*. Nova York: Simon & Schuster. 1991. Págs. 255 e 512.

Curzon, que seria *Foreign Secretary* entre 1919 e 1924, comemorou a vitória sobre as Potências Centrais nos seguintes termos: “*The allied cause floated to victory upon a wave of oil*”¹⁰.

No período entre guerras, a explosão da demanda¹¹, o medo de desabastecimento e o recém-adquirido *status* de *commodity* estratégica provocaram uma intensa competição pelo acesso a novas reservas de petróleo. A exemplo do Reino Unido, a França estimulou a criação da *Compagnie Française de Pétroles* (CFP), que atuaria como o “braço industrial para a ação do governo”¹². Armados com seus “campeões nacionais”, França e Reino Unido estabeleceram áreas exclusivas para exploração de petróleo em suas respectivas zonas de influência colonial no Oriente Médio. Tal prática provocou forte reação dos EUA, que reivindicavam uma política de “portas abertas” para companhias norte-americanas na região. Em 1928, após anos de intensa negociação envolvendo companhias privadas e os governos da França, EUA e Reino Unido, o *Red Line Agreement*¹³ estabeleceria as bases para toda a exploração petrolífera no Oriente Médio, à exceção do Kuwait e do Irã (então Pérsia). Pelo acordo, os campos do Oriente Médio seriam explorados em consórcio (e somente em consórcio) por companhias dos três países, com ênfase para as duas grandes companhias inglesas BP e Shell, que controlariam, juntas, 47,25% da produção de toda a região.

As potências ocidentais foram capazes de encontrar um *modus vivendi* para explorar as novas reservas do Oriente Médio e garantir certa margem de segurança para seu suprimento de petróleo. O mesmo não

¹⁰ Yergin, *op cit.* Pág. 40.

¹¹ Entre 1919 e 1929 a demanda norte-americana cresceu cerca de 150%. *Ibidem.* Pág. 209.

¹² *Ibidem.*, pág. 190.

¹³ O acordo, assinado em 1928, foi um marco na exploração petrolífera do Oriente Médio, envolvendo quatro partes em um consórcio de exclusividade na exploração dos territórios desmembrados do Império Otomano: uma região que ia do Canal de Suez à fronteira com o Irã; e da Turquia ao Oceano Índico (o território marcado pela *red line*), com exceção do Kuwait. As quatro partes incluíam as inglesas Shell e a *Anglo Persian* (atual BP), a francesa Total, e a Near East Development Company, *holding* formada por cinco companhias norte-americanas. Cada uma destas partes principais receberia 23,75% do total do petróleo produzido no território demarcado (as americanas na *holding* 4,75% cada), os últimos 5% pertenceriam ao financista Calouste Gulbenkian, pioneiro na exploração de petróleo na região, que acumulou prodigiosa fortuna. O acordo, como se nota, mal contemplava as companhias dos EUA, cuja influência na região não se comparava à das potências coloniais europeias. Ver Departamento de Estado dos EUA (DoS). *The 1928 Red Line Agreement*. Acessível em <http://www.state.gov>. Consultado em 3/12/2008.

pode ser dito da Alemanha e do Japão. Inicialmente, Hitler estimulou a produção de combustíveis sintéticos, a partir de carvão, para contornar a dependência alemã por combustíveis importados. Apesar do relativo êxito da empreitada, a partir de 1939, as necessidades de suprimento da enorme máquina de guerra nazista confrontariam o III Reich com o imperativo da conquista e controle de suas próprias reservas de petróleo. Segundo declarações de Albert Speer, então Ministro alemão para Armamentos e Produção Bélica, “*the need for oil certainly was a prime motive*¹⁴” para a invasão da União Soviética. De maneira análoga, a dependência energética do Japão, o embargo norte-americano às exportações de petróleo para aquele país e a ambição nipônica de conquistar as ricas jazidas de petróleo da Indonésia figurariam proeminentemente no processo decisório que levaria ao ataque japonês a Pearl Harbour. Confrontado com o embargo petrolífero que ameaçava paralisar sua economia e forças armadas¹⁵, o governo japonês viu-se diante de duas opções, nenhuma delas simples: aquiescer às demandas norte-americanas e abdicar de sua campanha expansionista na Ásia, ou arriscar a sorte em um ataque surpresa que, idealmente, paralisaria a marinha norte-americana e garantiria o êxito de sua anexação da Indonésia e do Sudeste Asiático.

A consagração do valor estratégico-militar do petróleo durante as duas guerras mundiais conferiu ao produto um valor e uma especificidade políticos que nem sempre refletiriam os fundamentos de mercado da *commodity*. Considerações de natureza política fizeram com que, mesmo em meio à crise de superprodução que afetou a indústria durante a década de 30, as potências do Eixo operassem sob a ameaça de escassez de petróleo, situação essa que atingiu seu ponto crítico às vésperas da II Guerra Mundial. Tampouco resta dúvida de que o petróleo foi importante arma no arsenal dos países aliados que detinham a grande maioria das reservas. Segundo o historiador Daniel Yergin:

Oil was recognized as the critical strategic commodity for the war and was essential for national power and international predominance. If there was a single resource that was shaping the military strategy of Axis powers, it was oil. If there was a single resource that could defeat them, that, too, was oil. And as the

¹⁴ Yergin, *op cit.* Pág. 334.

¹⁵ Tertzakian, Peter. *A Thousand barrels a Second: The coming oil breakpoint and the challenges facing an energy dependent world.* Nova York: McGraw-Hill. 2007. Pág. 51.

United States almost single-handedly fueled the entire Allied effort, putting an unprecedented drain on its resource, a fear of shortage began to grow¹⁶.

Esse temor quanto à longevidade das reservas norte-americanas seria exacerbado pela explosão de consumo que se seguiu a II Guerra Mundial e pelo fato de, em 1948, os EUA terem-se tornado importadores líquidos de petróleo¹⁷. A exemplo da França e do Reino Unido ao final da I Guerra Mundial, os EUA responderam à percepção de ameaças à sua segurança energética mediante a aquisição e exploração de campos petrolíferos no exterior, especialmente as promissoras reservas do Oriente Médio. Ao contrário dos governos europeus, os EUA não chegaram a desenvolver uma empresa nacional de petróleo, limitando-se a conferir apoio político e diplomático a suas grandes empresas privadas que, de sua parte, atuavam em consonância com as expectativas de Washington. Os avanços norte-americanos no que se tornaria a principal província petrolífera do planeta ocorreram sob a influência de três importantes signos políticos do pós-guerra: o ocaso das potências coloniais europeias, a eclosão do nacionalismo árabe¹⁸ e a Guerra Fria.

Esses condicionantes interagiriam de maneira por vezes contraditória, conformando um cenário complexo para a atuação das companhias petrolíferas e do próprio governo norte-americano. Embora a perda de poder relativo das potências coloniais apresentasse uma oportunidade para rever os termos pouco favoráveis do *Red Line Agreement* e expandir a presença norte-americana no Oriente Médio, havia também a necessidade de não alienar ou debilitar os aliados europeus, sobretudo diante da ameaça do expansionismo soviético na Europa. De maneira análoga, o surgimento do nacionalismo árabe e os movimentos de independência no Oriente Médio, ao mesmo tempo em

¹⁶ Yergin, *op cit.* Pág. 395.

¹⁷ Parra, Francisco. *Oil Politics: A Modern History of Petroleum*. Nova York: IB Tauris. 2004. Pág. 20.

¹⁸ Que surge no final da I Guerra Mundial, com o desmembramento do Império Otomano, insuflado e sustentado por França e Grã-Bretanha. Ao final da II Guerra, no entanto, o movimento se voltou contra aquelas duas potências coloniais, alimentado pela rejeição à criação do Estado de Israel e pelos processos de independência no Egito, da Síria, do Líbano e da Jordânia. Desde o princípio, o movimento esteve envolvido em reivindicações contra as IOCs, inclusive no que tange à construção de oleodutos no Levante. Ver Vaïssse, Maurice. *Les relations internationales depuis 1945*. Paris: Armand Colin. 1991.

que facilitavam a penetração norte-americana em zonas previamente sob influência europeia, também dariam azo, pelos mesmos motivos, à maior penetração soviética na região.

A solução que parecia acomodar os interesses das potências ocidentais, preservar a aliança atlântica e contra-arrestar o avanço soviético no Oriente Médio, resgatou a ideia dos consórcios presente no *Red Line Agreement* de 1928. Novas *holdings*, com composição acionária variável que incluiria empresas britânicas, francesas e, principalmente, norte-americanas, foram criadas para a exploração das principais reservas da região. A rede de acordos criada no pós-guerra viria a consolidar ainda mais firmemente a posição dominante das grandes IOCs, as chamadas “sete irmãs”, no mercado internacional de petróleo¹⁹. Seu controle sobre a produção e comercialização da *commodity* era impressionante. Segundo Richard Heinberg, em 1949, as “sete irmãs” controlavam cerca de 80% das reservas conhecidas fora dos EUA e URSS, 90% da produção de petróleo, 75% da capacidade de refino, 66% da frota de petroleiros e virtualmente todos os oleodutos²⁰. Em termos mundiais, como afirma Simões, “em 1972, às vésperas do primeiro choque energético, as duas maiores empresas mundiais em ativos eram a Exxon e a Shell. As sete irmãs estavam entre as doze maiores companhias em ativos”²¹. Além dessas sete grandes empresas que dominaram a produção de petróleo no Oriente Médio, pode ser acrescentada a francesa Total (herdeira da CFP), que também participava dos consórcios internacionais no Irã e no Iraque.

No entanto, esse arranjo, tal como concebido pelos consórcios internacionais, deixava de acomodar as expectativas de atores cruciais para a estabilidade da empreitada no Oriente Médio: os Estados árabes em que se encontravam as reservas. Em 1949, os lucros da ARAMCO, consórcio que explorava o petróleo na Arábia Saudita, foram três vezes maiores do que os rendimentos auferidos por aquele reino. A companhia, por sua vez, pagava, em impostos para o governo dos EUA, cerca

¹⁹ Três das “sete irmãs” – Exxon, Chevron e Mobil – remontavam à dissolução da pioneira Standard Oil; Royal Dutch/Shell e British Petroleum – traçavam suas origens aos primórdios da indústria na Europa. Finalmente, Texaco e Gulf deveram seu surgimento e expansão às descobertas de enormes reservas no Texas e Golfo do México, na década de 30. O termo “seven sisters” foi cunhado pelo então Presidente da estatal petroleira italiana ENI, Enrico Mattei (Simões, pág. 23).

²⁰ Heinberg, *op cit.* Pág. 65.

²¹ Simões, *op cit.* Pág. 23.

de US\$ 4 milhões a mais do que em *royalties* para Riade²². Além da dimensão econômica, as demandas que começariam a surgir por parte dos países do Oriente Médio acerca da remuneração de seus recursos naturais também tinham um claro componente político. Os sentimentos nacionalistas e a defesa dos princípios da autodeterminação e soberania encontraram campo fértil nos Estados árabes que emergiam no pós-guerra. Neste sentido, as práticas dos consórcios petroleiros eram vistas como resquícios do colonialismo a serem extirpados.

Um outro importante país petroleiro sujeito à ação de companhias internacionais, a Venezuela, inauguraria o princípio que permitiria trazer certa estabilidade para o complexo tabuleiro do petróleo no Oriente Médio. A exemplo do México, que, em 1917, aproveitou o conflito mundial para nacionalizar seus recursos minerais, a Venezuela, em 1943, logrou, com o aval do governo norte-americano, ansioso por preservar a segunda maior fonte de petróleo no Hemisfério Ocidental, renegociar o pagamento de *royalties* com as companhias petrolíferas dos EUA que exploravam suas reservas. O princípio que orientaria o novo pagamento de compensações para a Venezuela seria conhecido como 50-50 e consagraria a ideia de que os países detentores dos recursos receberiam pagamentos iguais ao lucro líquido das companhias petrolíferas²³.

A ideia apresentada pelo governo venezuelano aos países árabes ganhou força e, em 1950, em meio a outra confrontação – a Guerra da Coreia –, a Arábia Saudita logrou, novamente com o endosso de Washington, cuja prioridade era a contenção do comunismo na Ásia e Oriente Médio, renegociar seus *royalties* de acordo com o princípio do 50-50. Segundo a alquimia financeira que viabilizou o projeto, os rendimentos sauditas aumentariam, sem onerar impositivamente a ARAMCO: a elevação do imposto de renda aplicável à ARAMCO na Arábia Saudita poderia ser integralmente debitada do imposto de renda que a companhia deveria pagar nos EUA²⁴. Verificava-se, assim, uma transferência líquida de recursos do Tesouro norte-americano para o Tesouro saudita.

A solução de compromisso negociada entre Riade, Washington e a ARAMCO revelar-se-ia uma aposta melhor do que aquela feita pela

²² Yergin, *op cit.* Pág. 446.

²³ Tertzakian, *op cit.* Pág. 70.

²⁴ Yergin, *op cit.* Pág. 447.

inglesa Anglo-Persian. Em 1950, os *royalties* conferidos ao governo do Xá Reza Pahlavi representavam apenas 9% das receitas daquele consórcio majoritariamente controlado pelo governo britânico. A Anglo-Persian e o governo britânico não demonstraram a mesma flexibilidade negociadora da ARAMCO e dos EUA e resistiram ao princípio 50-50 até o limite do possível, alimentando a insatisfação em relação ao Xá e reforçando a posição do principal líder opositorista, Mohammed Mossadegh. Em março de 1951, a situação era insustentável: sob pressão popular, o parlamento iraniano nacionalizou a Anglo-Persian. O então Primeiro-Ministro pronunciou-se contra a nacionalização; foi assassinado quatro dias mais tarde. Em abril de 1951, Mossadegh foi escolhido como o novo Primeiro-Ministro, inaugurando um período de grande tensão no relacionamento entre o Irã e as IOCs, que promoveram um embargo contra a compra de petróleo iraniano. Nos anos que se seguiram, apesar de seus efeitos extremamente deletérios para a economia iraniana, o embargo contra o regime de Mossadegh teve pouco impacto no suprimento de petróleo mundial. A ausência do petróleo iraniano foi amplamente compensada pelo aumento na produção dos outros países do Oriente Médio. Do ponto de vista do suprimento de petróleo, a balança política pendia claramente na direção das IOCs.

Em agosto de 1953, diante de uma posição irredutível do governo britânico, com o país à beira do caos político e econômico, e crescente preocupação em Washington de que Mossadegh poderia aliar-se a Moscou, a CIA e o Serviço Secreto Britânico orquestraram golpe que resultou na queda de Mossadegh e na volta do Xá²⁵. As IOCs voltaram ao Irã, mas sob condições diferentes. A delicadeza da situação política no país não permitiria uma revogação da nacionalização promovida por Mossadegh. Até aquele momento, conforme os acordos que vinham sendo assinados entre os consórcios petrolíferos e os governos da região, as reservas de petróleo pertenciam às IOCs, e não aos países onde estavam localizadas. No caso do Irã, pela primeira vez, seria aceito o princípio de que o petróleo pertencia realmente ao Estado iraniano, e não às companhias que o exploravam. Do ponto de vista operacional, no entanto, a indústria petrolífera iraniana continuaria sob o controle do consórcio por mais algumas décadas.

²⁵ Paul James A. Oil Companies in Iraq: *A Century of Rivalry and War*. Global Policy Forum. 25/11/2003. Site consultado em 07/10/2008: <http://www.globalpolicy.org>.

O debate global acerca da propriedade dos recursos petrolíferos também impactaria a política energética brasileira. A campanha do “petróleo é nosso” adquiriu projeção nacional e contrapôs-se, desde os anos 1930, na voz de intelectuais aguerridos como Monteiro Lobato e com o respaldo de partidos de esquerda, à ideia da abertura total da exploração de petróleo ao capital estrangeiro (IOCs). Ao contrário, os “nacionalistas” pregavam a criação de uma estatal nacional petrolífera com monopólio total da exploração e produção. A favor da abertura, importantes setores da imprensa e da sociedade nacionais repetiam, no contexto brasileiro, o velho argumento de que apenas as IOCs dispunham do capital e tecnologia para explorar petróleo no Brasil²⁶. A maré vazante para os interesses das IOCs no Oriente Médio coincidiu com a vitória do argumento dos “nacionalistas” no Brasil. Em 1951, mesmo ano da revolução de Mossadegh, o Presidente Getúlio Vargas enviou ao Congresso proposta para a criação da Petróleos Brasileiros SA (Petrobras). Após dois anos de apaixonado e acirrado debate, em 1953, a lei foi finalmente aprovada e a Petrobras nasceu com o monopólio total da exploração de petróleo no País²⁷.

Em âmbito mundial, o recuo tático das IOCs, consubstanciado pelos acordos fechados entre os cartéis petrolíferos e Estados Nacionais com base no princípio 50-50, bem como as descobertas de diversos campos gigantes no Oriente Médio e África (especificamente Argélia, Líbia e Nigéria), conferiram cerca de duas décadas de relativa estabilidade à indústria internacional do petróleo, com produção e consumo crescentes²⁸. Em 1959, diante de preços em queda e acirrada competição dos produtores de menor custo do Oriente Médio, os EUA deram-se até mesmo ao luxo de impor quotas às importações de petróleo como instrumento de defesa da indústria doméstica²⁹.

Uma das mais sérias crises a afetar a indústria mundial de petróleo nesse período não se originou em um país produtor. Em 1956, a nacionalização do Canal de Suez por Gamal Abdel Nasser resultou no fechamento da rota por onde passavam cerca de 2/3 de todo o petróleo exportado para a Europa.

²⁶ Vogt, Carlos. *O petróleo é nosso*. In Com Ciência – SBPC. 2002. Acessível em <http://www.comciencia.br>. Consultado em 09/11/2008.

²⁷ Skidmore, Thomas E. *Uma História do Brasil*. São Paulo: Editora Paz e Terra. 1998. Pág. 189-190.

²⁸ Entre 1949 e 1972, a produção e consumo mundiais cresceram 550%. O consumo nos EUA cresceu 300%; na Europa Ocidental 1500%; e no Japão 13.700%. Ver Yergin, *op cit.* Pág. 541.

²⁹ Tertzakian, *op cit.* Pág. 72.

Embora a intervenção militar franco-britânico-israelense que se seguiu à nacionalização tivesse sido motivada por uma variedade de interesses, o petróleo certamente foi um deles. Durante discussões com líderes soviéticos a respeito do apoio da URSS a Nasser, o Primeiro-Ministro britânico Anthony Eden alertou: “*I must be absolutely blunt about the oil (...), because we would fight for it, we could not live without oil and we have no intention of being strangled to death*”³⁰. A crise de abastecimento causada pelo fechamento do canal durou cerca de cinco meses, mas seu impacto foi significativamente mitigado pelo envio de excedentes de petróleo dos EUA para a Europa, mediante um relaxamento da quota de produção norte-americana e medidas de conservação de energia levadas a cabo pelos governos europeus.

Descontado o curto interregno representado pela crise de Suez, o excesso de produção que caracterizou as décadas de 1950 e 1960 resultou em um período de preços baixos para o petróleo, com impacto negativo sobre as receitas dos países produtores. Em reação à generalizada redução de preços promovida pelas IOCs, e após uma intensa campanha promovida pelo então Ministro de Minas e Hidrocarbonetos da Venezuela, Juan Pablo Pérez Alfonso, Arábia Saudita, Irã, Iraque, Kuaite, Catar e a própria Venezuela criaram, em 1960, a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP)³¹. Apesar de concentrarem, à época de sua criação, cerca de 80% da exportação de petróleo mundial, os países-membros da OPEP, premidos por rivalidades internas, por suas próprias necessidades de receita e pela agressiva competição do petróleo soviético no mercado internacional, demonstraram pouca capacidade de mobilização em seus primeiros anos de vida. Além disso, à exceção do Irã, as reservas de petróleo no subsolo ainda pertenciam, por contrato, às IOCs.

Nessas condições, mesmo o embargo contra EUA e Grã-Bretanha promovido pelos países árabes como reação à Guerra dos Seis Dias não chegou a representar uma crise de grandes proporções do ponto de vista dos países consumidores. Três dias após o “ataque preventivo” promovido por Israel contra Síria e Egito, 60% do fluxo de petróleo árabe havia sido bloqueado. Arábia Saudita e Líbia paralisaram por completo sua

³⁰ Eden, Anthony. *Full Circle. The Memoirs of the Rt. Hon. Sir Anthony Eden*. London: Cassell, 1960. Pág. 401.

³¹ Simões, Antonio José Ferreira, “Petróleo, gás natural e biocombustíveis: desafio estratégico no mundo e no Brasil”. In *Política Externa*. Vol. 15, Nº3. Dezembro/Janeiro/Fevereiro 2006-2007. Pág. 23

produção. Para piorar a situação, o Canal de Suez e os oleodutos que escoavam a produção do Oriente Médio e cruzavam Egito e Síria em direção ao Mar Mediterrâneo também foram fechados pela guerra³². A crise foi seguramente mais severa do que a resultante da nacionalização do Canal de Suez e, mais uma vez, exigiu grande mobilização principalmente em termos de eficiência logística por parte das IOCs. O objetivo foi o de desviar os suprimentos de petróleo árabe para países não afetados pelo embargo seletivo e, ao mesmo tempo, suprir EUA e Grã-Bretanha a partir de fontes alternativas. Nesse particular, a tarefa das IOCs foi significativamente facilitada pela introdução dos “superpetroleiros”, criados depois da crise de Suez com o propósito de tornar econômico o transporte de petróleo do Oriente Médio para a Europa via o Cabo da Boa Esperança.

Após cerca de um mês de embargo, a redução efetiva da produção árabe era de cerca de 1,5 mb/d. Esse déficit viria a ser compensado pelo aumento de aproximadamente 1mb/d na produção dos EUA – que, mais uma vez, relaxaram suas restrições de produção interna para fazer frente à crise – e pelos incrementos na produção de Venezuela e Irã no valor de, respectivamente, 400.000 e 200.000 b/d. Três meses após seu início, os países árabes levantaram o embargo. Ficou claro que, em meio a uma disponibilidade crescente de petróleo no mercado mundial, a “*oil weapon*” não apresentou os resultados esperados³³. Haveria outra oportunidade.

A situação de excesso de oferta no mercado internacional de petróleo reverteu-se a partir da década de 1970. Durante as décadas de 1950 e 60, a demanda mundial por energia triplicou; ao mesmo tempo, a participação do petróleo na matriz energética mundial passou de 37,8% para 64,4%. Como seria de esperar, os muitos anos de preços deprimidos após a II Guerra Mundial contribuíram sensivelmente para esse aumento da demanda. Sintomaticamente, no Brasil, os anos de petróleo barato do pós-guerra estimularam sucessivas iniciativas de modernização do setor de transportes, que tinham como alvo principal a indústria automobilística. Entre elas, o plano SALTE (cujo objetivo era desenvolver os setores de saúde, alimentação, transporte e energia – originando a referida sigla),

³² Yergin, *op cit* pág. 555.

³³ *Ibidem*, pág. 557.

que vigeu por apenas um ano. Mas a principal e mais bem-sucedida iniciativa no período em questão foi o Plano de Metas do governo Kubitscheck, que, com grandes incentivos à instalação de empresas multinacionais, bem como a adoção de um modelo de transporte com forte ênfase no transporte rodoviário, possibilitou a implantação e verticalização da indústria automobilística no país³⁴.

Concomitantemente ao aumento no consumo, o mercado de petróleo também se viu significativamente pressionado pelo apogeu e posterior queda (*peak oil*) na produção norte-americana de petróleo. Em 1970, a produção dos EUA atingiu seu “teto” de 11,3mb/d. Em 1971, as quotas de produção que haviam sido instituídas pelo governo norte-americano foram efetivamente relaxadas para permitir a produção a 100% da capacidade dos reservatórios. Mesmo assim, as importações de petróleo dos EUA dobraram entre 1970 e 1973³⁵. Durante todo o pós-guerra, a capacidade extra de produção dos reservatórios norte-americanos serviu como um amortecedor para as diversas crises que afetaram o suprimento de combustíveis para o mundo desenvolvido. A partir de 1971, essa “margem de segurança” representada pelos EUA deixou de existir e o mundo passou a depender cada vez mais dos suprimentos do Oriente Médio para fazer frente à crescente demanda.

A alteração nas condições objetivas do mercado de petróleo agora favorecia os países exportadores. Em um primeiro momento, essa superioridade foi traduzida em sucessivos aumentos de preço, que tiveram início com a elevação em cerca de 20% dos *royalties* pagos pelas IOCs ao governo líbio de Muamar Quaddafi em 1970, e foram imediatamente seguidos pelo Irã e demais países da OPEP. Em 1971, a Líbia apresentou mais demandas, inaugurando nova rodada de concessões por parte das IOCs. O segundo momento na crônica do recuo das IOCs do Oriente Médio foi a fase das nacionalizações. Em fevereiro de 1971, a Argélia nacionalizou 51% das companhias francesas em seu território. No final daquele ano, a Líbia faria o mesmo com as empresas britânicas, política que seria estendida para toda a sua indústria petrolífera em setembro de 1973. Em 1972, o Iraque nacionalizou a *Iraq Petroleum Company* e o

³⁴ Baer, Werner. *A Economia Brasileira*. São Paulo: Editora Nobel, 1996. Pág. 75-78.

³⁵ A título de ilustração, as importações de petróleo dos EUA em 1973 (6,2mb/d), passaram a representar mais de 2/3 do total da produção da Arábia Saudita naquele mesmo ano. Ver Yergin, *op cit.* Págs. 591 e 594.

Irã, que já nacionalizara a indústria em 1951, obteve controle completo sobre a sua operação. As negociações para a abolição das últimas grandes concessões das IOCs entre os países da OPEP – Kuaite, Arábia Saudita e Venezuela – também tiveram seu início em 1972. Considerações políticas – em particular o descontentamento generalizado dos países árabes por conta do apoio que vinha sendo dado a Israel pelos EUA – também contribuíam para um crescente sentimento de antagonismo em relação ao Ocidente, reforçando as posições de setores do mundo árabe que pregavam a utilização do petróleo como instrumento de pressão política. No início de 1973, o Rei Faisal da Arábia Saudita, reunido com os executivos da ARAMCO afirmou: “*Time is running out with respect to US interests in the Midle East. Saudi Arabia is in danger of being isolated among its Arab friends*”. O Rei foi taxativo ao afirmar que não permitiria o isolamento saudita em relação ao mundo árabe e ainda mais claro ao prever as consequências para as IOCs: “*you will lose everything*”³⁶.

Assim, em outubro de 1973, as condições para que o mundo árabe viesse a desembainhar com êxito sua “*oil weapon*” estavam dadas. O evento que catalisaria essa decisão e desarticulária definitivamente a ordem petroleira mundial criada no pós-guerra seria a Guerra do *Yom Kipur*. Em 6 de outubro daquele ano, em pleno *Ramadã*, e no dia da festa do *Yom Kipur*, os exércitos egípcios e sírios lançam um ataque surpresa contra Israel. Após uma série de vitórias iniciais, o avanço das forças sírio-egípcias, equipadas pela URSS, foi detido pelo exército israelense, equipado pelos EUA. Em 15 de outubro, Israel montou uma contraofensiva que recuperaria todo o terreno perdido e, oito dias mais tarde, levaria suas tropas a 70km do Cairo³⁷.

Em 16 de outubro, em solidariedade a Egito e Síria e em protesto ao auxílio prestado pelos EUA a Israel, os países da OPEP decidiram aumentar os preços do petróleo de US\$ 2,90 para US\$ 5,00 o barril. No dia seguinte, os países árabes anunciaram um embargo aos EUA e à Holanda, bem como um corte unilateral de 15 a 20% em relação aos volumes produzidos em setembro daquele ano. Em dezembro, a OPEP anunciou novo aumento, elevando o preço do barril de petróleo para cerca de US\$ 11,00, uma efetiva quadruplicação em relação às cotações pré-crise. A proposta de

³⁶ Yergin, *op cit. Passim*. Págs. 580-596.

³⁷ Vaïssse, Maurice. *Les relations internationales depuis 1945*. Paris: Armand Colin. 1991. Pág. 105.

aumento, apresentada pelo Irã, levava em conta um novo conceito: o custo de fontes alternativas de energia, que funcionaria como o único fator moderador de um preço do petróleo em constante crescimento³⁸. Essa visão maximalista do Irã foi contestada pela Arábia Saudita, que pregava a moderação com o intuito de prevenir uma recessão severa e eventual diminuição no consumo do petróleo.

Além do grande aumento nas receitas de seus países-membros, a utilização da “*oil weapon*” por parte da OPEP teve o condão de compelir os governos mundiais a agirem mais decisivamente em relação à instabilidade no Oriente Médio. Por pressão dos EUA, o governo israelense passou a negociar diretamente com o Egito. Tais negociações levaram a um primeiro acordo em novembro de 1973; um segundo, mais completo, seria assinado em janeiro de 1974. Com o aumento da influência soviética no Oriente Médio dramaticamente ilustrado pela guerra do *Yom Kipur*, a estratégia de contenção norte-americana na região focalizou dois pilares regionais. O primeiro seria a Arábia Saudita e o segundo, mais importante, o Irã. Embora apreciassem e incentivassem a moderada postura saudita em relação ao aumento dos preços do petróleo no seio da OPEP, bem como o acesso privilegiado que suas companhias tinham às vastas reservas do país, os EUA elegeram o Irã como o bastião armado contra a expansão soviética. Como resultado dessa escolha geopolítica, Washington deu “carta branca” ao Irã para a compra de armamentos sofisticados norte-americanos, privilégio que o Xá utilizou ao máximo³⁹. Sob a lógica da Guerra Fria, a delicada situação estratégica do Oriente Médio, bem como a escolha do Irã – justamente o país mais agressivo na manutenção dos preços elevados no seio da OPEP – como peça chave para a defesa regional forneceram a “cobertura política” para os aumentos sem precedentes, diminuindo significativamente o poder de pressão da Europa e dos EUA sobre os países daquela organização.

Outra consequência praticamente imediata do primeiro choque do petróleo foi o aumento da inflação e redução do crescimento mundial. Ainda em 1973, o então Presidente dos EUA, Richard Nixon, já com a sua presidência ameaçada pelo escândalo do Watergate, anunciou que “*in the spirit of the Apollo, with the determination of the Manhattan Project,*

³⁸ Yergin, *op cit.* 625.

³⁹ Em meados dos anos 70, o Irã era o destino da metade das exportações de armamentos norte-americanos (Ibidem, 644).

*by the end of this decade we will have developed the potential to meet our own energy needs without any foreign energy source*⁴⁰. A promessa de Nixon – que seria retomada por Jimmy Carter, George Bush (em seu segundo mandato) e Barak Obama, entre outros – revelar-se-ia irrealista e o mundo desenvolvido sofreu agudamente com as consequências do “primeiro choque do petróleo”. O PIB dos EUA contraiu-se cerca de 6% entre 1973 e 1975, enquanto a taxa de desemprego dobrou para 9%. Nos países europeus, apenas no ano de 1975, a economia alemã contraiu-se 1,6% e a britânica 0,7%⁴¹. Essa recessão mundial, combinada com índices elevados de inflação fortemente influenciados pelo aumento nos preços de petróleo e derivados, recebeu o nome de “estagflação”. Em resposta ao recém-descoberto poder de fogo da OPEP, os EUA propuseram a criação de uma conferência sobre energia que reuniria os países desenvolvidos. O resultado da iniciativa foi a criação da Agência Internacional de Energia (IEA), com a missão de estabelecer o marco para uma resposta coordenada dos países compradores aos aumentos de preço do petróleo. De sua parte, e cada um à sua maneira, os grandes consumidores de energia começaram, a partir de meados da década de 1970, a implementar programas para incentivar a economia de petróleo, identificar fontes de energia alternativa e buscar novas reservas petrolíferas.

Nos países em desenvolvimento, os efeitos foram menos uniformes. Obviamente, a quadruplicação dos preços implicou uma significativa transferência de riquezas mundiais em favor dos países exportadores de petróleo⁴², induzindo a um grande aumento de consumo por parte desses países. Tal opulência não seria isenta de riscos. A ênfase em importações de armas e bens de consumo de luxo, aliada à inflação produzida pelo crescimento galopante, contribuiu para que o superávit de US\$ 67 bilhões no balanço de pagamentos dos países da OPEP em 1974 se transformasse, em 1978, em um déficit de US\$ 2 bilhões.

Os efeitos da crise foram, no entanto, mais severamente sentidos pelos países importadores: suas economias sofreram o duplo impacto da recessão mundial e do aumento dos déficits em seus balanços de pagamento. No Brasil, em pleno “milagre econômico”, a estratégia do

⁴⁰ Cassidy, John. *Pump Dream*. In *The New Yorker*, 11/10/2004. Acessível em <http://www.newyorker.com>. Visitado em 19/10/2008.

⁴¹ Vaïssse, Maurice. *Les relations internationales depuis 1945*. Paris: Armand Colin. 1991. Pág. 109.

⁴² O PIB da Arábia Saudita cresceu 250% entre 73 e 74. *Ibidem*, pág. 110.

governo Geisel para contornar os efeitos da crise centrou-se no recurso a empréstimos internacionais para fazer frente aos crescentes déficits provocados pela importação de petróleo e derivados. O objetivo era não comprometer o crescimento econômico, que conferia certa aura de legitimidade à ditadura militar. O choque também estimulou a busca de medidas para a redução da dependência energética do país, na forma do aumento de geração de energia hidrelétrica, da busca por reservas de petróleo na plataforma continental⁴³, da execução de um programa para geração de energia nuclear com a cooperação da Alemanha, e da implantação do PROALCOOL.

Nos anos 1976, 1977 e 1978, as economias desenvolvidas voltaram a crescer a taxas médias de 4,2%. Seu consumo de petróleo também apresentou aumentos na casa dos 4%⁴⁴. Se o pior da crise de 1973 parecia haver passado, também estava claro que o mundo não havia ainda reduzido significativamente sua dependência do petróleo como motor de crescimento. Nessas circunstâncias, a comoção política causada pelo fundamentalismo islâmico no Irã serviria como o estopim de um novo choque do petróleo. A revolução islâmica no Irã surgiu como uma reação dos estamentos religiosos ao passo frenético das transformações culturais e econômicas impulsionadas pelo Xá Reza Pahlavi. Foi alimentada também pelas próprias contradições no regime de Pahlavi, que, apesar do ímpeto modernizante, presidia um Estado calcado em uma burocracia rígida e concentradora, uma economia que crescia rápida, mas descontroladamente, e uma população cada vez mais insatisfeita com a percepção de vínculos excessivos com os EUA. Após um ano de violentas manifestações, muitas brutalmente reprimidas pela polícia real, a revolução dos Ayatoláhs logrou derrubar o regime do Xá. Em 1º de fevereiro, seu principal líder, o Ayatolá Khomeini retornou do exílio na França para assumir o poder, instaurando a República Islâmica Iraniana. O Irã revolucionário reduziu em cerca de 50% suas exportações de petróleo, fechou as fronteiras às influências externas e passou a pregar sua revolução islâmica para todos os países do mundo muçulmano⁴⁵.

⁴³ Em 1974, a Petrobras fez sua primeira descoberta na Bacia Campos. Finazi, Luciana. *A balzaquiana da Petrobras faz 30 anos*. In Combustíveis e Conveniência. 22/01/2005. Acessível em <http://www.fecombustiveis.org.br>. Consultado em 30/10/2008.

⁴⁴ Yergin, *op cit.* Pág. 671 e BP Statistical Review 2008.

⁴⁵ Vaissse, *op cit.* Pág. 134.

O caótico cenário político que resultou na interrupção das exportações de petróleo do Irã (que à época figurava apenas atrás da Arábia Saudita no *ranking* dos exportadores), determinou o início de uma espiral de preços alimentada pelo pânico de compradores e o oportunismo de vendedores dispostos a aumentar suas receitas a partir da crise iraniana. Entre dezembro de 1978 e dezembro de 1979, o petróleo dobrou de preço⁴⁶.

Em 22 de setembro de 1980, a eclosão da guerra Irã-Iraque adicionou novos graus de tensão ao conturbado cenário político do Golfo Pérsico. Um dos principais alvos dos confrontos foram as instalações petrolíferas de ambos os países. Ao fim do ano de 1981, o preço do petróleo atingiu US\$ 34,00 dólares o barril: um aumento nominal de mais de 1000% em menos de dez anos. Do ponto de vista geopolítico, a situação deteriorou-se ainda mais com a invasão soviética do Afeganistão em 1979. Como reação à investida de Moscou, o Presidente Jimmy Carter explicitou a política que já vinha sendo adotada, de maneira mais ou menos sutil, por todos os Presidentes dos EUA desde a II Guerra Mundial: “*let our position be absolutely clear. An attempt by an outside force to gain control of the Persian Gulf region will be regarded as an assault on the vital interests of the United States of America, and repelled by any means necessary, including force*”⁴⁷. A “Doutrina Carter”, como ficou conhecida, é considerada até hoje como um dos princípios básicos da política norte-americana para o Oriente Médio⁴⁸.

Os novos aumentos determinaram mais um período de ajustes para a economia mundial, cujo crescimento do PIB declinou 50% entre 1978 e 1980⁴⁹. Apesar do pânico instaurado pelo segundo choque do petróleo no início da década de 1980, o pêndulo voltou a favorecer os países importadores. Do lado da demanda, começaram a surtir efeito os programas de otimização de consumo e desenvolvimento de fontes alternativas de energia (no mundo desenvolvido, principalmente carvão, gás natural e energia nuclear)⁵⁰. De maneira geral, a participação do petróleo na matriz energética dos países industrializados caiu de 53%

⁴⁶ Ibidem.

⁴⁷ President Carter, US State of the Union Address, January, 21, 1980

⁴⁸ Klare, Michael T. *Rising Powers, Shrinking Planet: the new geopolitics of energy*. Nova York: Metropolitan Books, 2008. Pág. 180.

⁴⁹ Dados do FMI. Acessíveis em: <http://www.imf.org>.

⁵⁰ Entre 1973 e 1985, a participação do petróleo na matriz de geração de energia elétrica dos EUA caiu de 17 para 4,1%. Tertzakian, *op cit.* Pág. 89.

em 1978, para 43% em 1985⁵¹. Do ponto de vista da oferta, a entrada em produção de importantes campos no Alasca, Golfo do México e no Mar do Norte reduziu significativamente o poder de mercado da OPEP⁵². Ao final de 1983, o consumo de petróleo entre os países não comunistas atingiu 45,7 mb/d, 6 milhões de barris a menos do que em 1973. Enquanto a demanda reduziu-se em 6 mb/d, a produção nos países não membros da OPEP aumentou em cerca de 4 mb/d. O Brasil vivenciou desenvolvimento análogo. No campo da substituição de petróleo, obteve-se expressivo êxito com o PROALCOOL e a ampliação do uso da hidroeletricidade, inclusive com a construção de Itaipu. No campo da produção, a Petrobras encontrou importantes reservas de petróleo na Bacia de Campos: em 1984, foi descoberto o campo gigante de Albacora e, no ano seguinte, o de Marlim⁵³. Não por coincidência, 1983 foi também o primeiro ano em que os países da OPEP acordaram um corte de preços⁵⁴. Era o começo de uma era que alguns autores definem como o “contrachoque” do petróleo, em que preços deprimidos vigoraram por cerca de duas décadas⁵⁵.

Mesmo o corte de preços promovido pela OPEP não foi suficiente para estabilizar o mercado de petróleo, agora sob o impacto do excesso de oferta. Além da oferta crescente de países não membros da OPEP, ao longo de toda a primeira metade da década de 1980, os membros daquela organização se notabilizaram, à exceção da Arábia Saudita, pela violação de suas quotas de produção, o que contribuiu ainda mais para a debilidade dos preços. Finalmente, a própria Arábia Saudita, que havia arcado praticamente sozinha com os custos de manutenção das quotas da OPEP, iniciou uma campanha para o restabelecimento de sua fatia de mercado, aumentando sua produção e reduzindo ainda mais os preços do barril, que chegou a atingir US\$ 10,00⁵⁶, um patamar inferior, em termos nominais, aos US\$ 11,00 resultantes do primeiro choque do petróleo, em

⁵¹ Yergin, *op cit.* Pág. 718.

⁵² Em 1982, pela primeira vez, a produção de países da OPEP foi superada pela produção de países não membros daquela organização. Yergin, *op cit.* Pág. 718.

⁵³ Petrobras, “*Os campos de petróleo no Brasil*”. Acessível em <http://www2.petrobras.com.br>. Consultado em 30/10/2008.

⁵⁴ Yergin, *op cit.* Pág. 720.

⁵⁵ Bacoccoli, Giuseppe. *Crônicas de um Pesquisador Visitante – Consolidação da Indústria de Petróleo no Brasil*. Agência Nacional do Petróleo. Centro de Informação e Documentação. Rio de Janeiro. 2008. Pág. 63.

⁵⁶ Heinberg, *op cit.* Pág. 78.

1973. Este preço reduzido, no entanto, passou a apresentar um risco para todos os produtores de petróleo: o grande influxo de petróleo saudita (e também da URSS) corria o risco de inviabilizar a produção doméstica nos EUA, no Mar do Norte e em muitos países da própria OPEP. Assim, a partir de 1986, novas quotas formais e informais de produção foram estabelecidas para todos os produtores mundiais, o que logrou estabilizar o preço do barril de petróleo em torno de US\$ 15,00. A abundância de oferta mundial não permitiu aumentos significativos do preço do barril mesmo diante do continuado conflito Irã-Iraque, que viveu um de seus momentos mais críticos quando o Irã buscou impedir a passagem de petroleiros pelo estreito de Ormuz. Diante da ameaça de fechamento do gargalo por onde transitava grande parte do petróleo mundial, forças navais europeias e norte-americanas passaram a escoltar os petroleiros em sua travessia do estreito. O conflito iraniano-iraquiano chegou ao fim em agosto de 1988 e deixou duas nações consumidas pelo esforço de guerra.

O colapso dos preços do petróleo ao longo da década de 1980 também contribuiu para o esgotamento econômico da União Soviética⁵⁷, que dependia largamente de suas exportações do produto para obtenção de divisas em dólares. Sua posterior desintegração política, especialmente na região do Mar Cáspio, determinaria o surgimento de diversos novos atores na arena internacional de energia⁵⁸ e prepararia o cenário para uma renovada disputa por algumas das reservas mais abundantes do planeta. A moratória mexicana também foi influenciada pelas fortes quedas nos preços do petróleo. Para aumentar a produção petrolífera na década de 1970, o México contraiu pesadas dívidas, que não pôde honrar diante do colapso nos preços de seu principal produto de exportação. O *default* mexicano viria a contaminar toda a América Latina, com especial impacto sobre o Brasil: o PIB caiu 5% e a inflação atingiu 200%. Em 1987, o Brasil também declarou moratória⁵⁹.

Já sob a égide do fim da Guerra Fria, o início da década de 90 foi marcado pela eclosão da primeira guerra travada eminentemente por petróleo. A invasão (em 2 de agosto) e posterior anexação do Kuaite pelo Iraque, em 8 de agosto de 1990, resultaram na conformação de uma

⁵⁷ Thomas Friedman in Clark, William R. *Petrodollar Warfare: Oil, Iraq and the Future of the Dollar*. Gabriola Island: New Society Publishers. 2005. Pág. 47.

⁵⁸ As novas repúblicas centro-asiáticas, com destaque para o Cazaquistão, Azerbaijão, Uzbequistão.

⁵⁹ Arquivo Agência Estado. Acessível em <http://www.estadao.com.br>. Consultado em 17/12/2008.

ampla coalizão em que países árabes e europeus se associaram aos EUA para expulsar as tropas iraquianas. A operação Tempestade no Deserto alcançou rapidamente uma vitória militar sem chegar a derrubar o governo iraquiano. Nessas condições, a alta nos preços do petróleo provocada pela invasão do Kuwait provou-se passageira. Embora a imposição de sanções contra o regime de Saddam Hussein tivesse, efetivamente, retirado cerca de 3 mb/d do mercado internacional de petróleo, a abundância de oferta global garantiria preços relativamente baixos ao longo de quase toda a década. No final dos anos 1990, em meio a uma redução na capacidade ociosa mundial, o Iraque voltou a exportar parte de sua produção sob o programa “*oil for food*”.

Ao longo das duas últimas décadas do século XX, a indústria de petróleo passou por outra transformação importante. A nacionalização das mais importantes reservas mundiais quebrou a correlação rígida que associava reservas no exterior a companhias, estruturas de distribuição e mercados específicos nos principais países consumidores. Assim, por exemplo, a Exxon, que outrora integrara a ARAMCO e era proprietária de parte do petróleo saudita, não mais se viu obrigada a comprar petróleo daquele país. Em um cenário de grande abundância e competição entre exportadores para manter fatias de mercado, essa liberdade permitiu às empresas petroleiras demandar descontos dos produtores. Além disso, o potencial cada vez maior de ganhos na arbitragem de preços entre produtores e consumidores incentivou e permitiu o surgimento em números crescentes de *traders* independentes, muitas vezes completamente desvinculados do mercado físico de petróleo. Em 1983, a *New York Mercantile Exchange* (Nymex) introduziu a negociação de mercados futuros de petróleo, iniciando um processo que viria a minar ainda mais a capacidade da OPEP de determinar preços⁶⁰.

Com a exceção de curtos intervalos, como a Guerra do Golfo, em que afloraram velhas ansiedades acerca da disponibilidade de petróleo, o excesso de oferta que caracterizou os anos 1980 e 1990 e o triunfo do liberalismo econômico a partir do fim da Guerra Fria, contribuíram para que o petróleo perdesse boa parte de seu *status* especial. Nas bolsas mundiais, o “ouro negro” passou a ser tratado como apenas mais uma *commodity*; na arena política, o termo “segurança energética”

⁶⁰ Yergin, *op cit.* Pág. 725-726.

perdeu boa parte de seu apelo, na medida em que o petróleo passou a figurar, crescentemente, como um dos principais vilões da nova agenda ambientalista. Em janeiro de 2000, em Davos, o Primeiro-Ministro britânico, Tony Blair afirmou: “*twenty years on from the oil shock of the ‘70s, most economists agree that oil is no longer the most important commodity in the world economy. Now, that commodity is information*”⁶¹.

Também nesse período, na esteira dos efeitos do chamado “Consenso de Washington” sobre a América do Sul, muitas das companhias de petróleo estatais do continente foram privatizadas, com destaque para a *Yacimientos Petrolíferos Fiscales* (YPF) da Argentina e a *Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Bolívia* (YPFB) da Bolívia (que não foi formalmente privatizada, mas teve a maioria de seus ativos vendidos, inclusive para a Petrobras). No Brasil, embora a Petrobras não houvesse sido privatizada, a Lei do Petróleo de 1997 extinguiu o monopólio da União (exercido pela Petrobras) para a exploração, produção e refino de petróleo no Brasil. Ao mesmo tempo, a estatal brasileira redobrou seus esforços exploratórios em águas profundas e iniciou alentado projeto de aquisição de ativos petrolíferos no exterior, com ênfase nos países sul-americanos e destaque para Argentina, Bolívia e Equador.

Em 1999, sob a égide de um liberalismo renovado, em meio à espetacular revolução da informática e das comunicações que caracterizaram a última década do século passado e com os preços do petróleo novamente na casa dos US\$ 10,00 o barril, as palavras de Blair refletiam o sentimento corrente. Naquele mesmo ano, a prestigiosa *The Economist* trouxe na capa a manchete “*drowning in oil*”, que retratava a decadência da indústria e especulava acerca das consequências do petróleo a US\$ 5,00 o barril. A proclamação de vitória do Primeiro-Ministro britânico, bem como o diagnóstico da *The Economist* revelar-se-iam prematuros. Já em 2000, mas principalmente a partir de 2003, os preços do petróleo iniciariam uma trajetória altista de longa duração. Entre 2001 e 2007, os preços médios do petróleo tipo *brent* subiram 196%⁶². Em 2008, o produto bateria todos os recordes históricos, atingindo, brevemente, a marca dos US\$ 147,00 o barril, antes de cair para a casa dos US\$ 44,00 em meio a uma forte recessão global.

⁶¹ Heinberg, *op cit.* Pág. 93.

⁶² BP Statistical Review 2008.

Em 2007, no penúltimo ano de seu mandato, com o prestígio significativamente comprometido por sua participação em uma guerra intimamente associada ao controle de reservas de petróleo no Iraque, o Primeiro-Ministro britânico já havia mudado radicalmente sua retórica. Em sessão do Parlamento, Blair afirmou: “*energy security for this country will be as important in the next decade as many of the crucial security issues have been in the years past*”⁶³. Com efeito, nesta primeira década do século XXI, a produção global simplesmente não logrou acompanhar o ritmo explosivo de crescimento da demanda verificado não apenas nos EUA (e, em menor grau, na Europa), mas também nos países emergentes, principalmente Índia e China. A capacidade ociosa da indústria que, em 1985, chegou a atingir cerca de 10 milhões de barris diários (equivalente a 17% do consumo do mundo ocidental)⁶⁴, em 2008 era de apenas dois milhões de barris⁶⁵, (equivalente a menos de 2,5% do consumo mundial). Dessa vez, no entanto, a escassez não pode ser atribuída a manobras oligopolistas da OPEP, nem à invasão do Iraque pelos EUA, já que, ao longo de quase toda a década dos 1990, a produção daquele país havia sido mantida longe do mercado por força de sanções contra o regime de Saddam Hussein e que, em 2008, o ano em que os preços atingiram seu ápice, boa parte da produção iraquiana pré-invasão já havia sido restabelecida. Muitos analistas atribuem o novo desequilíbrio a questões estritamente de mercado, como a elevação da demanda na China e Índia ou déficits de investimento durante as décadas de preços comprimidos⁶⁶.

Outros, no entanto, acreditam que fatores adicionais ajudam a explicar a elevação dos preços. Apontam para a possibilidade de a produção mundial de petróleo ter atingido, ou estar em vias de atingir, um ponto limite (*peak oil*) em que não será mais capaz de fazer frente a novos aumentos de demanda. Esse diagnóstico, que no começo do milênio ocupava uma posição marginal no debate sobre energia, ganhou considerável espaço na mídia e na academia, passando a frequentar, também, relatórios de instituições e agências oficiais de países como

⁶³ In BBC. *Blair says Energy Security Key*. 10/01/07. Disponível <http://news.bbc.co.uk>. Consultado em 30/10/08.

⁶⁴ Yergin, *op cit*. Pág. 743 e BP (Statiscal Review Workbook 2008).

⁶⁵ Tertzakian, *op cit*. Pág. 131.

⁶⁶ IEA. *World Energy Outlook 2008*, pág. 37.

Estados Unidos, França, Alemanha e Reino Unido⁶⁷. Sua confirmação, no curto ou médio prazo, representará um dos mais sérios desafios a serem enfrentados neste início de século e implicará, por definição, a transformação do atual paradigma energético mundial.

1.2 A teoria do *Peak Oil*

A teoria do *peak oil* (doravante PO) foi concebida e utilizada pela primeira vez pelo geofísico norte-americano Marion King Hubbert, e é também conhecida como *Hubbert's Peak*. Além de lecionar na Universidade de Columbia, Hubbert também trabalhou para a United States Geological Survey (USGS), entidade governamental norte-americana responsável pela publicação de dados acerca de recursos minerais, inclusive petróleo. A partir de 1943, após ter servido como analista no *Board of Economic Warfare*, em Washington, passou a dirigir o laboratório de pesquisa da Shell, em Houston⁶⁸.

A partir do estudo das características de produção de campos específicos nos EUA, Hubbert desenvolveu uma teoria para examinar o processo de esgotamento em campos de petróleo. De acordo com a teoria desenvolvida pelo geofísico, o ritmo de produção de um recurso escasso⁶⁹ acelera-se a partir da descoberta e, à medida que os recursos de extração mais fácil ou barata são explorados, atinge um ápice seguido de declínio que tende a zero⁷⁰. Essa curva de produção assemelhar-se-ia à forma de um sino – similar a uma “curva normal”, de distribuição estatística, mas com características especiais⁷¹ – e o ponto de inflexão em que a produção em uma determinada área geográfica atingiria seu ápice produtivo ficou conhecido como *Hubbert's Peak*. Esse pico seria atingido quando aproximadamente a metade dos recursos houvesse sido

⁶⁷ Entre eles, os relatórios do GAO, da ITPOES, do Ministério da Economia da França, e do NIC. Vide bibliografia.

⁶⁸ Heinberg, *op cit.* Pág. 96.

⁶⁹ A teoria foi desenvolvida especificamente para petróleo, mas é compatível com a análise de qualquer recurso natural escasso, como cobre, carvão ou gás natural.

⁷⁰ É física e economicamente impraticável a extração de todo o petróleo em um reservatório. Na verdade, a média de petróleo recuperável de uma determinada reserva varia entre 30 e 50%. Ver Heinberg, *op cit.* Pág. 98.

⁷¹ Laherrère, Jean. *The Hubbert Curve, its strengths and weaknesses*. Acessível em <http://dieoff.org>. Consultado em 09/10/2008.

extraída⁷². A taxa de declínio da produção subsequente ao pico refletiria, com sinal negativo, o gradiente de incremento da produção durante o segmento ascendente da curva. Dada a elevada aceleração da produção de petróleo mundial desde os primórdios da indústria no século XX, a teoria levantava a preocupante hipótese de uma acentuada queda na produção de petróleo após o advento do *Hubbert's Peak* em escala global.

Em 1956, com base na aplicação dessa metodologia para todos os EUA, Hubbert previu, acuradamente, que a produção petrolífera norte-americana (à exceção do Alasca, que só veio a se tornar um Estado em 1959) atingiria um ápice (*peak oil*) em 1970⁷³. Os cálculos de Hubbert levaram em conta a progressão das descobertas de petróleo nos EUA – que atingiram seu ápice na década de 1930 –, volumes de produção e estimativas acerca do total de recursos no subsolo⁷⁴.

Apesar de seu êxito, e do reconhecimento por parte de seus sucessores quanto ao pioneirismo do trabalho, a metodologia de Hubbert revelou-se especialmente apropriada para o cálculo do pico norte-americano, sendo menos útil ou precisa quando aplicada diretamente a outras regiões e situações. O geólogo Jean Laherrère descreveu as circunstâncias em que uma “curva de Hubbert simples” poderia ser utilizada:

Where there is a large population of fields, such that the sum of a large number of asymmetrical distributions becomes symmetrical (normal) under the Central Limit Theorem of statistics.

Where exploration follows a natural pattern unimpeded by political events or significant economic factors, as for example when OPEC artificially cuts production.

Where a single geological domain having a natural distribution of fields is considered, political boundaries should be avoided⁷⁵.

Como se pode notar, as condições são restritivas, ao se buscar aplicar a teoria de Hubbert para as condições atuais da indústria. O próprio Hubbert admitiu, em entrevista para a TV em 1976, que o formato da

⁷² Ibidem.

⁷³ Clark, Michael T. *op cit.* Pág. 76.

⁷⁴ Heinberg, *op cit.* Pág. 98.

⁷⁵ Laherrère, Jean, “*The Hubbert Curve: Its Strengths and Weaknesses*”, version proposed to Oil and Gas Journal on 18/02/2000. Consultado em 08/12/08. <http://www.dieoff.org/page191.htm>.

curva de produção poderia deformar-se em razão de constrangimentos exógenos, tais como a decisão da OPEP de reduzir sua produção em 1973⁷⁶.

Apesar de suas limitações, o trabalho de Hubbert inspirou uma gama de seguidores, como o próprio Lahèrre, a utilizar versões atualizadas de sua metodologia para tentar prever a capacidade produtiva, seja de regiões específicas, seja do planeta como um todo. Esta última ênfase ficou consagrada. No jargão da indústria e na imprensa especializada, *PO*, ou *Hubbert's Peak*, refere-se usualmente ao momento em que a produção mundial de petróleo atingirá seu zênite, seguido de um declínio mais ou menos acentuado.

Um dos mais frequentes mal-entendidos relacionados à teoria diz respeito à interpretação de que PO representa o fim da produção de petróleo. Na verdade, no momento do PO, cerca de metade das reservas do planeta ainda estarão disponíveis para o consumo. A produção diária de petróleo, no entanto, apresentaria tendência declinante, sendo insuficiente para sustentar aumentos de demanda ou mesmo, em função da depreciação paulatina das reservas, a manutenção da demanda nos patamares atingidos no passado. Além disso, a “segunda metade” seria de extração significativamente mais cara e difícil.

1.3 O debate acerca do *peak oil*: defensores e detratores da teoria

A ocorrência do PO é ponto pacífico. Por sua própria natureza fóssil, o petróleo é uma fonte de energia não renovável e, portanto, sujeita a um limite de exploração. O debate acerca do PO, no entanto, extrapola critérios puramente geofísicos para examinar a sustentabilidade do atual paradigma energético e eventuais consequências de seu esgotamento⁷⁷. Os analistas comumente associados à teoria do PO tendem a defender a tese de que o ponto culminante na produção de petróleo ocorrerá a curto ou médio prazos e provocará uma crise de graves consequências políticas

⁷⁶ Entrevista para a TV em 1976. Acessível no YouTube: www.youtube.com/watch?v=ImV1voi41YY. Consultado em 17/11/2008.

⁷⁷ Ao longo deste trabalho, a não ser menção especificamente em contrário, a expressão *peak oil* será utilizada segundo essa acepção, que ultrapassa meramente a análise geológica e discute as consequências de um zênite e declínio irreversíveis da produção de petróleo, por razões de ordem física, política ou econômica.

e econômicas⁷⁸. Essa conclusão pessimista deriva da análise de que as atuais tecnologias alternativas para geração de energia – quer as baseadas em outros combustíveis fósseis, como gás ou areias betuminosas, quer aquelas baseadas em recursos renováveis, como biocombustíveis ou hidroeletricidade, quer, ainda, a energia nuclear – não serão capazes de compensar, tempestivamente, o déficit energético gerado pela diminuição progressiva na produção de petróleo. A redução absoluta na energia disponível em âmbito global determinaria, assim, um período de transição forçada para um novo paradigma energético marcado por crises econômicas (inflação, recessão, ou estagflação) e políticas (tanto domésticas, quanto internacionais).

Os detratores da teoria, por outro lado, descartam a ideia de uma crise energética iminente. Segundo seu ponto de vista, as reservas atuais de petróleo, associadas a constantes avanços na tecnologia de prospecção e extração, seriam amplamente suficientes para manter o atual paradigma, ainda por muitas décadas, sem necessidade de mudança. O seguinte trecho de artigo de opinião resume o argumento:

Geologists say a huge quantity of hydrocarbons (oil and gas) lies buried at various places around the globe or on the sea floor. An international study estimates more than 90 billion barrels of recoverable oil remain in the Arctic alone. Added to that are immense amounts of oil and other fossil fuels, invested in the combined proven and projected reserves of oil shale, natural gas and petroleum, coal and uranium in North America. These will be available and necessary for us to make an orderly transition to our economic future, as we buy time to develop non-carbon technologies⁷⁹.

Segundo essa visão, o livre jogo das forças econômicas é plenamente capaz de regular o mercado de energia. Uma eventual escassez elevaria os preços do petróleo, estimulando, simultaneamente, a exploração de novas reservas, reduções de demanda e desenvolvimento de energias alternativas. Assim, se for necessário, uma mudança de paradigma

⁷⁸ Uma vertente radical neomalthusiana entende que a crise do PO levará, simplesmente, ao ocaso da sociedade industrial e a incapacidade de o planeta sustentar a atual população humana. Tal hipótese extremada será desconsiderada no curso deste trabalho.

⁷⁹ Balgord, William. *We can drill our way out of it*. Journal Sentinel Winsconsin, 10/08/08. Acessível em: <http://www.jsonline.com>. Consultado em 18/10/2008.

transcorreria de forma “natural” ou “evolutiva”, à medida que uma nova tecnologia – ou conjunto de novas tecnologias – prove sua superioridade econômica em relação ao petróleo. Nesse caso, a migração para o novo paradigma energético ocorreria de maneira análoga à transição suave que caracterizou a mudança do carvão para o petróleo.

Um terceiro grupo de análises parece combinar aspectos de ambos os campos. Suas premissas básicas seriam a existência de suprimentos adequados de petróleo “no subsolo”, bem como falhas de mercado capazes de engendrar crises energéticas. Um exemplo clássico seria uma reedição das crises do petróleo da década de 1970, com um cartel de exportadores reduzindo a produção, seja para sustentar preços, seja para aumentar a vida útil de seus campos. Outra possibilidade, objeto de recentes alertas por parte de organizações como a IEA, é a ideia de que a insuficiência de investimento em novos campos de petróleo, associada a uma alta taxa de deterioração dos campos em operação, ao longo prazo de maturação para novos projetos e ao crescimento explosivo da demanda, venha a provocar uma grave crise de abastecimento⁸⁰. A depender do estágio de desenvolvimento tecnológico das energias alternativas mais promissoras, esse tipo de situação, às vezes descrita como *peak oil light*, poderia também catalisar uma substituição de fontes de energia que, uma vez superados os altos custos de instalação, tornar-se-ia permanente mesmo após um eventual recuo nos preços do petróleo⁸¹. Também é possível que fatores exógenos ao mercado de energia propriamente dito – como o imperativo de se combater o aquecimento global – demandem uma transformação forçada e permanente na utilização de combustíveis fósseis. Nos processos descritos acima, a crise e posterior transição para novo paradigma energético apresentariam uma dinâmica semelhante àquela descrita em um cenário efetivo de PO. Essa análise híbrida frequentemente descreve a curva de produção petrolífera como atingindo um platô, ao invés de um pico, indicando quantidades relativamente constantes de petróleo sendo produzidas ao longo de um período razoável de tempo. Segundo estudo feito pela Shell:

⁸⁰ Segundo a IEA: “*The immediate risk to supply is not one of a lack of global resources, but rather a lack of investment where it is needed*”. WEO 2008, pág. 37.

⁸¹ Esta dinâmica refletiu, por exemplo, a substituição quase total do petróleo na matriz de geração elétrica dos países desenvolvidos após os choques dos anos 1970.

And so the key challenge is to determine at which level the world can achieve and sustain a production plateau that both producers and consumers consider economically fair and can be maintained for at least half a century. This should give us and future generations the time to broaden the energy mix in a responsible way, while reducing the CO₂ in the fossil energy chain and continuing to supply the energy the world needs to grow and prosper⁸².

Muitas das conclusões válidas para a análise das consequências do PO também seriam aplicáveis, no todo ou em parte, para estes processos; a diferença seria sobretudo no grau de severidade da crise e urgência para a transformação do paradigma energético.

O debate entre os proponentes e detratores do PO tem como um de seus pontos centrais uma disputa quanto ao horizonte de tempo até que se atinja o zênite na produção. Naturalmente, trata-se de variável chave. Se, como sugerem alguns especialistas no mercado de petróleo, o PO global vier a ocorrer somente em um horizonte extremamente dilatado de tempo, do ponto de vista da disponibilidade mundial de energia, haverá pouco a temer⁸³. Se, por outro lado, como preveem alguns geólogos e analistas da indústria, o PO vier a ocorrer em curto prazo, a probabilidade é de que o mundo venha a enfrentar grave crise energética com reduzidas possibilidades de mitigar, tempestivamente, seus efeitos mais graves. A falta de tempo hábil “engessa” significativamente essas opções de mitigação. No longo prazo, por exemplo, além de dirigir menos, ou mais devagar, consumidores teriam a opção de comprar um carro mais econômico, ou até mudar-se para perto do lugar de trabalho. No curto prazo, apenas as duas primeiras opções seriam viáveis.

Verifica-se, atualmente, grande disparidade nas previsões para a ocorrência do PO. Um estudo encomendado pelo *General Accounting Office* (GAO) do Congresso norte-americano analisou 21 projeções. A maioria delas afirma que a produção de petróleo irá atingir seu teto entre 2007 e 2040⁸⁴. Um levantamento feito pela página eletrônica *The*

⁸² UK Industry Taskforce on Peak Oil & Energy Security (ITPOES): *The Oil Crunch: Securing the UK's energy future*. Disponível em <http://peakoiltaskforce.net>. Consultado em 5/11/2008. Pág. 18.

⁸³ Paul Siegele, Vice-Presidente da Chevron para planejamento estratégico é categórico: “*Let me know when we reach peak technology, then we can talk about peak oil*”. In *Quest for tomorrow's fuel*. Financial Times, 23/04/2008.

⁸⁴ GAO – United States Government Accountability Office. *Crude Oil - Uncertainty about Future Oil Supply Makes It Important to Develop a Strategy for Addressing a Peak and Decline*

Oil Drum apenas entre defensores do PO mostrou que a maioria das previsões indica um pico antes de 2015⁸⁵. As discrepâncias são atribuíveis, essencialmente, a divergências acerca de quanto petróleo ainda há no subsolo, da viabilidade técnico-econômica para a exploração das reservas marginais ou campos deteriorados e da demanda futura por petróleo.

A questão da quantidade de petróleo presente no subsolo é um ponto candente de debate. Estatísticas consideradas padrão pela indústria, por exemplo, apontam para um aumento constante de reservas provadas⁸⁶ ao longo dos últimos anos e indicam que o atual volume seria suficiente para 40 anos de consumo⁸⁷. Refletindo esta posição teoricamente confortável, previsões feitas por órgãos governamentais ou intergovernamentais tendem a assumir uma continuada capacidade de aumentos de produção para a indústria de petróleo. A Energy Information Administration (EIA), do governo norte-americano, previu que a produção de petróleo chegaria a 98,3 mb/d em 2015 e 118 mb/d em 2030; a OPEP prevê, em seu último relatório, um consumo da ordem de 113mb/d naquele mesmo ano.

Defensores do PO, no entanto, questionam algumas premissas por detrás dessas estatísticas. Uma das críticas mais frequentes diz respeito à confiabilidade dos dados oficiais que são utilizados para o cálculo de reservas de alguns dos mais importantes países produtores. Ao longo da década de 1980, os países da OPEP revisaram significativamente (e quase simultaneamente) para cima o valor de suas “reservas provadas”, sem que houvesse notícia de descobertas de monta em seus territórios (*vide* tabela a seguir: os anos sombreados indicam saltos nas reservas declaradas).

A explicação para este comportamento é que, a partir dos anos 80, a quota de produção estabelecida para os países da OPEP passou a ser calculada com base no total de reservas provadas de cada membro. Assim, os países-membros tiveram incentivos para inflá-las. No âmbito

in *Oil Production. February 2007*. In <http://www.gao.gov>. Consultado em 02/2008. Pág. 12.

⁸⁵ Theoil Drum.com. Consultado em 7/11/2008.

⁸⁶ Que podem ser extraídas com cerca de 90% de probabilidade

⁸⁷ Segundo Peter Davies, Economista Senior da BP: “*In 1980 the oil reserve to production ratio was only 29 years. The world has produced 80pc of the proved reserves of 1980 and we are still left with 70pc more reserves than when we started as a result of exploration successes and new technologies*”. In Conway, Edmund: “*There’s enough oil left to last for 40 years, says BP*”. Daily Telegraph, 15/06/2004.

da indústria privada também há casos de “exageros”: em 2004, a Shell teve que rever para baixo cerca de 20% de suas reservas⁸⁸.

Outra crítica comum é referente à divulgação de dados sobre a depreciação das reservas. Ao longo dos últimos anos, o valor das reservas provadas mantém-se constante entre os países da OPEP, o que demandaria que a produção fosse exatamente igual à adição de novas reservas por cerca de uma década, hipótese, no mínimo, improvável.

RESERVAS DECLARADAS DE PETRÓLEO (em bilhões de barris)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
E.A.U.	29	31	31	30	30	30	31	92	92	92
Irã	57	57	55	51	48	48	49	93	93	93
Iraque	30	30	41	43	44	44	47	100	100	100
Kuaite	65	66	64	64	64	90	90	92	92	92
Arábia Saudita	165	165	162	166	169	169	167	167	170	257
Venezuela	18	20	21	25	26	26	25	56	58	59

FONTE: Oil and Gas Journal, “Statistical Review of World Energy 2003”

Assim, segundo os proponentes do PO, mais de 300 bilhões de barris nas reservas reportadas a partir de 1982 podem estar inflados. Segundo eles, um melhor indicador da atual situação é o volume de novas descobertas, que atingiu seu ápice na década de 1960. A partir de 1980, o volume de descobertas, pela primeira vez, ficou abaixo do consumo anual, iniciando um processo de esgotamento das reservas mundiais de petróleo. Segundo Campbell e Laherrère:

In the 1990’s oil companies have discovered an average of 7 billion barrels [ao ano]; last year they drained more than three times that much [23 bilhões]. Yet official figures indicated that proved reserves did not fall by 16 billion barrels, as one would expect; rather they expanded by 11 billion barrels. One reason is that several dozen countries opted not to report declines in their reserves (...)⁸⁹.

⁸⁸ Naturalmente, as empresas cotadas em bolsas estão sujeitas a regulamentos acerca da divulgação algo mais transparentes do que suas congêneres puramente estatais. In Timmons, Heather. *Ex-finance chief quits Shell after reserves scandal*. International Herald Tribune. 2005.

⁸⁹ Campbell e Laherrère. In Heinberg, *op cit*. Pág. 103.

Em 2004, o *Department of Energy* (DOE) do governo dos EUA publicou um estudo endossando a estimativa de Campbel: “*Presently, world oil reserves are being depleted three times as fast as they are being discovered*”⁹⁰.

A dinâmica da produção de petróleo e a própria definição do que constituiria “petróleo convencional” é também ponto crucial para o entendimento da questão do PO e alvo de desentendimentos e equívocos de interpretação. Economistas como Peter Tertzakian criticam os cálculos feitos para a determinação do PO com base em valores estáticos para as reservas. Lembram que as reservas provadas publicadas por diferentes organizações refletem apenas a quantidade de petróleo que poderia ser produzida a preços e com a tecnologia atuais. Um aumento sustentado de preço provocado por eventual escassez de petróleo permitiria a utilização e desenvolvimento de melhor tecnologia ou, ainda, viabilizaria a exploração econômica de reservas hoje marginais⁹¹.

A título de exemplo, estima-se que, em função de limites geológicos e econômicos, o petróleo efetivamente extraído de um reservatório varie entre 15 e 50% do total das reservas existentes⁹². Segundo o DOE, tecnologias para *enhanced oil recovery* (EOR) poderiam vir a aumentar estas taxas de arrecadação entre 30 e 50% em muitos sítios. Cerca de 12% da produção norte-americana já é diretamente atribuível a EOR⁹³ e uma disseminação dessas tecnologias para outras partes do mundo, especialmente para países em desenvolvimento, poderia aumentar significativamente a quantidade de petróleo disponível para consumo humano. O argumento reflete um claro viés político e, possivelmente, otimismo algo exagerado. Em primeiro lugar, indica, implicitamente, que a relativa escassez de petróleo verificada nos últimos anos deriva, em parte, de restrições de acesso das IOCs (que detêm tecnologia de ponta) às reservas dos países em desenvolvimento (cujas companhias nacionais seriam mais atrasadas tecnologicamente). Tal asserção não é totalmente correta. Embora não abram, via de regra, suas reservas à exploração das IOCs, muitos dos países que concentram a maioria das reservas do globo,

⁹⁰ DOE *In Ibidem*. Pág. 113.

⁹¹ “The higher the price of oil can go, the further the oil industry will be able to scavenge for oil reserves at the far fringes of our planet”, Tertzakian, *op cit*. Pág. 127.

⁹² Tertzakian, *op cit*. Pág. 124.

⁹³ GAO report, *op cit*. Pág. 18.

principalmente no Oriente Médio, contratam empresas especializadas em EOR e outras tecnologias como prestadoras de serviço. Contam, assim, com acesso a tecnologia de ponta em matéria de exploração e produção.

Em segundo lugar, há que se tomar com cautela expectativas futuras acerca da capacidade de novas tecnologias contra-arrestarem a depreciação natural de reservas. Um bom exemplo desses limites pode ser observado na exploração de petróleo no Mar do Norte. Parece razoável afirmar que, naquela província petrolífera, não há restrição de acesso a companhias ocidentais com alta tecnologia, nem maiores riscos de desestabilização política. Mesmo assim, a despeito de todos os investimentos e da aplicação do estado da arte da tecnologia petrolífera, a produção nas reservas britânicas do Mar do Norte decaiu à taxa de 7,5% ao ano entre 2002 e 2007⁹⁴, anos de contínuo e acelerado aumento de preços. Uma argumentação análoga, também seguindo o exemplo do Mar do Norte, poderia ser usada para ponderar o argumento (fundamentalmente correto, mas algo superestimado) segundo o qual uma elevação sustentada no preço do petróleo viabilizaria automaticamente a sua produção em áreas antes consideradas de exploração antieconômica, aumentando a oferta.

A rigor, tais argumentos de caráter econômico não são incompatíveis com a teoria do PO⁹⁵. Como se viu, de acordo com a análise de M. K. Hubbert, para uma determinada área geográfica, as concentrações de petróleo mais acessíveis são exploradas primeiro, fazendo com que a produção cresça a taxas elevadas; à medida que zonas menos produtivas são incorporadas, o ritmo de produção cai até atingir o ponto em que não é mais possível aumentá-lo. Assim, se tomarmos como objeto a totalidade das reservas mundiais, o advento do PO marcará não o fim do petróleo, mas o fim do petróleo de fácil obtenção⁹⁶. Haverá, naturalmente, discrepâncias entre regiões específicas provocadas por diferenças entre ritmos de exploração e conhecimento das bacias sedimentares, entre outros elementos, mas parece claro que, para compensar a produção

⁹⁴ ITPOES, *op cit.* Pág. 14.

⁹⁵ Embora se perceba entre diversos defensores do PO uma clara rejeição à análise da mudança de paradigma energético a partir de critérios meramente econômicos.

⁹⁶ O jornal britânico *The Independent* resumiu: “*Those warning against an imminent peak oil crisis say that while the world is not totally run out of oil, all the oil that is easy to reach has been all but used up*”. In *The Independent, Fade to black: Is this the end of oil?* 12/06/2008.

em crescente declínio das províncias de exploração mais conveniente, a indústria de petróleo terá de incorporar, cada vez mais, reservas de pior qualidade ou de extração mais cara e difícil. Segundo o Presidente da *Association for Peak Oil Studies* (ASPO): “*the peak of regular oil – the cheap and easy to extract stuff – has already come and gone in 2005. Even when you factor in the more difficult to extract heavy oil, deep sea reserves, polar regions and liquid taken from gas, the peak will come as soon as 2011*”⁹⁷. De certa forma, trata-se de uma tendência que já se nota hoje, com a exploração das areias betuminosas do Canadá (*tar sands*) e os preparativos para a exploração do pré-sal brasileiro, cujo custo será significativamente superior, por exemplo, à exploração de reservas na Arábia Saudita.

Embora não seja incompatível com a lógica de mercado, a análise e as recomendações feitas pelos teóricos do PO não se atêm a aspectos exclusivamente econômicos. O que, para muitos economistas, é entendido como a solução para o problema da escassez do petróleo – a incorporação de reservas antes marginais – seria, de acordo com a lógica do PO, apenas mais uma etapa no processo de transformação do atual paradigma. Para a melhor compreensão desse fenômeno, é preciso avaliar a dinâmica de produção e incorporação de novas reservas e fontes de energia, não apenas do ponto de vista de sua viabilidade econômica, mas também sob a ótica de sua eficiência energética. O instrumento utilizado para a aferição dessa eficiência é conhecido como *energy return on energy invested* (EROEI): da mesma maneira que a taxa de retorno de investimentos mede a quantidade de capital recebido para cada unidade de capital aplicado, EROEI mede a quantidade de energia nova obtida para cada unidade de energia empenhada.

Calcula-se que, nos EUA, o petróleo explorado na década de 1930 apresentava uma EROEI de 100-1 (cem unidades de energia para uma investida); nos anos 70, esse valor caiu para 30-1 e, atualmente, estima-se que a EROEI para a indústria norte-americana de petróleo varie entre 11-1 e 18-1⁹⁸. Do ponto de vista da sociedade como um todo – ainda que não

⁹⁷ Howden, Daniel. “*World oil supplies are set to run out faster than expected, warn scientists*”. In *The Independent*, 14/06/2007. Acessível em <http://www.independent.co.uk>. Consultado em 6/10/2008.

⁹⁸ Prof. Charles Hall, in Hagens, Nate: “US\$100 oil: what can the Scientist say to the investor”, *The Oil Drum*, 4/1/08, sítio consultado em 17/10/2008: <http://www.theoil Drum.com/node/3412>.

necessariamente da ótica do investidor individual – uma taxa negativa de EROEI indica a necessidade, ou no mínimo a conveniência, de investimentos (ou pesquisa) em fontes alternativas de energia. Significa que a produção de um determinado tipo de energia demanda mais energia do que gera. Note-se que, ao longo dos últimos quarenta anos, o preço do petróleo variou significativamente entre US\$ 10,00 e US\$ 147,00 o barril, mas a EROEI teve uma queda constante⁹⁹, transmitindo um sinal de alerta que foi ofuscado pelas variações do mercado. Parece claro, hoje, que o mundo estaria em situação melhor se tivesse investido mais em tecnologias renováveis e eficiência energética durante os anos de petróleo barato.

A ideia da aproximação do limite para a produção mundial de petróleo, no entanto, ainda não é amplamente considerada como *mainstream*. Relatórios governamentais evitam utilizar categoricamente o termo *peak oil* e analistas e dirigentes da indústria petrolífera, inclusive especialistas brasileiros entrevistados para este trabalho¹⁰⁰, refutam, senão a ideia do PO, pelo menos o diagnóstico de sua iminência. A indústria, em sua maioria, acredita que o livre jogo das forças econômicas e avanços na tecnologia de extração e produção serão suficientes para trazer estabilidade ao mercado de petróleo nas próximas décadas. Essa opinião reflete, por um lado, ampla confiança na própria capacidade de superar desafios e, por outro, rejeição natural a uma ideia cuja maturação poderia representar o fim de seu modo de vida.

Apesar da reticência de setores governamentais e da franca hostilidade de amplos setores da indústria, é inegável que a teoria, outrora essencialmente relegada às salas e congressos de geofísica, ganhou cada vez mais espaço e visibilidade nos últimos anos. Além disso, número já significativo de profissionais envolvidos com a indústria do petróleo tem feito previsões que, mais ou menos explicitamente, endossam a ideia de que o mundo enfrentará, em breve, uma crise possivelmente crônica de abastecimento de petróleo. É notável, por exemplo, a evolução dos diagnósticos acerca do futuro do petróleo da agência mais influente em termos de política energética mundial: as previsões da IEA sobre o consumo futuro de petróleo vêm caindo de maneira acentuada. Em 2004,

⁹⁹ Inclusive por conta dos altos custos energéticos incorridos na utilização de tecnologias EOR.

¹⁰⁰ Entrevistas com John Forman, Newton Monteiro e Ivan Simões.

o seu relatório anual *World Energy Outlook* (WEO) previa um consumo de 121 mb/d para 2030; em 2007, essa cifra caiu para 116 mb/d; em 2008 houve nova redução para 106 mb/d. Este último WEO é o mais pessimista na série histórica de publicações oferecidas pela agência. Prevê, por exemplo, um preço para o petróleo em 2030 (US\$ 120,00 o barril), significativamente superior ao vaticinado em 2007 (US\$ 62,00), e três vezes maior do que o previsto em 2004 (US\$39,00). De fato, o WEO 2008 adota postura condizente com o cenário PO “light”, ao prever um “aperto de oferta” a partir de 2015, ao salientar a decadência da produção de países não integrantes da OPEP e ao alertar para a diminuição da produção global caso os países da OPEP não invistam pesadamente em novas reservas¹⁰¹. Em linhas similares, sem chegar a declarar abertamente a eminência de um PO, o National Intelligence Council (NIC), órgão do governo norte-americano que reúne especialistas de todas as suas agências de inteligência, afirmou que, até 2025 “*all current technologies are inadequate for replacing traditional energy architecture on the scale needed*”¹⁰². O NIC prevê que uma alteração no paradigma tecnológico estará em curso em 2025. O Ministério da Indústria da França, em seu documento, “*L’industrie pétrolière en 2004*”, previu o PO para 2023¹⁰³.

Declarações de importantes personalidades da indústria reforçam o tom sóbrio desses relatórios. O Diretor-Geral da IEA, Nobuo Tanaka, afirmou, em novembro de 2008, que “*the era of cheap oil is over*”. Em dezembro, durante a Conferência Sobre Mudança Climática de Poznan, Tanaka foi ainda mais categórico: “*It’s a choice: peak oil or you yourself (referindo-se à comunidade de nações) will drive energy efficiency and alternatives*”¹⁰⁴. Até mesmo presidentes de grandes companhias de petróleo já falam de limites para a sua produção: James Mulva, da Conoco/Philips e Christophe de Margerie, da Total, declararam não acreditar que a produção de petróleo chegue a ultrapassar 100 milhões de barris em 2030 (a previsão do WEO 2008 é de 106 milhões)¹⁰⁵. A

¹⁰¹ WEO 2008. Executive Summary, pág. 43-44.

¹⁰² National Intelligence Council (NIC). “*Global trends 2025: a transformed world*”, Washington: US Government Printing Office. 2008. Pág. 44.

¹⁰³ Ministère de la Economie de las Finances et de L’industrie. *L’industrie pétrolière en 2004*. Paris. 2005. Pág. 12.

¹⁰⁴ Legget, Jeremy. “*At Poznan, no one is listening*”. In *The Guardian*, 11/12/2008.

¹⁰⁵ Gold, Russel; Davis, Ann. *Oil Officials See Limit Looming on Production*. Rigzone.com 19/12/2007. Acessível em <http://www.rigzone.com>. Consultado em 16/10/2008.

Shell fala abertamente de um platô na produção a partir de 2015. De acordo com a petroleira, o patamar de produção seria mantido a partir daquela data mediante incorporação de petróleo não convencional¹⁰⁶. Paul Krugman, Prêmio Nobel de Economia em 2008, também defende a ideia de que a teoria do PO brevemente passará a ser aceita como *mainstream*¹⁰⁷. O editor da revista *Petroleum Review*, Chris Skrebowski, afirma que o PO ocorrerá entre 2011 e 2015; sua visão é endossada por uma coalizão de indústrias britânicas, entre elas pesos pesados como a Yahoo e a Virgin, que alertam para a iminência do PO no relatório “The Oil Crunch: Securing the UK’s energy future”¹⁰⁸.

Além dos tradicionais defensores da teoria do *Hubbert’s Peak*, gama crescente de instituições e especialistas passou a levantar dúvidas sobre a disponibilidade de petróleo em termos globais. Mesmo um dos críticos mais ácidos da teoria do PO, como Daniel Yergin, Presidente do Cambridge Energy Research Institute (CERA), não chega a oferecer previsões exatamente otimistas acerca da produção futura de petróleo: “*based on current technology, peak oil production won’t occur before 2020. And even if it does, volumes won’t plummet immediately; they’ll coast for years on an “undulating plateau”*”¹⁰⁹.

O teor sombrio de muitas das previsões justifica-se diante da magnitude do desafio. O mundo, em 2007, consumiu um cerca de 31 bilhões de barris de petróleo, quase 1000 barris a cada segundo¹¹⁰. Mesmo estimativas conservadoras de instituições como a CERA indicam que as reservas atualmente em exploração sofrem uma taxa de depreciação da ordem de 4,5 a 5% ao ano¹¹¹. O último relatório da IEA (WEO 2008) fala de uma taxa de depreciação por volta de 6%, que poderia chegar a 9% caso a indústria não injete US\$ 8,4 trilhões em investimentos adicionais na área de exploração e produção até 2030. Taxa de depreciação de reservas de 5% significa que, apenas para manter o nível atual de consumo (85 mb/d), sem previsão de crescimento da demanda, a indústria petrolífera tem de

¹⁰⁶ ITPOES, *op cit.* Pág. 4.

¹⁰⁷ Ver “*Running Out of Planet to Exploit*” e “*Stranded in Suburbia*”, publicados no New York Times respectivamente em 21/04/2008 e 19/05/2008.

¹⁰⁸ ITPOES, *Ibidem*, pág. 4.

¹⁰⁹ Lynch, J. David. *Debate brews: Has oil production peaked?* In USA Today, 16/10/2005. Acessível em usatoday.com. Consultado em 29/11/2008.

¹¹⁰ WEO 2008, pág. 38.

¹¹¹ In The Oil Drum, *site* consultado em 29/11/2008: <http://europe.theoil Drum.com>.

incorporar, a cada ano, volume de produção equivalente a dois “Iraqes”. Depreciação de 9% implicaria a incorporação de volumes comensuráveis com a produção total da Arábia Saudita a cada ano apenas para manter o atual patamar de consumo. Qualquer crescimento na demanda exigiria um esforço ainda maior de produção¹¹².

A atual crise financeira global, com queda de demanda e cortes já anunciados de produção por parte da OPEP, deve mascarar, por algum tempo, a tensão latente entre oferta e demanda pela principal fonte energética do planeta. A volta a taxas históricas de crescimento mundial, no entanto, certamente trará a questão de volta à tona. É até possível que a redução dos investimentos tanto em petróleo convencional, quanto em não convencional (como as *tar sands* do Canadá), associados a uma continuada depreciação natural das reservas existentes redunde em equilíbrio ainda mais “apertado” entre oferta e demanda de petróleo a partir do final da crise econômica.

Diante das circunstâncias, parece prudente pelo menos avaliar quais seriam as alternativas disponíveis para compensar, ou pelo menos mitigar, uma eventual nova crise do petróleo.

¹¹² Cálculos do autor com base em dados da BP Statistical Review 2008.

Capítulo II

Alternativas para a Crise

“I’d put my money on the sun and solar energy. What a source of power! I hope we don’t have to wait until oil and coal run out before we tackle that.”

Thomas Edison, conversa com Henry Ford, 1931.

“This is not the time to panic and grasp for exotic, unproven solutions.”

Ali Al Naimi, Ministro do Petróleo Saudita, 2008.

2.1 A sustentação do paradigma: perspectivas para os combustíveis fósseis

A atual estrutura global para produção e consumo de energia é o resultado de investimentos em infraestrutura e tecnologia ao longo de mais de um século e representa, hoje, a maior indústria em termos planetários. Essa estrutura está claramente dominada pela utilização de combustíveis fósseis, dentre os quais se destaca o petróleo. A IEA estima que, em 2004, o petróleo foi responsável por 35% da energia consumida no planeta, seguido de carvão (25%), gás natural (21%), biomassa (10%)¹¹³, energia nuclear (6%), hidreletricidade (2%) e

¹¹³ Inclui, além de biocombustíveis, lenha e rejeitos vegetais.

“outros renováveis”¹¹⁴ com menos de 1%. Segundo essa agência, combustíveis fósseis continuarão a responder por cerca de 81% da energia consumida no ano 2030, uma previsão marcada pelo declínio relativo no consumo de petróleo (33%), compensado por um aumento no consumo de carvão e gás natural. Em 2030, energia nuclear e hidrelétrica manteriam suas porcentagens na matriz mundial e os “outros renováveis”, apesar de crescerem em passo acelerado, representariam apenas 1,7% do consumo global¹¹⁵.

A descrição acima representa o cenário “de referência” preparado pela IEA. Cenário alternativo procurou examinar o futuro do consumo e produção de energia em 2030 caso todas as políticas ambientais, de eficiência e segurança energéticas anunciadas pelos governos da OCDE e dos principais países em desenvolvimento fossem implementadas. O resultado¹¹⁶ indica que, em 2030, o consumo global de energia seria aproximadamente 10% menor do que no cenário de referência, mas que cerca de 77% dele ainda adviria de combustíveis fósseis¹¹⁷. Ressalve-se que o modelo alternativo da IEA de 2004 não incluiu a perspectiva de PO antes de 2030. Restrição forçada na oferta de petróleo provavelmente alteraria significativamente essas projeções, a um considerável custo em termos sociais e nos níveis de crescimento econômico.

Tendo em mente o papel preponderante do petróleo na matriz energética mundial, especialmente para o setor de transportes, onde responde por cerca de 99%¹¹⁸ do consumo, convém examinar as fontes de petróleo não convencional que, na eventualidade de um PO, poderiam contribuir para compensar o déficit esperado na oferta da *commodity*¹¹⁹.

Areias betuminosas (*tar sands*). As areias betuminosas do Canadá¹²⁰ são, provavelmente, a fonte de petróleo não convencional que recebe

¹¹⁴ Inclui eólica, solar, geotérmica, entre outras.

¹¹⁵ World Energy Outlook 2006, pág. 65-68.

¹¹⁶ IEA. World Energy Outlook 2006. Pág. 174-175.

¹¹⁷ O modelo não inclui tecnologias ainda não provadas comercialmente, como etanol celulósico, carros elétricos ou tecnologias para captura e sequestro de carbono (CCS). Avanços tempestivos nos primeiros casos tenderiam a reduzir a porcentagem de não renováveis na matriz. No caso da CCS, que viabiliza maior consumo de carvão, tenderiam a aumentá-la.

¹¹⁸ ITPOES, *op cit.* Pág.5.

¹¹⁹ Na visão da IEA, a produção fora da OPEP derivará seu crescimento de “*nonconventional sources – mainly Canadian oil sands – as conventional output levels off at around 47 mb/d by the middle of the 2010s*”. In WEO 2007.

¹²⁰ Cerca de 81% das areias betuminosas exploráveis estão no Canadá. A Venezuela também

maior exposição midiática, sendo comumente retratadas como uma garantia para a sustentabilidade do atual paradigma energético. Algumas previsões indicam que as reservas canadenses poderiam conter entre 870 e 1300 bilhões de barris de petróleo, mais do que o total da produção petrolífera ao longo de toda a história¹²¹. Em 2006, a produção de petróleo a partir das areias canadense chegou a 1,1 mb/d e há estimativas de que poderia atingir 3,5mb/d em 2030¹²². Essas expectativas enfrentam consideráveis empecilhos para concretizarem-se.

Antes de mais nada, há que se considerar que o processo de extração desse petróleo não convencional é intensivo em energia e água: a areia é inicialmente minerada, depois “lavada” em água quente para dela extrair fina camada de betume, que é, posteriormente, misturada com nafta (um destilado de petróleo) para se transformar em petróleo sintético, o qual, por seu turno, ainda exige refinarias especiais. Heinberg estima que duas toneladas de areia devem ser mineradas para a obtenção de um barril de petróleo. Além disso, o processo requer a utilização de grandes quantidades de gás natural, o que redundará em uma EROEI de 1,5-1 (de cada três barris produzidos, dois são gastos na produção). Trata-se, sem dúvida, de processo extremamente caro e oneroso: em novembro de 2008, com o petróleo em torno de US\$ 60,00 o barril, diversas companhias comunicaram o adiamento de seus projetos de expansão no Canadá¹²³. Mesmo na eventualidade de uma alta nos preços do petróleo, a rentabilidade dos novos investimentos poderia ser comprometida por aumento concomitante nos preços do gás natural, insumo fundamental para a transformação das areias betuminosas.

Os custos ambientais envolvidos na exploração das areias betuminosas talvez sejam ainda mais determinantes do ponto de vista da sustentabilidade de sua produção. Além das minas a céu aberto para a coleta da areia propriamente dita, o processo de extração de petróleo envolve a criação de enormes lagos de lixo tóxico represados apenas por diques de terra. Esses *tailing ponds*,

possui grandes reservas, mais pesadas, de pior qualidade, cuja extração, ainda mais difícil, utiliza o processo de “orimulsão” desenvolvido pela PDVSA. In Gupta, A, in <http://www.theoil Drum.com/node/3839>. Consultado em 2/11/2008.

¹²¹ Heinberg, *op cit.* Pág. 27.

¹²² GAO report, *op cit.* Pág. 20.

¹²³ Gillies, Rob. *Further signs of stress in Canada's oil sands.* In USA Today 17/11/2008. Acessível em <http://www.usatoday.com>. Consultado em 23/11/2008.

cuja área total já atinge 50 km² (o Lago Paranoá, em Brasília, tem 40 km²), são responsáveis pela evaporação de benzeno na atmosfera, além de apresentarem uma ameaça concreta ao ecossistema e a lençóis freáticos da região. O processo utiliza, ainda, uma quantidade de gás natural suficiente para aquecer todas as residências do Canadá e representa, no fundo, a queima de uma energia “limpa” (gás) para a produção de outra mais “suja” (petróleo), com escasso ganho em termos EROEI. Finalmente, o volume de emissões de CO₂, apenas para a produção do petróleo, sem contar o relacionado com seu posterior consumo, foi estimado em 40 milhões de toneladas em 2007, a maior fonte individual de emissões do Canadá e um volume superior às emissões da Nova Zelândia e de outros 144 países monitorados pelo *Carbon Dioxide Information Analysis Center*¹²⁴.

Xisto betuminoso (*oil shale*). Se as areias betuminosas representam risco comercial e ambiental ao menos quantificável, as reservas de xisto que, apenas nos EUA, representariam recursos da ordem de 1,5 trilhão de barris, sequer lograram provar sua viabilidade comercial em plantas piloto. Depois dos EUA, o Brasil possui a segunda maior reserva de xisto betuminoso do planeta, sendo que a Petrobras é detentora de uma patente para sua transformação em petróleo¹²⁵. A mineração e produção desse recurso em larga escala estão sujeitas a riscos ambientais semelhantes – embora ainda mais severos – aos representados pelas areias betuminosas. Além dos *tailing ponds*, o processo prevê o aquecimento (pirólise) do minério a temperatura superior a 482 graus Celsius, o adição de hidrogênio à mistura e a utilização de grandes quantidades de água. Outros processos, possivelmente menos ineficientes, mas ainda assim temerários do ponto de vista ambiental, estão em fase de testes científicos. Acredita-se que, independentemente do método utilizado para sua produção, a EROEI do xisto betuminoso seja ainda mais baixa do que a das areias betuminosas. Além disso, pelo menos nos EUA, a concentração de xisto ocorre em áreas com limitada quantidade de água, o que poderia

¹²⁴ Ver Environmental Defense Canada. *Canada's Toxic Tar Sands: The Most Destructive Project on Earth*. 2008. Pág. 16.

¹²⁵ Segundo a Petrobras: “O processo de transformação do xisto desenvolvido pelos técnicos da Petrobras é reconhecido como o mais avançado no aproveitamento industrial desse minério”. In. <http://www2.petrobras.com.br>.

inviabilizar sua produção. Não há expectativa de que o xisto betuminoso venha a ser explorado em larga escala nas próximas décadas¹²⁶.

Ambas as alternativas para a produção de “petróleo não convencional” esbarram, ainda, em outra dificuldade: diferenças consideráveis em termos de fluxo de produção, quando comparadas com petróleo. O bombeamento de um líquido do subsolo (petróleo) pode-se fazer de maneira muito mais rápida e em maior quantidade do que a mineração, lavagem e posterior sintetização de um sólido (areias e xisto betuminoso). Assim, mesmo que o tamanho das reservas seja comparável, em termos de quantidade de hidrocarbonetos, as respectivas capacidades de abastecimento de um mercado mundial com consumo crescente são muito diferentes.

Dada a baixa expectativa de que um déficit significativo na produção de petróleo pudesse vir a ser efetiva e tempestivamente compensado por substitutos não convencionais a custos razoáveis, há a possibilidade de que crescente quantidade de petróleo venha a ser substituída por outros combustíveis fósseis mais abundantes e com infraestrutura de produção desenvolvida. Incluem-se nesta categoria o carvão e o gás natural.

Carvão. Seu potencial de substituição de petróleo revela-se em duas esferas. A primeira diz respeito à geração de energia elétrica. O carvão já supera o petróleo nesta categoria¹²⁷, mas é de se esperar que uma escalada consistente de preços ou risco de desabastecimento impliquem recuo ainda mais pronunciado do petróleo desse mercado, gerando um vácuo que poderia vir a ser preenchido por maior consumo de carvão, atualmente uma das fontes energéticas mais baratas (e poluentes) para a geração de energia. A probabilidade de expansão no uso de carvão é ainda maior em função de grandes consumidores de energia, como China, Índia e EUA, deterem amplas reservas do mineral. O escopo para futuras substituições de petróleo é, no entanto, limitado. Como visto, o petróleo já foi largamente expurgado do mercado de eletricidade durante as crises energéticas dos anos 1970. De qualquer maneira, o carvão, por sua

¹²⁶ “Oil shale will make only a minor contribution over this timeframe (2030)” In OPEC. World Oil Outlook Report (WOO) 2008, pág. 86; ou, ainda: “Oil shale is not presently in the research and development stage”, In GAO, *op cit.* Pág. 55.

¹²⁷ Em 2004, o carvão foi a fonte para 40% da energia elétrica mundial, contra 7% para o petróleo. Carr, Jeffrey. *The Future of Energy Special Report: The Power and the glory.* In The Economist. 19/07/2008. Acessível em <http://www.economist.com>. Consultado em 09/11/2008.

abundância e custos relativamente baixos, seria um forte candidato para a eliminação dos últimos vestígios de petróleo do mercado de eletricidade.

A segunda maneira pela qual o carvão poderia vir a afetar o consumo de petróleo é mediante a sua transformação em combustível líquido (processo conhecido pela sigla CTL – *coal-to-liquids*). Essa metamorfose, no entanto, é extremamente cara. Além da Alemanha, durante a Segunda Guerra Mundial, o único país a converter carvão em petróleo em larga escala foi a África do Sul: os embargos comerciais promovidos durante o *apartheid* não deixaram ao governo racista de Pretória outra solução. Trata-se, ao que tudo indica, de combustível líquido de “última instância”. Hoje, a África do Sul detém a melhor tecnologia para conversão, mas o resultado ainda se revela pouco econômico e muito poluente. Em 2008, a China, que experimentava com essa tecnologia, reduziu drasticamente seus projetos-piloto de conversão de CTL¹²⁸. Além da grande quantidade de água e energia consumida pelo processo, contribuiu para a decisão o significativo aumento no preço do carvão largamente utilizado naquele país para geração de eletricidade.

Gás natural. Alguns especialistas, como Daniel Yergin, do CERA, consideram o gás natural como o substituto ideal para o petróleo. Ao contrário de todas as alternativas vistas até o momento, o gás natural é uma fonte de energia mais limpa do que o petróleo. Além disso, conta com infraestrutura de transporte e comercialização bem estabelecida e pode ser utilizado para geração de energia elétrica, para aquecimento e no setor de transportes. Hoje, o gás natural é responsável por cerca de 20% da energia elétrica gerada no mundo e experiências exitosas em países tão diversos como Brasil, Índia, Irã e Itália já provaram sua viabilidade como combustível veicular. Além disso, assim como o petróleo, o gás natural é utilizado em uma variedade de outras aplicações, tais como a produção de fertilizantes, hidrogênio, plásticos, vidro e tinta.

O gás natural já é mais eficiente do que o petróleo para a geração de energia elétrica, mas perde, em competitividade econômica, para o carvão. Segundo um estudo do GAO, os principais desafios enfrentados para a maior disseminação do gás natural como combustível veicular seriam o custo mais elevado referente ao tanque de combustível pressurizado,

¹²⁸ À exceção de uma planta na Mongólia Interior. In ITPOES, op cit. Pág. 21.

os custos para adaptação da infraestrutura de postos de abastecimento e a disponibilidade e preço do gás natural. Considerados os benefícios associados ao gás natural, especialmente na eventualidade de PO, os custos fixos não parecem constituir uma barreira intransponível. Há que se levar em conta, porém, um período de tempo relativamente amplo para a conversão de toda a frota veicular.

Empecilho mais significativo para a maior utilização do gás natural em substituição ao petróleo diz respeito aos custos de seu transporte. Gasodutos constituem o meio mais eficiente e econômico para o transporte de grandes volumes de gás, mas demandam consideráveis investimentos e não permitem o comércio transoceânico. Também é possível transportar o gás, em forma liquefeita (esfriado à temperatura de -160 graus Celsius), em embarcações semelhantes a petroleiros. Este método, no entanto, exige a construção de caríssimos terminais portuários especializados, além de implicar consideráveis perdas de eficiência referentes aos custos de refrigeração do gás. Os altos custos da infraestrutura necessária para o comércio de gás natural são ainda potencializados pelos riscos adicionais associados à extrema concentração das reservas de gás natural. Cerca de 67% delas estão concentradas entre Rússia (27,2%), Irã (15,3%), Catar (14,6%), Arábia Saudita (4,1%) e Emirados Árabes Unidos (3,5%)¹²⁹, conformando um mercado ainda mais concentrado do que o do petróleo e extremamente sensível a riscos operacionais (acidentes ou desastres naturais) e geopolíticos (a eclosão de conflitos ou decisão unilateral de corte no fornecimento).

Finalmente, a viabilidade do gás natural como substituto do petróleo é ameaçada pelo fato de ambos compartilharem uma dinâmica semelhante de produção. Petróleo e gás têm preços fortemente correlacionados no mercado mundial e são, muitas vezes, encontrados em reservas associadas, embora não pareça haver dúvida de que as reservas de gás são significativamente maiores do que as de petróleo¹³⁰. Apesar disso, a expectativa é a de que, à medida que mais gás natural substitua uma produção decrescente de petróleo, as reservas do produto sejam reduzidas significativamente (a velocidade dessa redução dependeria da taxa de

¹²⁹ IEA, International Energy Outlook 2008, tab 6. Acessível em <http://www.eia.doe.gov>. Consultado em 10/11/2008.

¹³⁰ As reservas mundiais de gás representariam cerca de 60 anos de consumo nos patamares atuais. Ver BP Statistical Review of World Energy – Full Report 2008. Pág. 22.

substituição, que aumentaria consideravelmente se o gás natural fosse utilizado, também, como combustível veicular). Em outras palavras, parece algo temerário apostar todas as fichas em uma substituição pura e simples do petróleo pelo gás natural. Como combustível fóssil, o gás também está sujeito a um teto na produção (*peak gas*) e a sua utilização em larga escala para geração de eletricidade e consumo no setor de transportes inevitavelmente aceleraria este processo.

Uma nota sobre sustentabilidade ambiental

Embora este não seja o foco deste trabalho, análise realista da viabilidade na utilização dos demais combustíveis fósseis em substituição ao petróleo não poderia se furtar ao exame de seus efeitos ambientais. À exceção de eventual aumento na utilização do gás natural, todas as alternativas contempladas até agora implicariam aumento significativo na emissão de gases de efeito estufa e outros poluentes¹³¹. Parece razoável assumir que, diante dos riscos apresentados pelo aquecimento global, mesmo na eventualidade de uma crise energética, a utilização de alternativas ainda mais poluentes do que o petróleo enfrentaria considerável oposição social. Tal reação poderia vir a comprometer, ou mesmo inviabilizar, a produção de petróleo não convencional em escala ampla o suficiente para compensar o declínio na oferta de petróleo convencional. O renhido antagonismo à exploração das *tar sands* canadenses é sintomático dessa dinâmica¹³².

Algumas tecnologias ainda em desenvolvimento, como a captura e sequestro de carbono (CCS, na sigla em inglês), poderiam aumentar a sustentabilidade da conversão tanto de carvão (CTL), quanto das *tar sands* em petróleo sintético. A CCS permite, em tese, a captura parcial do CO² gerado durante o processo produtivo e seu armazenamento em reservatórios naturais no subsolo ou no oceano. Essa tecnologia, apesar

¹³¹ Segundo Faith Birol, Economista-chefe da IEA: “*the real world is turning away from natural gas, which is much less carbon-intensive, and turning to coal. Ironically, high energy prices have actually made the climate problem worse*”, in palestra para o Council of Foreign Relations, 26/11/2007. Acessível em <http://www.cfr.org/publication>. Consultado em 4/11/2008.

¹³² Em março de 2008, o Ministério do Meio Ambiente canadense anunciou que toda a operação envolvendo areias betuminosas deveria capturar o carbono gerado a partir de 2012 (porém ver CCS, abaixo). In Reuters. *Canada says oil sands must capture carbon by 2012*. 10/04/2008. Acessível em <http://www.enn.com>. Consultado em 10/10/2008.

de promissora do ponto de vista da utilização sustentável (ou menos poluente) do carvão como fonte de energia termoelétrica, não está em operação em escala comercial e apresenta riscos ainda não devidamente estudados de contaminação de lençóis freáticos e do meio ambiente marinho por carbono¹³³. A tecnologia também poderia ser utilizada quando da fabricação de petróleo sintético a partir de carvão, areias betuminosas, ou xisto betuminoso. Do ponto de vista da produção de petróleo sintético, a CCS permitiria, na melhor das hipóteses e a um alto custo, reduzir a emissão de gases de efeito estufa a níveis equivalentes aos que caracterizam a indústria de petróleo convencional.

2.2 A caminho de um novo paradigma: energia renovável, nuclear e conservação

A utilização sustentada de outros combustíveis fósseis em substituição ao petróleo enfrenta ampla gama de obstáculos tecnológicos, logísticos, ambientais, econômicos e até mesmo geopolíticos. Porém, nas últimas décadas, e especialmente nos últimos anos, verificaram-se progressos consideráveis na utilização de fontes não fósseis de energia. Cumpre, assim, examinar a interação entre uma redução sustentada na oferta global de petróleo e a utilização dessas alternativas. A primeira generalização a ser feita é a de que, atualmente, apenas os biocombustíveis podem ter um impacto mensurável no setor de transportes, quase inteiramente (99%) dependente do petróleo¹³⁴. Todas as outras fontes de energia em estágio comercial (nuclear, eólica, solar, hidráulica) são alternativas, essencialmente, para a produção de eletricidade, competindo mais com o carvão e o gás natural do que com o petróleo. Ainda assim, a mitigação dos eventuais efeitos do PO demandará estratégia integrada na qual todas as fontes de energia terão um papel a desempenhar. Algumas dessas fontes de energia com maiores perspectivas de crescimento serão examinadas a seguir.

¹³³ “The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) does not expect CCS to become commercially viable until at least the second half of this century”, In Greenpeace. *False Hope: Why CCS won't save the climate*. 2008. Pág. 4.

¹³⁴ ITPOES, *op cit.* Pág. 5.

Energia solar. O potencial para geração de energia a partir do Sol é enorme. Estima-se que, com uma eficiência de conversão de 10%, uma área de cerca de 150 Km² poderia fornecer energia suficiente para todos os Estados Unidos¹³⁵. Esse potencial, no entanto, está longe de ser alcançado. Em 2007, a energia solar representava apenas 0,01% da eletricidade gerada em âmbito mundial. As dificuldades para o aumento na escala da utilização dessa fonte de energia renovável estão associadas, em primeiro lugar, aos seus altos custos¹³⁶. Outro problema significativo é a irregularidade na geração de energia. A incidência de luz em painéis fotovoltaicos ou espelhos concentradores de luz (no caso da geração de energia termoelétrica em *Concentrated Solar Thermal Plants – CST*) em um determinado local varia não apenas segundo a época do ano, mas também segundo a hora do dia e a ocorrência, ou não, de nuvens. Tal imprevisibilidade demanda custosos sistemas de armazenamento de energia e/ou o desenvolvimento e manutenção de estruturas paralelas de geração. Essas características fazem também com que a energia solar não seja indicada para todas as regiões do planeta, a depender do grau de insolação. Um exemplo seria justamente a Alemanha, um dos pioneiros no desenvolvimento de energia solar. Segundo a *The Economist*: “Germany’s generous solar subsidies covered the roofs of one of the world’s most sunless countries with solar cells, thus pushing up the price of silicon and reducing the cost-effectiveness of solar power in countries where it actually makes sense”¹³⁷.

Apesar desses obstáculos, a capacidade instalada de geração de energia fotovoltaica é a que mais cresce entre as fontes renováveis (50% a.a. em 2008). Além disso, bilhões estão sendo investidos em pesquisas que visam justamente tornar o processo de geração mais eficiente e econômico. Algumas das tecnologias mais promissoras envolvem a utilização de nanotecnologia para incorporar células fotoelétricas a materiais de construção como tintas e telhados, ou maneiras inovadoras para armazenar energia solar, em forma de calor, em soluções salinas

¹³⁵ Krupp, Fred e Horn, Miriam. *Earth: The Sequel – the race to reinvent energy and stop global warming*. Nova York: W.W. Norton & Company. 2008. Pág. 15.

¹³⁶ Segundo a *The Economist*, o custo pode superar US\$ 40.000. In *The Economist. Solar Energy: Tubular Sunshine*. 9/10/2008. Acessível em <http://www.economist.com>. Consultado em 9/11/2008.

¹³⁷ Ver Carr, Jeffrey. *The Future of Energy Special Report: The Power and the Glory*. In *The Economist*, 19/07/2008. Acessível em <http://www.economist.com>. Consultado em 09/11/2008.

com propriedades térmicas ideais. Todo esse investimento em pesquisa e desenvolvimento de novos processos não permitiu, ainda, que a geração de energia solar se torne competitiva em comparação com os custos do carvão (US\$ 4/KW), considerado o *benchmark* para a indústria. Um imposto sobre emissões de carbono suficientemente alto poderia, naturalmente, alterar essa equação, mas, ainda assim, a partir do momento em que essas tecnologias mais avançadas adquiram escala comercial, a indústria de energia solar levaria cerca de dez anos, crescendo a uma aceleradíssima taxa de 50% ao ano, para atingir 1% da produção global de energia elétrica¹³⁸. Trata-se, portanto, de uma fonte promissora, mas cujo impacto somente se poderia fazer sentir no longo prazo.

Energia eólica. A energia eólica já representa cerca de 1% da geração de energia elétrica nos EUA, tendo adquirido escala em nível mundial muito superior à energia solar. Trata-se da fonte de energia renovável que recebeu o maior volume de investimentos (cerca de US\$ 50 bilhões)¹³⁹ em 2008. Esse ímpeto reflete estrutura de custos que já compete com o gás natural e aproxima-se do carvão¹⁴⁰.

Alguns dos obstáculos à penetração mais significativa da energia eólica como fonte de eletricidade são similares aos enfrentados pela energia solar. A grande intermitência dos ventos pode sobrecarregar as linhas de transmissão existentes e exige o desenvolvimento de um custoso sistema de armazenamento de energia, ainda não viável técnica ou economicamente. Trata-se de uma restrição considerável. Segundo a *The Economist*: “*Parts of America’s existing dumb and fragmentary electricity grid are so vulnerable to load variations that their owners think they may be able to cope with no more than about 2% of intermittent wind power*”¹⁴¹. Além disso, há o custo da transmissão da energia das usinas de vento (*windfarms*) para os centros de consumo, o que no caso de geração *offshore* e dos EUA – que têm ventos concentrados em planícies com baixa densidade populacional –, pode vir a requerer pesados

¹³⁸ Ibidem.

¹³⁹ Global Trends in Sustainable Energy Investment 2008, United Nations Environment Programme. *Apud* ITPOES, *op cit.* Pág. 30.

¹⁴⁰ Carr, Jeffrey. *The Future of Energy Special Report: Trade Winds*. In *The Economist*, 19/07/2008. Acessível em <http://www.economist.com>. Consultado em 09/11/2008.

¹⁴¹ Carr, Jeffrey. *The Future of Energy Special Report: Trade Winds*. In *The Economist*, 19/07/2008. Acessível em <http://www.economist.com>. Consultado em 09/11/2008.

investimentos. Assim, a viabilização de todo o potencial da energia eólica depende significativamente de investimentos em infraestrutura e do desenvolvimento de linhas de transmissão capazes de lidar com forte intermitência na geração de energia. Uma das alternativas seria a criação de linhas de transmissão “inteligentes”, capazes de compensar pela irregularidade no fornecimento de energia eólica e maximizar a carga da rede em horários de pico. No futuro, cientistas argumentam ser possível o desenvolvimento de uma rede que “conversaria” com seus clientes, desligando temporária, seletiva e automaticamente utilitários que vão desde os sistemas de ar condicionado central de prédios de escritório até geladeiras residenciais. Tal tecnologia, mesmo em sua versão mais simples, ainda está em fase de desenvolvimento.

A trajetória da energia eólica na Grã-Bretanha oferece um bom roteiro para o exame das dificuldades enfrentadas pela indústria:

No country has tried to switch its electricity supply so quickly on this scale, and to achieve it the industry will need to build nearly 15,000 turbines, generating 35 gigawatts (GW) of electricity, on land and at sea (...); planning delays, long delivery times, escalating costs, 10-year hold-ups in connection to the national grid and technical problems in building offshore windfarms all threaten to derail (Gordon) Brown’s ambitions. The result could be electricity shortages by 2020, failure to meet climate change and energy targets and possible hefty fines from Europe¹⁴².

Energia hidrelétrica. É a fonte de energia renovável mais utilizada no mundo, responsável pela geração de cerca de 16% da energia elétrica total¹⁴³. Apenas um terço de seu potencial já foi utilizado¹⁴⁴, sendo que o maior potencial para expansão está nos países em desenvolvimento. Segundo o World Energy Council: “*Taking Europe as a benchmark (proportion of production in relation to realistic feasibility), hydro can be expected to see a ten-fold increase in Africa, a three-fold increase in Asia, a doubling in South America, and an increase of about 10% in North*

¹⁴² Vidal, John. *UK wind farm plans on brink of failure*: The Guardian, 19/10/2008. Acessível em <http://www.guardian.co.uk>. Consultado em 9/11/2008.

¹⁴³ WEO 2006, pág. 42.

¹⁴⁴ UNESCO. “*Informe Mundial sobre el Desarrollo de los Recursos Hidricos*” Acessível em <http://www.unesco.org>. Consultado em 9/11/2008.

America”¹⁴⁵. De forma geral, os principais benefícios da hidroeletricidade dizem respeito a seu potencial comprovado de geração de energia em grande escala e a custos extremamente competitivos, à previsibilidade dos fluxos de eletricidade gerados, à possibilidade de estocagem barata de potencial energético nas barragens (qualidade não compartilhada pelas energias eólica e solar), à natureza “limpa” e renovável da energia gerada e à longevidade dos projetos. Em contra partida, os altos custos iniciais de construção, o longo tempo de conclusão dos projetos, o deslocamento da população ribeirinha, danos potenciais ao meio ambiente causado pela construção da represa, a necessidade de condições geográficas específicas e a dependência do regime de chuvas são tidos como alguns dos principais obstáculos para a expansão da hidroeletricidade. Com efeito, a hidroeletricidade, especialmente no que tange a grandes obras hidrelétricas, tem sido alvo de um poderoso ataque por parte de organizações não governamentais (ONGs) ambientais, que exacerbaram seus aspectos negativos aos olhos da opinião pública mundial, limitando a disponibilidade de verbas dos mecanismos multilaterais de financiamento para o aumento da capacidade hidrelétrica, principalmente nos países em desenvolvimento, que se viram obrigados a utilizar combustíveis fósseis em suas matrizes energéticas.

Trata-se de indústria que atingiu a maturidade tecnológica e já equacionou a maioria de seus problemas, não havendo necessidade de inovações para assegurar sua competitividade, como é caso da energia eólica e solar. Apesar disso, ainda há espaço para melhoras. O aproveitamento de pequenos cursos de água e reservatórios, categoria conhecida como “pequenas centrais elétricas” (PCH), é considerado superior do ponto de vista ambiental, mas não apresenta o mesmo potencial de geração em larga escala, sendo especialmente indicado para atender a regiões isoladas. Outro potencial ainda pouco explorado da hidroeletricidade é seu aproveitamento em conjunto com outras formas de energia como eólica e solar: durante os períodos de excesso de capacidade, fontes de energia eólica ou solar poderiam ser usadas para bombear água represa acima. De maneira geral, a maioria do potencial hidrológico nos países desenvolvidos já foi aproveitado, mas ainda há ampla oportunidade para economias em desenvolvimento expandirem

¹⁴⁵ WEC. Acessível em: <http://www.worldenergy.org>. Consultado em 10/11/2008.

seu consumo de eletricidade mediante investimentos nesta fonte limpa, sustentável e segura.

Outra possibilidade de aproveitamento de energia hidráulica diz respeito à utilização da energia marítima (correntes e marés). Tais modalidades ainda estão em estágio embrionário de desenvolvimento comercial.

Energia nuclear. Após cerca de duas décadas de estagnação (e até decadência¹⁴⁶), a energia nuclear vem sendo alvo de renovado interesse, principalmente como parte de estratégias para eliminação ou diminuição de emissões de CO² na atmosfera. Juntamente com a hidráulica e a geotérmica (que opera em pequena escala), trata-se, no momento, da única fonte não fóssil capaz de fornecer fluxo previsível e constante de eletricidade, com a vantagem adicional de não depender de condições geográficas específicas. A estrutura de custos é análoga à das grandes represas hidrelétricas, e caracterizada por fortes investimentos iniciais e tempo relativamente longo para construção, compensados por baixos custos de operação. Essa estrutura reflete-se em preços competitivos para a energia gerada: equivalentes aos do gás natural e algo superiores aos do carvão, porém a ele inferiores quando se computa o custo de emissões de carbono. Embora não seja uma energia renovável, há a expectativa de que exista suficiente material radioativo para alimentar mesmo uma indústria crescente por muitas décadas, sem contar a utilização de reatores do tipo *fast breeder*, que, ao produzirem mais material radioativo (na forma de plutônio) do que consomem, criariam uma reserva praticamente inexaurível de combustível nuclear. A Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA) considera que o estoque de urânio que pode ser recuperado por menos de US\$ 130/Kg é suficiente para 85 anos de consumo. Esse número é cerca de 8 vezes maior quando se consideram reservas de exploração mais caras. A utilização de *fast breeder reactors*, segundo a agência, estenderia o horizonte de consumo por 2500 anos¹⁴⁷.

¹⁴⁶ A Alemanha, por exemplo, aprovou lei para fechamento de todas as suas usinas nucleares até 2022. In *Der Spiegel, Where Will Germany's Energy Come From?* 15/04/2008, consultado em 10/11/2008.

¹⁴⁷ AIEA. Acessível em http://www.iaea.org/NewsCenter/News/2006/uranium_resources.html. Consultado em 10/11/2008.

As maiores críticas à energia nuclear dizem respeito ao risco real, embora estatisticamente pequeno, de acidentes com grande potencial destrutivo e à questão ainda não equacionada da disposição do lixo atômico. Parte do urânio utilizado como combustível pode ser reprocessada, recuperando-se quantidades utilizáveis de urânio e plutônio¹⁴⁸. O que não é reprocessado (ou não é reprocessável) é armazenado. Tais estratégias não permitem uma solução permanente para os dejetos de mais longa duração. EUA e Suécia, entre outros, têm projetos para a construção de sítios permanentes de estocagem no subsolo, com previsão para entrada em funcionamento a partir de 2020¹⁴⁹. Finalmente, há o risco de proliferação e desvio de material nuclear, que não pode ser ignorado. O plutônio resultante da combustão do urânio em reatores nucleares é altamente radioativo e ideal para a construção de armas nucleares.

Problema adicional associado à energia nuclear é a alta tecnologia requerida para a construção de reatores. Enquanto ampla gama de firmas estaria habilitada, por exemplo, a construir hidrelétricas, poucas empresas possuem o capital e, principalmente, o *know-how* para a produção de reatores nucleares. Nova geração de reatores muito mais seguros e potencialmente imunes aos riscos de proliferação está em pleno desenvolvimento e poderia facilitar a disseminação da tecnologia nuclear¹⁵⁰, mas estes avanços ainda podem levar anos para atingirem escala comercial. De qualquer modo, a construção de novas usinas nucleares é sempre processo complexo, que demanda tempo e consideráveis investimentos.

Apesar dos riscos apontados, a Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA) estima uma taxa de crescimento da utilização de energia nuclear para geração de eletricidade entre 27 e 100% até 2030¹⁵¹. Resta pouca dúvida de que a energia nuclear fará parte do novo paradigma

¹⁴⁸ Segundo o WEC, cerca de 1/3 do lixo atômico é reprocessado. In WEC. *Survey of Energy Resources 2007 Nuclear – Spent Fuel and Reprocessing*. Acessível em: <http://www.worldenergy.org>. Consultado em 10/11/2008.

¹⁴⁹ Ibidem.

¹⁵⁰ Carr, Jeffrey. *The Future of Energy Special Report: Life after death*. In *The Economist*, 19/07/2008. Acessível em <http://www.economist.com>. Consultado em 09/11/2008.

¹⁵¹ AIEA. *Nuclear's Great Expectations: Projections Continue to Rise for Nuclear Power, but Relative Generation Share Declines*. 11/9/2008. Acessível em <http://www.iaea.org/NewsCenter>. Consultado em 10/11/2008.

energético que surgirá na era pós-petróleo, mas não está claro se a expansão da indústria poderia compensar, em tempo, os efeitos mais severos de uma crise de transição. O crescimento da indústria vaticinado pela AIEA, mesmo em suas estimativas mais otimistas (100%), redundaria, em 2030, em capacidade de geração equivalente a 28% da energia elétrica consumida atualmente; menos do que a fatia do carvão em 2007.

Biocombustíveis. Atualmente representam a única fonte de energia renovável capaz de substituir o petróleo como combustível automotivo em escala apreciável. Além dos biocombustíveis, apenas o gás natural tem eficiência comprovada como combustível para o setor de transportes. Etanol e biodiesel são os principais representantes desta categoria¹⁵² e a produção de ambos representou cerca de 1,3% do petróleo consumido mundialmente¹⁵³.

a) *Etanol*: é, de longe, o biocombustível com maior penetração no mercado automotivo. A experiência brasileira, iniciada em 1975 com o PROALCOOL, logrou difundir o etanol como combustível para carros de passeio e ofereceu plataforma empírica para o desenvolvimento e aperfeiçoamento da tecnologia. Na década de 1980, a forte queda nos preços do petróleo e os aumentos na cotação do açúcar quase determinaram a extinção do carro a álcool no Brasil. A partir do início deste século, no entanto, a produção de etanol em âmbito global encontrou dois vetores importantes para alavancar nova fase de crescimento. No Brasil, o desenvolvimento da tecnologia de carros *flex fuel* – que permitem o consumo de gasolina ou etanol em qualquer proporção – e a volta de preços altos para o petróleo, permitiram o renascimento do álcool combustível como combustível veicular. A venda de carros *flex* cresceu a taxas elevadas, assim como o consumo do álcool hidratado, que se revelou extremamente competitivo em relação aos preços da gasolina. Além disso, percentual crescente de etanol passou a ser misturado à gasolina na forma de álcool anidro¹⁵⁴. No Brasil, a recente expansão do etanol

¹⁵² Outros tipos de biocombustível incluem o biobutanol e a geração de gás a partir de biomassa. Por terem escala ainda insipiente, o trabalho não os abordará.

¹⁵³ Salomão, Luis Alfredo, *et ali. Relatório América do Sul*. Rede Externa de Inteligência Sobre Energia. Rio de Janeiro. 2008. Pág. 75.

¹⁵⁴ A Portaria Nº 143, do Ministério da Agricultura, em 27/06/2007, fixou o teor de álcool na

decorreu essencialmente das forças de mercado. Ocorreu na ausência de subsídios ou tarifas e foi calcada na competitividade intrínseca da indústria sucroalcooleira. Em outubro de 2008, o consumo de etanol superou o da gasolina.

Paralelamente, nos EUA, a proibição do MTBE (Metil-Terc-Butil Éter) como aditivo para a gasolina, além de subsídios governamentais e tarifas destinadas a proteger o cultivo de milho, também ensejaram vigorosa expansão na produção de etanol, que passou a ser utilizado principalmente como aditivo e em misturas na gasolina. Ao contrário do etanol de cana, o de milho não é competitivo na ausência de subsídios e depende da atuação do poderoso *lobby* agrícola no Congresso norte-americano para garantir-lhe viabilidade¹⁵⁵. Atualmente, os EUA, com 24,5 bilhões de litros, são os maiores produtores mundiais, seguidos de perto pelo Brasil, com 21,5 bilhões¹⁵⁶. O etanol nos EUA equivale a apenas 4% do consumo anual de gasolina daquele país, mas estimativas do governo norte-americano preveem que este percentual atinja cerca de 16% em 2030¹⁵⁷.

Há consideráveis diferenças entre o etanol de cana e o de milho. A eficiência energética do primeiro (EROEI de 8,9) é muito superior à do segundo (EROEI 1,3 a 1,8)¹⁵⁸. Ademais, a produtividade por hectare do etanol de cana (7.000 l/ha) supera a do milho (3.000 l/ha)¹⁵⁹ em mais de 100%. Do ponto de vista ambiental, também é clara a superioridade do etanol de cana. Além do benefício oriundo da maior produtividade – com todas as suas implicações para o uso da terra –, a cultura da cana exibe outras características particularmente relevantes do ponto de vista ambiental: relativamente baixa utilização de agrotóxicos, fertilizantes químicos e irrigação; possibilidade de reciclagem da vinhaça e outros rejeitos da produção como fertilizantes; e efeitos positivos sobre a fertilidade do solo¹⁶⁰. Em seu ciclo completo, o etanol de cana permite

gasolina em 25%. Acessível em <http://extranet.agricultura.gov.br/sislegis-consulta>.

¹⁵⁵ Segundo Richard Heinberg, os subsídios diretos e indiretos para o etanol norte-americano giram em torno de US\$ 1,4 bilhão. *Op cit.* Pág. 173.

¹⁵⁶ Revista Veja: 70 *Questões para entender o etanol* (Questão 13). Acessível em <http://veja.abril.com.br>. Consultado em 15/11/2008.

¹⁵⁷ EIA, “*Energy in Brief: What are biofuels and how much do we use*”. Acessível em <http://tonto.eia.doe.gov>. Consultado em 15/11/2008.

¹⁵⁸ CIRCTEL 67862/2008 DRN/CGFOME.

¹⁵⁹ *Idem.*

¹⁶⁰ CIRCTEL 63249/2007. DRN.

uma redução de até 90% na emissão de gases de efeito estufa; o benefício obtido a partir do etanol de milho estaria limitado a reduções de 10 a 30% apenas. Finalmente, o bagaço da cana utilizada, seja para a produção de etanol, seja para a produção de açúcar, tem grande poder calorífico e pode ser empregado para a geração de energia termoe elétrica. Atualmente, as usinas sucroalcooleiras são autossuficientes em energia e ainda injetam cerca de 3000MW na rede elétrica brasileira, mas o potencial de cogeração identificado pela União Nacional da Indústria Canavieira (UNICA) para 2015 chega a 10.500MW, um volume de eletricidade equivalente ao gerado por Itaipu¹⁶¹.

Especialmente a partir de 2006, com a forte expansão da produção de etanol no Brasil e nos EUA, críticas passaram a ser feitas em relação à sustentabilidade e à conveniência do produto como combustível veicular. Provavelmente a polêmica que maior dano causou à imagem do etanol foi a vinculação entre a produção de biocombustíveis e o aumento nos custos dos alimentos em 2008. O raciocínio e as generalizações simplistas por detrás da polêmica deixavam de incorporar diferentes causas para o fenômeno, tais como fortalecimento da demanda (especialmente, mas não apenas, na Índia e na China), aumento nos custos dos insumos (principalmente, mas não apenas, dos derivados de petróleo), quebras de safra em importantes países produtores (Austrália) e especulação nos mercados de *commodities*. Além disso, a análise inicial não fazia distinção entre os tipos de insumo para a produção de etanol em diferentes países (milho e beterraba para produção de etanol nos EUA e na UE, e cana-de-açúcar no Brasil), o que gerava uma visão extremamente distorcida, especialmente da realidade brasileira.

Outra questão polêmica, que disse respeito fundamentalmente aos países tropicais, apontava a destruição de florestas e outros biomas e a perda de biodiversidade como consequência da produção de biocombustíveis. Mais uma vez, as críticas falharam em retratar com fidelidade o caso do Brasil (que deveria ser tomado como uma espécie de “piloto” para a análise do plantio da cana em outras regiões tropicais), onde o etanol é fabricado a milhares de quilômetros das principais áreas de floresta e utiliza, essencialmente, áreas degradadas dedicadas

¹⁶¹ Yank, Marcos Sawaya, *O despertar da bioeletricidade*. In O Estado de S. Paulo em 13/08/2008.

a pastagens e outros cultivos. Mesmo ao se examinar a dinâmica da produção agrícola brasileira como um todo, é difícil aceitar o argumento segundo o qual a produção de cana estaria “expulsando” a produção de outras culturas, como a soja, para a Amazônia. A cana responde apenas por uma pequena parcela das terras agricultáveis no Brasil (1%)¹⁶² e o cultivo da soja no norte do País responde a uma dinâmica própria relacionada fundamentalmente com as grandes perspectivas de exportação no mercado de alimentos. Mesmo que, no limite, não se possa dissociar inteiramente os efeitos da produção mundial de etanol da expansão da área plantada de soja no Brasil, trata-se de um efeito secundário associado fundamentalmente ao etanol de milho, que desloca o plantio de soja nos EUA e aumenta os preços internacionais daquela commodity, estimulando seu plantio no Brasil.

Por desígnio ou omissão, críticas quanto à eficiência e sustentabilidade do etanol tendem a tomar o produto norte-americano como uma espécie de *benchmark* para toda a indústria. Essa tendência clara na imprensa internacional no início de 2008 tem sido confrontada com êxito graças a vigorosos esforços da indústria sucroalcooleira, da diplomacia brasileira e do próprio Presidente da República. Com efeito, parece cada vez mais claro que o etanol de cana, além de representar alternativa viável como combustível de transporte (substituindo a gasolina de maneira mais ou menos radical de acordo com a política energética adotada), poderia vir a representar também excelente fonte de renda, divisas, empregos e segurança energética para países em desenvolvimento, especialmente em regiões deprimidas da África, América Latina e Caribe que ainda contam com relativa abundância de terras agricultáveis. Estima-se que, enquanto as reservas de petróleo estão concentradas em cerca de quinze países, mais de 120 teriam o potencial para a produção de biocombustíveis¹⁶³.

b) *Biodiesel*: trata-se de biocombustível para motores a diesel que pode ser produzido a partir do aproveitamento de gorduras animais ou óleos vegetais (inclusive a reciclagem de “sobras de fritura” de residências e restaurantes). A Europa é responsável por cerca de 75% da produção mundial de biodiesel, principalmente a partir da canola, seguida dos EUA, com 13%¹⁶⁴. A produção mundial de biodiesel (6,5 bilhões

¹⁶² CIRCTEL 67862/08.

¹⁶³ Idem.

¹⁶⁴ Banco Mundial. *Biofuels, the Promise and the Risks*. Acessível em <http://siteresources>.

de litros¹⁶⁵) é cerca de 7 vezes menor do que a de etanol e seu consumo está fortemente concentrado na Europa. Trata-se de uma indústria ainda relativamente nova, quando comparada com a do etanol, e não há dados confiáveis acerca de seu balanço energético (EROEI), que variará de acordo com o insumo (*feedstock*), ou mesmo da sustentabilidade da utilização de algumas variedades de espécies para a sua produção¹⁶⁶.

De maneira geral, o biodiesel tem sido alvo de críticas análogas às feitas contra o etanol, com ênfase nas questões de combustíveis *versus* alimentos, derrubada de florestas e sustentabilidade ambiental e comercial da produção. A pertinência, ou não, dessas críticas, a exemplo do etanol, não pode ser discutida de forma generalizada, e requer a análise de cada insumo utilizado na produção de biodiesel. Casos isolados, no entanto, apontam para riscos algo maiores do que os do etanol de cana. Na Malásia, o biodiesel está associado à destruição de florestas para a coleta de óleo de palma; na Europa, a canola compete efetivamente com outros alimentos. No Brasil, os argumentos relacionados à troca de alimentos por combustível têm mais procedência na medida em que a soja, no momento, constitui o principal insumo para a produção de biodiesel.

A meta de inclusão de 2% de biodiesel em todo o óleo diesel vendido no País estabelecida pelo Plano Nacional de Biodiesel foi cumprida em 2008. Em 2013, o percentual mínimo fixado pelo Governo é de 5%. O Plano Nacional de Biodiesel prevê, ainda, uma série de incentivos para a produção de matérias-primas em pequenas propriedades nas regiões Norte e Nordeste. No Brasil, como em diversos outros países, ainda não há clareza quanto à matéria-prima ideal para a produção de biodiesel. Atualmente, no Brasil e nos EUA predomina a soja, e na Europa utiliza-se a canola. O *feedstock* ideal para a expansão do biodiesel seria uma variedade não alimentar, que pudesse ser produzida em solos com baixa fertilidade. O pinhão manso pode apresentar estas características, mas a planta ainda

worldbank.org. Consultado em 15/11/2008.

¹⁶⁵ Ibidem.

¹⁶⁶ No Brasil, em discurso recente, o Presidente Lula criticou a utilização da soja como insumo. In Lacerda, Angela. *Lula critica uso da soja na produção de biodiesel*. O Estado de S. Paulo. 21/08/2008. Mais recentemente, criou-se polêmica acerca da viabilidade técnica e econômica da utilização da mamona como insumo. Ver Gazeta Mercantil. *Governo admite que mamona não atende lei do biodiesel*. 14/07/2008. In Resenha eletrônica do Ministério da Fazenda. Acessível em <http://www.fazenda.gov.br>, Consultado em 16/10/2008.

se encontra em fase de estudos. Após a conclusão dessa fase inicial, a disseminação de seu plantio e produção levará alguns anos.

Uma solução apontada para as críticas comumente feitas aos biocombustíveis atuais é a pesquisa e desenvolvimento dos biocombustíveis de “segunda geração”. Um dos campos de pesquisa mais promissores diz respeito aos biocombustíveis celulósicos, que poderiam aproveitar madeira, rejeitos de serraria, algas, e uma grande variedade de tipos de biomassa. Outros processos, potencialmente ainda mais revolucionários, buscam utilizar enzimas ou microorganismos que processem insumos vegetais e excretem produtos equivalentes aos refinados de petróleo, como querosene de aviação, diesel ou gasolina. Tais tecnologias ainda estão em fase experimental, marcada por acirrada competição entre diferentes processos e dúvidas acerca de se, quando e como, um deles logrará adquirir competitividade em escala comercial. Ray Hobbs, cientista norte-americano que estuda a criação de biocombustíveis a partir de algas, definiu o problema comercial nos seguintes termos: *“these ideas will only work when carbon dioxide has monetary value. Without a price on CO₂, the economics will always pressure you to burn fossil fuels. No one knows how to give that up, it is our economic universe”*¹⁶⁷.

Na ausência de inovações tecnológicas que venham a revolucionar a produção de biocombustíveis, sua oferta e eficiência como combustível automotor continuará a ser limitada, na melhor das hipóteses, pela produtividade do etanol à base de cana-de-açúcar. Estima-se que, em matéria de redução de carbono, a cana já tenha desempenho similar ao que será atingido pelos “combustíveis de segunda geração” ainda em fase de testes¹⁶⁸ e, como visto, a cana é um insumo significativamente superior ao milho. Em comparação com o biodiesel, enquanto um hectare de cana produz cerca de 7000 litros de etanol, a mesma área plantada com soja, por exemplo, rende apenas cerca de 600 litros de biodiesel. Mesmo quando se leva em conta a densidade energética superior do biodiesel em relação ao etanol, um hectare plantado com cana é cerca de sete vezes mais produtivo.

¹⁶⁷ Dr. Ray Hobbs, citado em Krupp e Horn, *op cit.* Pág.114.

¹⁶⁸ UNICA. *Myths vs Facts: Brazilian Sugarcane Ethano, get the facts right and kill the myths.* 13/06/2008. Pág. 4.

Assim, parece possível estimar o potencial de substituição do petróleo por biocombustíveis tendo como base a produção do etanol. Embora, do ponto de vista da indústria do etanol, as perspectivas sejam extremamente promissoras – especialmente no caso de o produto vir a ser objeto de uma padronização internacional que permita sua transformação em *commodity* –, do ponto de vista do consumo global, o alcance será limitado. Estudo do Banco Mundial estima que, em 2020, a participação dos biocombustíveis no setor de transportes crescerá dos atuais 1%, para 6%. Mesmo cifras mais otimistas aventadas por representantes da indústria não atribuem uma participação do etanol superior a 10% no setor de transportes nos próximos quinze anos¹⁶⁹. Naturalmente, uma situação de exacerbada escassez no mercado de petróleo condizente com um cenário de PO estimularia significativamente o aumento na produção de biocombustíveis de primeira geração e a pesquisa de novas maneiras para aproveitamento de biomassa. No entanto, esse esforço adicional teria, em uma primeira etapa, efeito apenas marginal no mercado de petróleo, contribuindo para refrear (mas não reverter) altas de preços em nível global e, se as condições estiverem dadas, mitigar alguns dos efeitos mais sérios do PO nos países em desenvolvimento com potencial agrícola.

Eficiência e conservação. Avanços em eficiência energética implicam a utilização de quantidades menores de energia para a produção de um bem ou serviço. Essa redução do consumo pode advir de conquistas tecnológicas (*e.g.* lâmpadas fluorescentes ou carros mais econômicos), ou ainda de melhorias em estruturas organizacionais e gerenciais (*e.g.* maximização de capacidade de carga via planejamento logístico, ou a construção de edifícios ecológicos, que aproveitem fontes de luz e calor naturais). Em sua acepção macroeconômica, eficiência energética mede a quantidade de energia requerida para um aumento de 1% no PIB de um determinado país. De maneira geral, países desenvolvidos utilizam energia mais eficientemente do que países em desenvolvimento. Entre 1999 e 2004, ganhos de eficiência nas 14 economias estudadas pela IEA resultaram em uma redução de 14% no consumo de energia. Segundo aquela agência, o potencial para ganhos de eficiência ainda é significativo,

¹⁶⁹ Seminário Huston Biofuels, palestra Eduardo Carvalho.

especialmente no consumo residencial, com reduções da ordem de 66% no consumo de eletrodomésticos e 50% em iluminação doméstica¹⁷⁰.

Durante as crises do petróleo na década de 1970, o aumento da eficiência energética, principalmente nas economias desenvolvidas, permitiu reduções significativas no consumo de energia e colaborou para reverter a tendência que vinha favorecendo os países da OPEP. Hoje, a comparação entre países da OCDE e países em desenvolvimento indica haver um amplo potencial para aumento na eficiência energética mundial, com destaque para a possibilidade de que, mediante políticas e incentivos adequados, os países em desenvolvimento venham a “saltar degraus” nessa matéria, aproximando-os dos países desenvolvidos.

Apesar desse potencial, ganhos de eficiência tendem a apresentar rendimentos decrescentes. À medida que as iniciativas mais simples e econômicas são adotadas, novas reduções requerem cada vez maior volume de investimento para sua concretização. Além disso, em diversos setores, os ganhos de eficiência possíveis são estrangulados pela atual estrutura física da economia. No setor de construção, por exemplo, a inauguração de um edifício que não leve em conta as tecnologias mais modernas para economia de luz, aquecimento e água representa um “congelamento” por décadas na possibilidade de implementação dessas tecnologias. De maneira análoga, um veículo com baixa eficiência energética comprado hoje implicará em perdas de eficiência ao longo de toda a sua vida útil. Mecanismos de mercado, por si só, não resultam necessariamente em ganhos de eficiência. Ao longo dos últimos anos, apesar de contarem com a oferta de veículos mais econômicos, consumidores norte-americanos demonstraram preferência por veículos maiores e menos eficientes, mesmo ao custo de maior consumo de gasolina. Nota-se que a eficiência energética, apesar de seu potencial, não figura em posição destacada na lista de investimentos relacionados a energia. O *United Nations Environment Programme* (UNEP) indica que apenas US\$ 1,8 bilhão foi investido em eficiência energética em 2007, em contraste com cerca de US\$ 204 bilhões alocados a energias renováveis no mesmo ano¹⁷¹. Muitas vezes, políticas governamentais – como tributação

¹⁷⁰ IEA “Energy Efficiency Policy Recommendations”. 2008. Pág. 5-6.

¹⁷¹ Ver United Nations Energy Program (UNEP). *Global Trends in Sustainable Energy Investment 2008*. Acessível em: <http://sefi.unep.org>. Consultado em 25/11/2008. Pág s 9-11.

incidente sobre combustíveis – são necessárias para garantir ganhos de eficiência permanentes e significativos¹⁷².

A concretização do potencial de ganhos em eficiência energética depende significativamente de sinalizações governamentais, tais como políticas e regulamentação em favor de equipamentos e infraestrutura superiores. Mesmo assim, os ganhos daí decorrentes podem ficar aquém do desafio. A IEA, no WEO de 2004, calculou que a aplicação de todas as políticas públicas relacionadas a eficiência, segurança energética e diminuição de emissões de carbono anunciadas por países da OCDE e alguns dos principais países em desenvolvimento poderia reduzir o consumo de petróleo em cerca de 11% até 2030¹⁷³. O próprio relatório assume ser improvável que todas as metas anunciadas sejam cumpridas.

Na ausência da adoção de estratégias, políticas e tecnologias que permitam ganhos sustentáveis de eficiência energética, há sempre o risco de que uma resposta a elevações nos preços de energia se traduza, pelo menos em um período inicial, em redução pura e simples do consumo (destruição de demanda). Reduções drásticas no uso de energia, sem aumentos de eficiência, geralmente traduzem-se em redução ou retração do crescimento econômico.

O advento do PO determinaria dois tipos de reação: por um lado, aceleraria a adoção de estratégias e investimentos para ganhos de eficiência energética; por outro, implicaria significativa redução de consumo, com toda a conotação negativa para o crescimento econômico que isso representa. Essa redução forçada de consumo será tanto mais drástica, quanto pior estiver o mundo preparado para a substituição do petróleo como o paradigma energético global.

2.3 A energia do futuro

Como já se viu, apenas os biocombustíveis e o gás natural oferecem alternativas para mitigar o efeito de um PO no setor de transportes. Também parece claro que, mesmo em conjunto, essas duas fontes de energia não lograriam substituir a contento o déficit de energia deixado na esteira do PO, o que indica um período mais ou menos longo de adaptação

¹⁷² Tertzakian, *op cit.* Pag. 86.

¹⁷³ IEA. *WEO 2004*. Pág. 37-38.

até que um novo paradigma energético possa ser implementado. Cumpre, assim, examinar algumas das possibilidades mais promissoras que permitiriam, em médio e longo prazo, estabilizar o consumo e a demanda de energia mundial em níveis sustentáveis, tanto do ponto de vista econômico, quanto ambiental.

Quando se fala de grandes revoluções energéticas futuras, ideias como fusão nuclear, células de hidrogênio e carros elétricos vêm à mente. Tais tecnologias efetivamente constituem avenidas promissoras de pesquisa que podem representar respostas sustentáveis para algumas das mais prementes inquietações do século XXI, tais como o aquecimento global e a debilitante dependência de combustíveis fósseis poluentes e cada vez mais escassos. Menos acurada, talvez, é a percepção de que o desenvolvimento e operacionalização dessas tecnologias ocorrerão em um horizonte de tempo curto o suficiente para impedir uma perigosa deterioração no cenário energético, caso se confirme a hipótese de PO em médio prazo.

Hidrogênio. O mais leve e abundante elemento no Universo é frequentemente promovido como a panaceia para muitos, senão todos, problemas energéticos da humanidade. Sua combustão produz apenas calor e água, sendo livre de gases de efeito estufa ou outros poluentes. A utilização de células de combustível a hidrogênio permitiria controlar a volatilidade dessa combustão e, numa reação com o oxigênio da atmosfera, gerar força motriz capaz de movimentar um veículo ou uma linha de montagem.

Há, no entanto, consideráveis obstáculos para a disseminação da “economia do hidrogênio”. Em primeiro lugar, o hidrogênio não é uma fonte de energia, mas sim um vetor para seu transporte. Não há reservas exploráveis do elemento: assim como a eletricidade, o hidrogênio deve ser “elaborado” para consumo posterior. Atualmente, o principal processo para a produção em larga escala de hidrogênio envolve a transformação, com perda de EROEI, de petróleo ou gás natural. Outro processo, ainda mais caro do que o anterior, requer a eletrólise da água. Dada a atual pressão, tanto sobre a geração de energia elétrica, quanto sobre os combustíveis fósseis, parece no mínimo pouco verossímil que quantidades consideráveis desses recursos possam ser desviadas para a produção de hidrogênio.

Em segundo lugar, a construção de infraestrutura para distribuição do hidrogênio representa um desafio caro e tecnicamente complexo. Segundo estudo do DoE, “o transporte de hidrogênio a partir de um ponto central deveria ser descartado, mas uma maneira economicamente eficiente para conversão de fontes de energia em hidrogênio nas próprias estações de reabastecimento ainda não foi desenvolvida”¹⁷⁴. Além disso, o custo de células de combustível para um carro a hidrogênio está em torno de US\$ 35,000, enquanto todo o veículo sairia por cerca de US\$ 100.000,00. Limitações acerca da vida útil da célula de combustível (três meses), e do próprio veículo (inferior a 180.000Km), bem como sua autonomia reduzida (inferior a 450Km), também constituem problemas consideráveis para a implementação da tecnologia¹⁷⁵. Analistas do governo americano estimam que, em 2025, veículos com células de hidrogênio poderiam diminuir a demanda por combustível em 0,28 mb/d, ou seja, cerca de 0,3% do consumo atual.

Tais obstáculos não significam, de maneira alguma, que a tecnologia não deva ser pesquisada. Além dos benefícios ambientais citados acima, o hidrogênio possui diversas características promissoras, principalmente como meio (eventualmente) eficiente para o armazenamento de energia de fontes renováveis intermitentes, tais como solar e eólica. O que não se deve esperar é que o hidrogênio ou as células de combustível representarão uma espécie de solução mágica que possibilitará uma transição indolor para um novo paradigma energético. Seria realmente lamentável que a promessa do hidrogênio no futuro levasse à complacência nos esforços para solucionar os problemas do presente.

Fusão nuclear. Quando núcleos atômicos similarmente carregados se fundem em um núcleo mais pesado (formando um novo elemento), tem-se a fusão nuclear. O processo ocorre naturalmente nos núcleos das estrelas e, sob condições corretas, resulta em significativa liberação de energia. Trata-se do processo inverso ao da fissão nuclear, com a vantagem de demandar menores quantidades de combustível e gerar potencialmente mais energia, com menos lixo atômico.

¹⁷⁴ GAO *op cit.* Pág. 33.

¹⁷⁵ *Ibidem*, pág. 66.

Em contraste com o hidrogênio, cuja utilização comercial já está pelo menos na fase de protótipos, a fusão nuclear sequer foi lograda por cientistas em condições controladas. Atualmente, diferentes experimentos buscam obter fusão nuclear sob controle. Talvez o projeto mais promissor seja o Reator Termonuclear Experimental Internacional (ITER), do qual participam EUA, UE, Coreia do Sul, China, Rússia, Japão e Índia. O objetivo do ITER é lograr uma reação de fusão em plasma controlado por campos eletromagnéticos a fim de demonstrar a “viabilidade técnica e científica da fusão como fonte de energia”¹⁷⁶. O projeto deve entrar em operação (*first plasma*) a partir de 2018, iniciando uma fase de 21 anos de operações, seguidos de seis anos para desativação (*decommissionment*) da planta. Espera-se que a consecução de todas essas fases determine as condições para eventual utilização comercial de reatores de fusão.

Trata-se de projeto de larga duração que, na melhor das hipóteses, poderia viabilizar a construção de reatores comerciais a partir de 2045. As principais críticas ao projeto dizem respeito aos elevados custos e potenciais riscos de segurança de um experimento que pode vir a provar-se antieconômico ou tecnicamente inviável. Segundo o parlamentar do partido verde francês, Noël Mamère: “*This is not good news for the fight against the greenhouse effect because we’re going to put ten billion euro towards a project that has a term of 30-50 years when we’re not even sure it will be effective*”¹⁷⁷.

Carros elétricos (*plug-ins*). Uma vez que a maioria das novas fontes de energia alternativas ao uso de combustíveis fósseis parece estar voltada para a produção de eletricidade, talvez a melhor solução para o déficit de energia no setor de transportes que resultaria do PO seja o desenvolvimento de carros elétricos. Ao contrário de algumas versões atualmente no mercado, os carros elétricos tipo *plug-in* não possuirão dois motores – um elétrico, outro convencional – capazes de movimentar o veículo, contando apenas com um motor elétrico. Além disso, os *plug-ins* recarregarão suas baterias diretamente da rede elétrica. A principal vantagem, além da diminuição de poluição sonora e eliminação de gases de efeito estufa¹⁷⁸, seria o custo da

¹⁷⁶ Site ITER: <http://www.iter.org/> Consultado em 16/11/2008.

¹⁷⁷ In <http://www.euractiv.com/en/science/mixed-reactions-iter/article-141693>. Consultado em 15/11/2008.

¹⁷⁸ O efeito sobre emissões dependeria também, naturalmente, da fonte utilizada para geração de eletricidade.

energia, uma equação que já é extremamente positiva nos dias de hoje e cuja atratividade tenderia a aumentar a partir do advento do PO¹⁷⁹.

Entre os principais entraves para os carros elétricos estão o alto custo e a baixa autonomia das baterias existentes, bem como os longos períodos para recarga. Os veículos *plug-in* mitigam alguns desses problemas (a recarga poderia ser feita durante a noite utilizando uma tomada residencial), ao custo de eventuais gargalos em infraestrutura. É pouco provável que as atuais redes de transmissão estejam preparadas para absorver o impacto de milhares ou milhões de veículos *plug-in*, que tenderiam a conectar-se em horários de pico (e.g. no final da tarde, após a volta do trabalho). Os primeiros *plug-in* estão programados para entrar no mercado a partir de 2011, caso não haja atrasos no desenvolvimento, mas a expansão da frota dependerá de significativos investimentos em infraestrutura para geração e distribuição de energia elétrica.

2.4 Um novo paradigma?

Essa breve análise de fontes energéticas alternativas ao petróleo permite fazer algumas generalizações. É possível concluir, em primeiro lugar, que a atual infraestrutura energética do planeta está mal preparada para o advento do PO – ou mesmo para uma menos drástica crise de oferta – nos próximos 10 anos. As fontes de petróleo “não convencional” apresentam consideráveis problemas tanto do ponto de vista ambiental, quanto do ponto de vista de sua estrutura de custos e capacidade de ampliação tempestiva na produção. Entre os demais combustíveis fósseis, apenas o gás natural poderia vir a ter impacto significativo no crítico setor de transportes, mas seu “ciclo de vida” também está sujeito a teto de capacidade produtiva (*peak gas*), que seria severamente testado na eventualidade de sua incorporação em larga escala como combustível veicular, em adição à sua utilização para geração de energia elétrica e como insumo industrial. Apesar disso, mesmo não sendo uma solução definitiva, o gás natural poderia vir a representar um “combustível ponte” a ser utilizado para cobrir o déficit de petróleo enquanto se busca um paradigma verdadeiramente sustentável. Para compensar a utilização

¹⁷⁹ O equivalente em eletricidade a um litro de petróleo custaria 25 centavos de dólar. Ver Carr, Jeffrey. *The Future of Energy Special Report: The end of the petrolhead*. In *The Economist*, 19/07/2008. Acessível em <http://www.economist.com>. Consultado em 09/11/2008.

do gás como combustível veicular, poder-se-ia ampliar a geração de eletricidade por fontes alternativas.

A grande maioria das promissoras tecnologias renováveis, bem como a energia nuclear, por sua vez, têm aplicação exclusivamente para a geração de eletricidade ou enfrentam significativos desafios de natureza diversa para sua expansão. Muitas ainda estão em estágio experimental e, efetivamente, fora do mercado (energia solar avançada, energia das marés, células de hidrogênio, fusão); outras enfrentam altos custos de produção (etanol de milho, carros elétricos, células fotoelétricas atuais); um terceiro grupo é caracterizado por dilatados prazos para a viabilização de projetos (hidrelétricas de grande porte, usinas nucleares).

De maneira geral, as novas opções energéticas partem de níveis relativamente pequenos de produção e enfrentam importantes desafios para adquirirem maior escala. Com maior ou menor intensidade, todas enfrentam gargalos técnicos, de logística ou de estrutura do mercado para atingirem seu potencial: novas linhas de transmissão inteligentes, melhores opções de armazenamento de eletricidade, padronização internacional do etanol, produção de mais veículos habilitados a utilizarem quantidades crescentes de biocombustível. Finalmente, as novas alternativas nos mercados de energia tendem a enfrentar uma cerrada oposição de *lobbies* de indústrias poderosas e já estabelecidas, além de dificuldades para encontrar financiamento nos volumes e custos necessários, problema que tende a exacerbar-se a partir da crise financeira de 2008.

Esse formidável conjunto de obstáculos não inviabilizará, no entanto, uma transição, mais cedo ou mais tarde, para novo paradigma energético. O advento do PO será um catalisador de mudanças, estimulando iniciativas dos setores público e privado no sentido de oferecer uma resposta à crise de abastecimento. O problema é que, caso se espere o advento do PO para “impulsionar” o desenvolvimento de novas tecnologias, a transição se fará com custos econômicos e sociais consideravelmente maiores do que na hipótese de uma transição induzida por investimentos em pesquisa e infraestrutura energética renovável.

O novo paradigma não poderá ser baseado, como em épocas passadas, em uma única fonte de energia claramente dominante. A manutenção de padrões de crescimento global necessários para a melhoria das condições de vida de grande parte da população marginalizada do

planeta demandará a utilização conjunta, criativa e flexível de todas, ou quase todas, as opções examinadas neste capítulo¹⁸⁰. Eventualmente, o mundo poderá vir a beneficiar-se de biocombustíveis de 2ª ou 3ª geração, redes de transmissão inteligentes, baterias revolucionárias que propeliriam carros de alta eficiência, pigmentos nanotecnológicos capazes de transformar edifícios inteiros em coletores solares, células de hidrogênio economicamente viáveis e fusão nuclear. Mas, entre o fim da era do petróleo e o alvorecer desse “admirável mundo novo”, o processo de transição implicará ajustes econômicos e instabilidade política, tanto em nível doméstico, quanto em âmbito internacional. Esse período crítico abrirá uma “janela de oportunidade” para países e economias que se adaptarem com maior eficiência e celeridade ao novo cenário energético.

No capítulo a seguir, serão examinados dois cenários que procuram retratar os impactos políticos e econômicos da transição energética nos âmbitos global e regional. Algumas variáveis-chave serão o *timing* e severidade do déficit energético causado pela compressão da oferta de petróleo convencional, bem como o escopo e tempestividade das estratégias de adaptação adotadas por indivíduos e governos em resposta à crise energética.

¹⁸⁰ Além de outras tecnologias promissoras, como energia geotérmica, gases de biomassa, *thermal depolymerization*, etc, que, seja por seu potencial de expansão, seja por seu atual estágio de desenvolvimento, não foram examinadas neste trabalho.

Capítulo III

O Fim da Era do Petróleo

“We must face the prospect of changing our basic ways of living. This change will either be made on our own initiative in a planned and rational way, or forced on us, with chaos and suffering, by the inexorable laws of nature”.

Jimmy Carter, 1976.

3.1 Dois cenários de crise

Ambos os cenários a serem elaborados neste capítulo assumem como premissa básica a ocorrência de PO para petróleo convencional em 2018. Trata-se de hipótese de trabalho condizente com diversas previsões feitas por diferentes especialistas e instituições citadas ao longo desse trabalho, ajustada para incorporar estimativas acerca do impacto da crise financeira de 2008¹⁸¹. Em todo caso, a data é apenas indicativa, um denominador comum das principais previsões para a ocorrência do PO em médio prazo. O horizonte de tempo analisado em cada um dos cenários será 2030. Trata-se de um período razoável do ponto de vista da implementação de eventuais novas tecnologias, além de ser, também, o limite para a maioria das projeções feitas por agências governamentais e intergovernamentais,

¹⁸¹ Ver conclusão para uma atualização acerca da crise.

entre elas a OPEP, a IEA, a EIA e o Plano Nacional de Energia (PNE) elaborado pelo governo brasileiro. O NIC trabalha com um horizonte um pouco mais próximo (2025), mas ainda compatível com os cenários a serem discutidos. A principal variável a diferenciar os dois cenários que discutirão as consequências de um PO em 2018 será a tempestividade na adoção de iniciativas para lidar com seus efeitos mais negativos. Em grande medida, o êxito dessas iniciativas refletirá a disposição e capacidade de governos, empresas e consumidores reduzirem o consumo de petróleo, enquanto aceleram o desenvolvimento e a operacionalização das tecnologias e fontes de energia alternativas descritas no Capítulo II.

Mesmo na melhor das hipóteses, a adoção de novas tecnologias e hábitos de consumo leva tempo e está sujeita a incertezas e potenciais equívocos (como, por exemplo, o incentivo ao etanol à base de milho mediante subsídios). Estudo elaborado para o DoE por Robert Hirsch indicou que um programa robusto de mitigação dos efeitos do PO levaria cerca de vinte anos para equilibrar a oferta de combustíveis líquidos¹⁸². Prazos similares (25 anos) são usados pelo NIC como base para a adoção plena de novas tecnologias no setor energético¹⁸³. Assim, parece razoável assumir um hiato de 20 e 25 anos entre o início do processo de transformação do paradigma energético e sua conclusão. Desse ponto de vista, é fundamental determinar se a transformação do paradigma energético começa a ser implementada de maneira induzida, ou seja, antes da constatação do PO, ou somente como reação (que será inevitavelmente tardia) ao evento propriamente dito. Em outras palavras, a transição ocorrerá ou de maneira induzida, como forma de se prevenir os efeitos do PO, ou em caráter emergencial, a partir da confirmação do PO. Em ambas as hipóteses, a transformação do paradigma energético marcará período de inflexão na história do século XXI, pleno de potencial transformador, mas também sujeito a significativos riscos de natureza política e econômica.

Com base nessas premissas, serão elaborados dois cenários.

¹⁸² Ver Hirsch, Robert L. Bezdek, Roger e Wendling, Robert. *Peaking of World Oil Production: Impacts, Mitigation and Risk Management (Study prepared for the U.S. Department of Energy)*. 2005. Pág. 59.

¹⁸³ NIC. *2025 Global Trends Report*. Pág. 44.

Cenário A: um pouso forçado. Examinará as consequências de uma aposta mundial equivocada na manutenção do atual paradigma energético. Por um erro de diagnóstico ou falta de vontade política para tomar decisões que se afiguram difíceis e muitas vezes impopulares, os sinais da aproximação de uma crise energética de grandes dimensões seriam essencialmente ignorados até a constatação concreta do PO. Neste cenário, investimentos em pesquisa, desenvolvimento e incorporação de novas tecnologias (em matéria de energia e eficiência) mantêm-se nos patamares atuais, ou até mesmo retraem-se, na esteira da crise financeira de 2008. A complacência quanto à adoção de novas formas de energia resultará em impacto mais severo e prolongado dos efeitos do PO, tanto no âmbito político quanto no econômico. A demora na adoção de iniciativas de mitigação, bem como o considerável efeito desarticulador da crise no suprimento de petróleo, não permitirão a estabilização do mercado energético mundial, nem a conversão para novo paradigma energético no horizonte de tempo em exame¹⁸⁴. O mundo chegará a 2030 com a matriz energética ainda dependente de volumes ascendentes de petróleo escasso e verá seu potencial de crescimento estrangido por oferta insuficiente de energia. Este cenário será marcado por agudas crises econômicas, períodos de desabastecimento, riscos de desestabilização social e acirramento da possibilidade de conflito internacional por recursos energéticos escassos. O ajuste no mercado global de energia ocorrerá mediante destruição de demanda no curto prazo; no médio, ganhos de eficiência e a mobilização acelerada de fontes remanescentes de petróleo convencional e não convencional, bem como de outros combustíveis fósseis, suavizarão, sem compensar, um déficit crescente na oferta de petróleo¹⁸⁵. Os efeitos em termos de emissão de gases estufa, na medida em que petróleo não convencional e carvão passem a ser utilizados em maior escala, tenderão a ser negativos. Fontes alternativas de energia terão impacto marginal durante o período em exame, embora alguns países e regiões específicos possam adiantar-se em sua utilização.

A viabilidade desse cenário baseia-se fundamentalmente na premência de tempo para a adoção de iniciativas capazes de amortecer o impacto

¹⁸⁴ Não se assume, neste caso, que a transição deixará de ocorrer, apenas que não se concluirá até 2030.

¹⁸⁵ Assume-se a hipótese de Robert Hirsh que estima cerca de vinte anos para transformação do paradigma energético (ver nota anterior).

do PO se este vier a ocorrer nos próximos dez anos. A probabilidade do cenário de pouso forçado aumenta à medida que o tempo passa e persista uma atitude complacente quanto ao problema que se aproxima. A atual crise financeira teria um efeito algo ambíguo sobre a concretização de um ou outro cenário. Se, por um lado, o arrefecimento na atividade econômica global e consequente diminuição na demanda por energia permitiriam retardar o advento do PO, por outro, a redução nos preços do petróleo e a falta de liquidez no mercado de crédito podem atrasar, ou mesmo inviabilizar, investimentos necessários em infraestrutura, novas tecnologias e prospecção de petróleo (ambas as dinâmicas foram observadas no último trimestre de 2008). A crise financeira poderia, também, atenuar ainda mais o foco nas decisões estratégicas de médio e longo prazos necessárias para viabilizar uma transição energética. No cômputo geral, é possível que a crise financeira contribua mais para a concretização do cenário de pouso forçado do que o de transição induzida.

Cenário B: transição induzida. Assume uma tempestiva tomada de consciência dos riscos associados ao PO e a adoção acelerada de programas de adaptação que contemplam fortes investimentos em fontes tradicionais e alternativas de energia. A viabilização em escala global de novas fontes de energia, associada a redobrados esforços para a produção de petróleo e gás natural, possibilitará, neste cenário, uma compensação progressiva dos piores efeitos do PO a partir de 2018 e, eventualmente, a estabilização da equação energética mundial com base em um novo paradigma até 2030.

A dinâmica dessa transição será diferente para países ou regiões específicos. Conforme define Peter Tertzakian:

Today, each nation is unique in terms of its energy mix and dependency. Some nations, like Brazil, are rich in natural energy resources; others, like Japan, have next to none. Some are in geopolitically secure positions, like the United Kingdom; others, like China, are less secure. For those reasons, each nation will experience the break point, rallying cry and rebalancing in different ways¹⁸⁶.

¹⁸⁶ Tertzakian, *op cit.* Pág. 182.

Se os desafios são diferentes, as soluções também serão. Como foi mencionado no capítulo anterior, o novo paradigma energético será caracterizado pela utilização flexível de diversas fontes de energia, de acordo com as especificidades de cada país ou região. Na nova matriz energética, em muitos casos, haverá amplo espaço para o petróleo; mas sua utilização como fonte de energia básica dará lugar a usos “mais nobres”, como insumo nas indústrias petroquímicas e farmacêutica, além da destilação de combustíveis especiais. Um ingrediente tecnológico essencial para a viabilização do novo paradigma será encontrar fórmulas eficientes para a substituição do petróleo no setor de transportes. Além dos biocombustíveis de 1ª e 2ª geração, as hipóteses mais promissoras que deverão entrar amplamente no mercado até 2030 serão os veículos híbridos e elétricos *plug-in* (que contornam o delicado e custoso problema da reconversão da infraestrutura de abastecimento ao carregar os motores dos carros em tomadas residenciais comuns). Mudanças estruturais no setor e transportes, como maior utilização de transporte público e a eletrificação e ampliação de ferrovias, também serão necessários.

Apesar da premência do tempo, dada a relativa lentidão com que se produzem mudanças na cadeia energética mundial, ainda é razoável pensar em transição induzida para um paradigma pós-petróleo até 2030. Avanços na utilização de fontes alternativas de energia (tais como biocombustíveis e energia eólica) e progressos no desenvolvimento de tecnologias promissoras (como veículos elétricos, bio e nano tecnologias aplicadas à geração de energia) sustentam esta hipótese mais otimista. Além disso, nos últimos anos, a questão energética tem merecido atenção crescente de importantes países consumidores. União Europeia, China, Brasil e Índia contam com programa ambiciosos para promoção de energias renováveis e alternativas. Diversas das iniciativas que já vêm sendo tomadas no campo energético, com foco principalmente no combate ao aquecimento global, também contribuem para preparar a sociedade mundial para enfrentar constrangimentos futuros na produção de petróleo. O Brasil já protagoniza sua própria versão de uma minirrevolução energética, fundamentada nos biocombustíveis e na impressionante velocidade de adoção da tecnologia de carros *flex*, cujas vendas aumentaram 4000% entre 2003 e 2007¹⁸⁷.

¹⁸⁷ UNICA, Dados e cotações estatísticas. Acessível em <http://www.unica.org.br>. Consultado em 29/11/2008.

Olhando para o futuro, parece promissor que o presidente eleito dos EUA, Barak Obama, tenha, na criação de uma nova “*clean energy economy*”, um dos pilares de sua campanha presidencial.

Estes investimentos e programas já em curso oferecem alguma margem de manobra e base concreta a partir da qual seria possível induzir uma transição de paradigma nas duas próximas décadas¹⁸⁸. Muito dependerá da continuada arrematadação tanto de recursos para fazer frente aos pesados investimentos requeridos em pesquisa e infraestrutura, quanto de vontade política para a adoção das medidas necessárias em regime acelerado.

A hipótese de pouso forçado será utilizada como cenário de referência, por refletir, essencialmente, a manutenção das atuais políticas globais em matéria de energia. Não se trata de impor uma hierarquia¹⁸⁹; um quadro abrangente dos desafios e perspectivas apresentados por uma crise da magnitude do PO demanda a análise de ambos os cenários: o primeiro deles concentra-se nos efeitos da crise; o segundo examina a dinâmica e consequências de sua superação.

3.2 O reordenamento do tabuleiro: impactos globais

Impactos econômicos: Cenário A. Na hipótese levantada pelo cenário de referência, os efeitos econômicos do PO guardam semelhança com os verificados em crises anteriores na oferta de petróleo, especialmente, por sua intensidade e duração, aquelas dos anos 1970.

O impacto global de um choque do petróleo tende a ser mais recessivo à medida que transfere renda de países com grande propensão a consumir (os EUA, por exemplo) para países com propensão a poupar (a taxa de poupança nos países da OPEP beira os 50%). Eventualmente, as poupanças dos países exportadores são recicladas para a economia mundial via importações e, sobretudo, mercado financeiro, mas o processo é relativamente lento e está sujeito a descontinuidades. Ademais, o mecanismo de reciclagem de petrodólares, ao canalizar recursos para

¹⁸⁸ Esta ideia é corroborada pelo relatório da ITPOES: “*The first stage of a green industrial revolution is underway in energy, and among the factors driving it, peak oil has largely yet to feature. Once it does, growth can be accelerated still further*”. ITPOES. Pág. 29.

¹⁸⁹ A esta altura, em meio a uma crise financeira de proporções ainda desconhecidas, seria temerário atribuir uma hierarquia precisa de probabilidades entre os dois cenários.

as grandes praças financeiras mundiais, tende a atingir por último as economias menores, que têm maiores necessidades de financiamento e consumo. Sintomaticamente, escaladas nos preços do petróleo precederam quatro das últimas cinco crises econômicas globais (a única exceção foi a crise de 1998)¹⁹⁰.

No caso específico de uma crise provocada por PO, caracterizada por incapacidade física de aumento na produção, os efeitos deletérios para a economia mundial tenderão a ser ainda mais agudos e prolongados. Em vez de ser submetida a choques discretos, como em 1973 ou 1979, a economia mundial passará a enfrentar restrições contínuas e crescentes na oferta de petróleo (determinadas pelas taxas anuais de depreciação da produção global). Essa redução inexorável na oferta será equivalente a uma sucessão de choques do petróleo, que superarão a capacidade de ajuste da grande maioria dos países importadores, com deterioração das taxas de crescimento e inflação, e a possibilidade muito concreta da volta de longos períodos de “estagnação” ou recessão. De acordo com o FMI, mesmo reduções relativamente modestas na oferta tendem a repercutir significativamente no preço do petróleo: *“a reduction in oil production of 0.5 million barrels a day – roughly the amount of the reduction in non-OPEC supply during the second half of 2007 – should lead to prices that are 10-60 percent higher”*¹⁹¹. Haverá, também, especialmente no curto prazo, pronunciado risco de desabastecimento, que será maior para países mais pobres, mas atingirá potencialmente toda a gama de países importadores.

Além desses efeitos diretos, um aumento nos preços do petróleo terá impacto significativo nos fluxos de comércio global. Estudos realizados pelo economista Jeff Rubin indicam que aumentos nos custos de transporte, provocados pelo preço do barril de petróleo a US\$ 100,00, teriam efeito equivalente ao de uma tarifa média de 9% na economia dos EUA. Naturalmente, esses custos variariam com a distância a ser percorrida, favorecendo, por exemplo, o comércio regional, em

¹⁹⁰ Rubin, Jeff, “*What’s the Real Cause of the Global Recession?*”. In *StrategEcon*, 31/10/08, CBIC World Markets Inc. Pág. 4. Acessível em http://research.cibcwm.com/economic_public/download/soct08.pdf. Consultado em 29/11/2008.

¹⁹¹ Ver FMI. *World Economic Outlook – Financial Stress, Downturns, and Recoveries*. 10/2008. Acessível em <http://www.imf.org>. Pág. 94.

detrimento do transoceânico¹⁹². Assim, sob a hipótese de PO, aumentos significativos nos custos dos fretes levam empresas transnacionais a rever, em maior ou menor medida a depender das distâncias percorridas e dos custos específicos, estratégias comerciais excessivamente dependentes de cadeias globais de produção.

Naturalmente, a crise não afetará a todos os países da mesma maneira. Nos países importadores, a magnitude do choque será função, em termos gerais, da intensidade energética do país em questão (a quantidade de energia requerida para a geração de 1% do PIB), do grau de dependência de petróleo importado e da elasticidade na demanda por petróleo. Além disso, considerações acerca da solidez de parâmetros macroeconômicos fundamentais, competitividade internacional e vigor das instituições financeiras contribuirão para determinar o impacto específico do choque em um dado país. Com base nessas considerações, é possível distinguir o efeito do cenário de pouso forçado entre algumas categorias de países (o Brasil e a América do Sul serão examinados em detalhe no último capítulo, razão pela qual serão tratados apenas de passagem durante o exame dos cenários globais):

a) *Importadores de petróleo de menor desenvolvimento relativo.* Caracterizados por alta intensidade energética¹⁹³ e elevada participação do petróleo na pauta de importações, esses países seriam os mais duramente afetados pelo advento do PO. A título de ilustração, estudos da IEA indicam que um aumento sustentado de US\$10 nos preços do petróleo poderia ter um impacto recessivo da ordem de 3% em países da África Subsaariana¹⁹⁴. Todos os efeitos macroeconômicos descritos nos parágrafos anteriores se farão sentir com grande contundência, agravados pelo fato de que vulnerabilidades institucionais e financeiras comprometerão a eficácia de iniciativas paleativas governamentais e internacionais. Além disso, déficits crescentes na balança de pagamentos, desvalorização da moeda local e dificuldades no serviço da dívida externa praticamente isolarão esses países do acesso aos mercados financeiros mundiais e dos

¹⁹² Rubin, Jeff, "Will Soaring Transport Costs Reverse Globalization?" CBIC World Markets. 27/05/08. Págs. 4 e 5. Acessível em <http://research.cibcwm.com>. Consultado em 29/11/2008.

¹⁹³ Segundo a IEA, a intensidade no consumo de petróleo da África é 232% superior à dos países da OCDE. In, IEA *Analysis of the Impact of High Oil Prices on the Global Economy*. 05/2004. Pág. 11.

¹⁹⁴.Ibidem, pág. 10.

recursos que poderiam atenuar os efeitos da crise ou financiar programas de renda mínima. Do ponto de vista doméstico, a elevação nos preços do petróleo, associada a um inevitável aumento nos preços dos alimentos (que têm nos hidrocarbonetos um de seus principais insumos), impactará diretamente os orçamentos de famílias já significativamente empobrecidas. Esta tendência já se revela hoje. Segundo o PNUD, “*the world has made strong and sustained progress in reducing extreme poverty, but this is now being undercut by higher prices, particularly of food and oil, and the global economic slowdown*”. As condições estarão dadas para a instauração de uma gravíssima crise social e humanitária, com reversão de muitos dos ganhos verificados no combate à pobreza na última década¹⁹⁵.

b) *Países emergentes importadores líquidos de petróleo.* Índia e China destacam-se nesta categoria¹⁹⁶. As economias dos países emergentes estão mais bem preparadas do que as dos países de menor desenvolvimento relativo para absorver o impacto do choque resultante do PO. Ainda assim, as consequências serão graves, principalmente em termos da deterioração de perspectivas de crescimento e impacto inflacionário. O WEO 2007 estimou que o consumo de energia da Índia e da China duplicará até 2030, sendo responsável por cerca de 45% do crescimento na demanda energética mundial naquele mesmo período¹⁹⁷. Essas previsões dificilmente serão atingíveis em condições de PO. Os efeitos de um choque de petróleo para países como China e Índia serão potencializados por sua relativamente alta intensidade energética (equivalente àquela dos países africanos)¹⁹⁸, alto nível de dependência de petróleo importado¹⁹⁹, bem como crescente participação do setor industrial (que tende a ser mais intensivo em energia) no PIB e nas exportações. Além disso, as aspirações (justas, diga-se de passagem) de consumo ascendentes de suas

¹⁹⁵ In PNUD. “*Progress in achieving MDGs under threat, new report finds*”, 2008. Acessível em <http://content.undp.org/go/newsroom/2008/september>. Consultado em 29/11/2008.

¹⁹⁶ Outros países, como a África do Sul, Coreia do Sul e Turquia, também estariam nesta categoria, mas China e Índia, como grande consumidores, são mais relevantes para o tema em pauta. A situação específica da América do Sul será examinada no Capítulo IV.

¹⁹⁷ WEO 2007 Executive Summary. Pág. 6 e 7.

¹⁹⁸ China e Índia apresentam, respectivamente, intensidade energética duas e quase três vezes superior à dos países da OCDE, valores comparáveis aos da África. In IEA. *Analysis of the Impact of High Oil Prices on the Global Economy*, pág. 11.

¹⁹⁹ Em 2006, importações de petróleo foram responsáveis por 70% do consumo indiano e 52% do consumo chinês. Estas taxas tendem a crescer. Klare, Michael T. *op cit.* Pág. 73 e 82.

populações – na forma, principalmente, de bens duráveis, como carros, motocicletas e eletrodomésticos, que demandam maiores quantidades de energia para sua fabricação e utilização – tendem a exacerbar o problema. A repetição da política de subsídios ao consumo verificada nos anos 2006, 2007 e 2008 poderia vir a comprometer significativamente as contas do governo, com consequências fiscais imprevisíveis em médio prazo.

Além dos impactos diretos da alta do petróleo, China e, em grau algo menor, Índia, serão severamente afetados tanto pela desaceleração na demanda mundial por seus produtos de exportação, quanto por um aumento nos custos de transporte global, principalmente no que diz respeito a sua competitividade nos mercados mais distantes da Europa e Estados Unidos. Parece claro que um cenário de pouso forçado comprometeria significativamente o desempenho econômico da Índia e da China, com efeitos sistêmicos sobre toda a estrutura econômica mundial (já que ambos têm sido importantes “motores” de crescimento nos últimos anos).

No tocante ao processo de adaptação, o imperativo de manter o crescimento econômico diante do desafio representado pelo PO deverá redobrar os esforços de ambos os governos na manutenção e expansão da oferta de energia da maneira mais expediente, mesmo que ao custo de deterioração de seu meio ambiente. No caso de China e Índia – principalmente na ausência de uma solução tecnológica economicamente viável para a escassez energética –, esse esforço determinará a manutenção e ampliação de eixos estratégicos em vigor, como a continuada busca (e disputa) por acesso a reservas internacionais de petróleo e gás, o consumo crescente de carvão e o programa acelerado de construção de usinas nucleares.

A Índia vem dando grande prioridade ao setor de energia nuclear, não apenas por considerações estratégicas, mas também com a intenção de multiplicar consideravelmente sua utilização na matriz energética indiana. A aprovação final do acordo nuclear com os EUA abriu uma espécie de “porta dos fundos” no regime global de não-proliferação que permitirá acesso do país ao mercado internacional de fornecedores nucleares. Com base nesta expectativa, o governo indiano espera quase quintuplicar sua capacidade de geração nuclear, dos atuais 4000MW para cerca de 20.000MW até 2020²⁰⁰. Outra perspectiva promissora, mas

²⁰⁰ The Times of India. *India has big plans for N-power utilization*. 19/09/2008. Acessível em <http://timesofindia.indiatimes.com>. Consultado em 27/10/2008.

que foge ao escopo temporal deste cenário, é a participação indiana no projeto ITER para desenvolvimento de fusão nuclear (ver Capítulo II). A China, por sua vez, tem um programa ambicioso para a construção de 40 usinas nucleares até 2020²⁰¹.

Uma limitação para o programa acelerado de construção de usinas nucleares é seu tempo de construção, o que significa que, até 2030, apenas um número limitado de usinas estaria em operação. Embora energias alternativas (eólica, solar) sejam de maturação teoricamente mais rápida, projetos iniciados a partir do PO (2018, por hipótese) enfrentarão gargalos na capacidade de produção (turbinas, painéis solares etc.) e, por partirem de base modesta, terão reduzido impacto até 2030 nesses dois países. De maneira geral, considerações ambientais darão lugar a esforços por geração de energia, o que explicará a renovada ênfase na utilização de carvão. Dadas as limitadas possibilidades de acréscimos significativos na oferta de energia, um mecanismo de adaptação com peso crescente tenderá a ser a destruição de demanda, com redução de consumo e queda no nível econômico.

c) *Países desenvolvidos importadores de petróleo* (essencialmente EUA, UE e Japão). Graças à sua menor intensidade energética, esses países serão relativamente menos afetados pelo PO do que China e Índia. Ademais, como se viu, seus respectivos setores financeiros tenderiam a beneficiar-se do processo de reciclagem dos petrodólares acumulados em crescentes quantidades por países exportadores. O impacto de uma crise energética nos Estados Unidos, Japão e União Europeia, contudo, seria expressivo. Em termos absolutos, o consumo de energia aumentou significativamente em todos os países da OCDE nos últimos 30 anos e a dependência de petróleo importado atingiu, em 2006, a marca de 80% na Europa²⁰² e 60% nos EUA²⁰³ – tendência que deve acelerar-se com a rápida depreciação das reservas do Mar do Norte e a continuada queda na produção norte-americana. No Japão, que importa quase todo o petróleo que consome, a situação é ainda mais delicada: 81% de todo

²⁰¹ Tertzakian, *op. cit.* Pág. 213.

²⁰² EU Commission. *Europe's current and future energy position: demand – resources – investments*, Second Strategic Energy Review. Brussels, 2008.

²⁰³ John Deutch e James R. Schlesinger. *National security implications of U.S. oil dependency*. Washington, The Council on Foreign Relations. 2006. Pág. 4.

o suprimento do país vêm apenas do Golfo Pérsico²⁰⁴. Nessas condições, o impacto sobre o balanço de pagamentos dos países avançados será particularmente severo. Segundo a IEA, os gastos dos países da OCDE com importação de petróleo em 2003 (quando os preços não chegavam a US\$ 30,00) foram equivalentes a 1% de seu PIB²⁰⁵, cifra que se multiplicará significativamente sob condições de PO e pouso forçado.

A questão da menor intensidade energética das economias desenvolvidas merece uma análise mais aprofundada. É certo que, como resposta aos choques dos anos 1970, verificaram-se melhorias significativa nos níveis de eficiência energética, mas parte destes ganhos foram revertidos durante os anos de petróleo barato que se seguiram à crise. Tal fenômeno é particularmente evidente nos EUA, onde os carros compactos daquela década deram lugar a uma forte expansão de pesados *SUVs* em anos recentes. Além disso, nem toda a melhora nos índices de intensidade energética dos países desenvolvidos se explica simplesmente por maior eficiência em métodos de produção. Parte dos avanços explica-se pelo crescimento do setor de serviços, que tende a utilizar menores quantidades de energia; outra, pela migração da indústria em direção a segmentos de mais alto valor agregado e menor intensidade energética (e.g. eletrônica). Essas duas tendências tiveram como corolário a “exportação” de indústrias mais intensivas em energia para países emergentes. Em uma economia global significativamente mais integrada do que nos anos 1970, o impacto dos maiores custos de transporte e produção em países como China e Índia, como consequência do PO, será repassado, pelo menos em parte, para os países desenvolvidos, via aumento no preço de produtos exportados. O encarecimento nos custos de transporte internacional não afetará apenas as novas economias industriais exportadoras, mas a própria competitividade das atuais cadeias globalizadas de produção, que têm nas grandes corporações transnacionais, com sede em países desenvolvidos, algumas de suas principais beneficiárias.

Apesar da predominância do setor de serviços e indústrias de maior valor agregado nas economias desenvolvidas, diversos segmentos industriais responsáveis pela geração de número relevante de empregos naqueles países serão negativamente afetados por um pouso forçado na

²⁰⁴ Klare, Michael T. *op. cit.* Pág. 201.

²⁰⁵ IEA. *Analysis of the Impact of High Oil Prices on the Global Economy. 2004.* Pág. 6.

oferta de petróleo. Tal impacto nem sempre se verificará em aumento puro e simples dos custos de produção, mas mediante a deterioração da demanda por certos tipos de produtos (e serviços). Um exemplo é a indústria aeronáutica, altamente concentrada entre UE e EUA. O aumento nos preços do querosene de aviação – derivado de petróleo com menores expectativas de substituição em médio prazo – afetará diretamente o desempenho e crescimento das companhias aéreas, com conseqüente diminuição na compra de aviões. No setor de serviços, indústrias crescentemente relevantes para a geração de empregos e altamente dependentes dos custos de combustíveis, como turismo e logística (a DHL, por exemplo), serão igualmente afetadas²⁰⁶.

Como se vê, o impacto do PO incide através de múltiplos vetores e não apenas via acréscimos nos custos de produção. Um caso particularmente emblemático é o das grandes montadoras norte-americanas. Seu modelo de negócios, centrado na produção e venda de grandes e ineficientes SUVs, viu-se rapidamente defasado por uma surpreendente reação dos consumidores norte-americanos aos altos preços da gasolina em 2007 e nos primeiros meses de 2008. Essa aposta errada, em modelo de negócio descolado da realidade energética do momento, seguramente faz parte da complexa seqüência de equívocos que terá levado empresas do porte da Chrysler, da General Motors (GM) e da Ford à situação crítica que vivem hoje. Suas provações devem servir como um sinal de alerta para todas as suas congêneres: um cenário de PO demandará da indústria automobilística, sob pena de obsolescência, nada menos do que a “reinvenção do carro”.

Em relação à adaptação, todos os países desse grupo deverão vivenciar episódios de destruição de demanda. Na Europa, o impacto do PO será mitigado pelos importantes investimentos que já vêm sendo feitos em infraestrutura e capacidade de geração de energia a partir de fontes alternativas. Além disso, sua malha de transporte público e de cargas eficiente, associada à utilização de veículos mais econômicos, ajudará a diminuir o impacto. Os EUA, se mantiverem as políticas vigentes até dezembro de 2008, responderão de maneira tardia ao PO. Ao contrário da Europa, que não conta mais com recursos fósseis, a

²⁰⁶ A indústria de turismo seria fortemente afetada tanto por um aumento nos custos de transporte quanto pela diminuição da renda dos consumidores.

resposta norte-americana incluirá maior utilização de carvão e renovada campanha para prospecção de petróleo nas últimas áreas protegidas do Alasca e costas do Pacífico e do Atlântico. O Japão procurará responder de maneira similar à UE, mas se verá prejudicado por partir de uma base menor em matéria de energia renovável. Em todos os países desenvolvidos, considerações ambientais poderão perder força (em maior ou menor grau) diante do imperativo da segurança energética. O protecionismo em relação à importação de biocombustíveis também tenderá a diminuir. Assim como nas nações emergentes, projetos de grande envergadura (principalmente usinas nucleares, mas também prospecção de petróleo e gás) não iniciados nos próximos anos dificilmente poderão contribuir efetivamente para a oferta de energia em 2030. Projetos em energia alternativa e maior eficiência já em vigor hoje serão acelerados, mas, partindo de bases modestas, tampouco terão impacto significativo até 2030.

d) *Países exportadores de petróleo*. Serão, naturalmente, os principais beneficiários dos altos preços da *commodity*. Trata-se de um seleto grupo, que deverá ficar ainda mais restrito ao longo do processo, com a exaustão de províncias importantes como a do Mar do Norte e do México. A tendência é de uma crescente concentração nos países-membros da OPEP, cuja participação na produção mundial deverá passar dos atuais 44% para 51% em 2030²⁰⁷. Entre os países não membros do cartel, Rússia, Canadá, países da Ásia Central e, possivelmente, o Brasil, estarão entre os poucos com condições de exportar volumes significativos. O PO aumentará significativamente o poder de mercado da OPEP. Nestas condições, principalmente na ausência de alternativas de substituição, não haverá razão objetiva para aquela organização sequer produzir no limite de seu potencial, o que poderá vir a exacerbar o impacto negativo da crise ao constrenger ainda mais a oferta mundial de petróleo.

Ironicamente, um dos desafios que confrontarão os grandes exportadores será encontrar maneiras eficientes de lidar com o enorme influxo de divisas em suas economias. Há risco de superaquecimento, com forte impacto inflacionário, ou da chamada “doença holandesa”²⁰⁸,

²⁰⁷ WEO 2008, pág. 40.

²⁰⁸ O fenômeno mediante o qual a abundância de recursos naturais exportáveis em um país causa uma valorização excessiva da taxa de câmbio, com consequências negativas para os outros setores da economia, principalmente os industriais, que, devido ao câmbio elevado, perdem competitividade internacional.

com perda de competitividade dos demais setores da economia devido à moeda sobrevalorizada. Novamente, entre os países da OPEP, o risco de descontrole inflacionário poderá levar estes países a moderar sua oferta no mercado mundial, mesmo correndo o risco de subir ainda mais os preços (e conseqüentemente o impacto inflacionário). Considerando duas estratégias de exportação com influxos similares de divisas – alta produção a preços moderados, ou moderada produção a preços altos – os países com poder de mercado deveriam optar pela segunda, que, ao menos, preserva no subsolo recursos essenciais para a continuada prosperidade de suas populações.

Tradicionalmente, como se viu, boa parte dos petrodólares foi “reciclada” para os mercados financeiros da Europa e EUA, ajudando a amortecer o choque naquelas economias. Não há garantias de que esta estratégia se repetirá, principalmente com a intensidade observada nos anos 1970 e 80. Em primeiro lugar, entre os países da OPEP, parece haver maior disposição para o direcionamento de recursos para investimentos domésticos, principalmente em indústrias pesadas que utilizam o petróleo como insumo, como petroquímica, refino e produção de fertilizantes²⁰⁹. Além disso, países como os Emirados Árabes (com destaque para o Emirado de Dubai) perseguem, já há alguns anos, o objetivo de se consolidarem como centros turísticos, comerciais e financeiros regionais, passando a disputar a primazia dos mercados europeus e norte-americanos. Finalmente, mesmo que os países do Oriente Médio decidam aplicar seus recursos fora da região, disporão de opções de investimento mais diversificadas, incluindo, sobretudo, os mercados e praças financeiras asiáticas, que vivenciaram notável desenvolvimento nos últimos trinta anos, bem como da América Latina, com destaque para o Brasil, que vem seguindo, nos últimos anos, uma política de aproximação com o Oriente Médio e países africanos.

Impactos econômicos: Cenário B. O cenário de transição estimulada incorpora, de maneira geral, a dinâmica inicial examinada no cenário de referência, à diferença de que a crise de oferta será mais curta e branda,

²⁰⁹ Segundo a Reuters: “Gulf states have invested fortunes into projects designed to reduce their reliance on oil revenues, dedicating funds to build their energy, infrastructure, real estate and industry sectors”. Ver Merzaban, Dahlia. *Gulf Arabs could speed up projects as costs fall*. In Reuters. 6/11/2008. Acessível em <http://www.reuters.com>. Consultado em 6/11/2008.

em consequência da adoção tempestiva de políticas de mitigação dos efeitos do PO. Ao final do período sob análise (2030), a economia global terá completado a transição do atual paradigma energético baseado no petróleo para um novo paradigma sustentado por um *mix* flexível, que incorporará hidrocarbonetos e fontes renováveis, bem como novas tecnologias de transporte (carros elétricos, trens avançados, redes de transmissão “inteligentes”), na medida das disponibilidades de países e regiões específicos.

Neste cenário, o aumento da produção de hidrocarbonetos e o desenvolvimento de novas fontes de energia contribuem para a diminuição dos efeitos diretos da carestia de petróleo. Os vultosos investimentos em infraestrutura necessários para a viabilização do maior consumo das energias alternativas atuarão como políticas anticíclicas, atenuando as tendências recessivas do choque na produção de petróleo. A perspectiva de que há “uma luz no fim do túnel” deverá alentar as expectativas e o nível de confiança de empresas e consumidores, com efeitos positivos sobre a economia. À medida que, mais para o final do período de transição, se verifique um reequilíbrio na equação energética global, as pressões recessivas da crise do PO tendem a arrefecer, dando lugar, eventualmente, a nova etapa de crescimento (desta vez, espera-se, sustentável).

De maneira geral, o processo de transição tenderá a refletir a seguinte dinâmica: em sua primeira fase, verifica-se uma aceleração dos projetos para a produção de petróleo e derivados, associada a crescentes esforços para a obtenção de maiores ganhos em eficiência energética e implementação de alternativas já disponíveis e competitivas – principalmente etanol, mas também biodiesel, entre os renováveis; carvão e gás natural, entre os combustíveis fósseis. Esta primeira fase guardará semelhança com as políticas que seriam adotadas em caráter emergencial no Cenário A após o PO, mas contarão com a vantagem de terem sido iniciadas com anos de antecedência. Uma segunda fase será caracterizada pela forte expansão de investimentos em infraestrutura energética de maturação mais longa (hidrelétricas, usinas nucleares), que viabilizarão também a adoção, com maior competitividade e em grande escala, de tecnologias alternativas (rede elétrica, “álcool-dutos” etc.), a execução de mudanças estruturais no setor de transporte (mais trens elétricos, hidrovias, metrô, ônibus elétricos; menos automóveis, caminhões) e possivelmente a

implementação de “estratégias ponte”, como a utilização de gás natural como combustível veicular. Finalmente, novas equações energéticas se consolidarão em diferentes países e regiões de acordo com dotações específicas de recursos, capital e tecnologia. Nesta última fase, também se consolidam ganhos de eficiência iniciados antes de 2018 e de maturação mais longa (edifícios eco-projetados, por exemplo), bem como mudanças culturais (escalamento de horas de trabalho para evitar *rush*, utilização da internet em substituição a viagens internacionais, “*telecommuting*”) em padrões de consumo que ajudam a dar maior sustentabilidade e equilíbrio ao novo paradigma.

Os resultados da transição serão positivos para ampla gama de países, especialmente quando comparados às dificuldades generalizadas causadas pelo advento do PO no cenário de referência. De maneira geral, os países mais bem preparados para receber e desenvolver as novas fontes de energia, bem como aqueles pioneiros na sua implementação, tenderão a ser os mais beneficiados. A natureza das energias que viabilizarão a transição de paradigma (nuclear, bio, eólica etc.) também ajudará a determinar ganhadores e perdedores relativos. Assim como a crise na produção de petróleo não afetará a todos de maneira igual, a transição para um novo paradigma energético terá impactos diferentes em função das características específicas dos países ou regiões sob análise.

a) Importadores de petróleo de menor desenvolvimento relativo. Debilidades financeiras, institucionais e mesmo políticas, assim como uma infraestrutura energética deficiente, contribuirão para que os países mais pobres estejam entre os últimos a se beneficiarem de muitas das novas tecnologias e fontes de energia que possibilitarão a superação da crise do petróleo. Uma promissora janela de oportunidade se abrirá, no entanto, principalmente para países nas zonas tropicais e temperadas – a grande maioria daqueles mais pobres: a disseminação da utilização de biocombustíveis permitirá não apenas a redução significativa na dependência de petróleo importado, mas também a exportação de excedentes. Existe, assim, a perspectiva de que muitos países hoje dependentes e empobrecidos participem como agentes ativos da transição do paradigma energético mundial, com ganhos significativos em matéria de sua segurança energética, geração de renda e empregos.

Os benefícios serão tanto maiores, quanto mais rápida for a adoção da nova tecnologia. A adoção tempestiva do etanol à base de cana – tecnologia

amplamente desenvolvida, comprovadamente competitiva e de instalação relativamente barata – permitirá suavizar alguns dos piores efeitos relacionados ao período de crise propriamente que antecederá a transição. Além disso, os países pioneiros na adoção e desenvolvimento de infraestrutura e mão de obra adequadas para a produção de etanol estariam também em posição privilegiada para se beneficiarem dos biocombustíveis de 2ª e 3ª geração.

Sem sombra de dúvida, no cenário de transição induzida, os biocombustíveis constituirão parte importante do *mix* energético dos países de menor desenvolvimento relativo, conformando, talvez, oportunidade única para a elevação dos níveis de vida de milhões de pessoas que vivem em algumas das regiões mais pobres e marginalizadas do planeta. Entre outras fontes potenciais de energia, custo continuará a ser fator determinante para a expansão da utilização de energias alternativas. Papel importante para a eletrificação de localidades isoladas poderá ser desempenhado pelo barateamento da energia eólica e solar, que, em suas estruturas mais simples, dispensam redes de transmissão. Importantes barreiras para a consecussão dessa possibilidade são os crônicos problemas de acesso a capital internacional e mercados para produtos de exportação (o que no caso de etanol tende a ser diminuído com o advento do PO), debilidades institucionais e econômicas, além da ausência de um padrão internacional que facilite a comercialização de etanol.

b) *Países emergentes importadores líquidos de petróleo.* China e Índia, além de importantes projetos em energia renovável e nuclear, vêm perseguindo uma agressiva estratégia para dobrar, até 2030, sua oferta interna de energia com base em combustíveis convencionais (e nucleares), principalmente carvão (que detêm em abundância), petróleo e gás (importados em quantidades crescentes)²¹⁰. Além da manutenção e perseguição desses eixos estratégicos²¹¹ já em vigor, esses dois países expandirão ainda mais seus investimentos em eficiência energética²¹². Mesmo assim, em uma primeira fase, a disponibilidade de energia tenderá a decair. Em médio prazo, reduzir esse déficit de energia indesejável dependerá da incorporação de quantidades crescentes de fontes

²¹⁰ WEO 2007. Pág. 6-8.

²¹¹ Nos moldes examinados no cenário A.

²¹² Segundo a IEA, tais investimentos podem trazer expressivos resultados em curto espaço de tempo. Ver WEO 2007. Pág. 7.

alternativas. Um dado importante a ser avaliado é o grau de preparo das economias emergentes para a implementação de fontes alternativas de energia, e a agilidade com que serão capazes de fazê-lo.

Ambos os países possuem programas ambiciosos para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, bem como a capacidade tecnológica para levá-los a bom termo²¹³. Contam, também, em princípio, com reservas de divisa e solidez econômica para fazer frente aos pesados custos da transição de modelo energético. Ademais, o fato de sua infraestrutura energética ainda não estar completamente desenvolvida (em contraste com as economias avançadas) abre a possibilidade de “saltarem etapas” na adoção das novas tecnologias.

Um dos principais desafios será o desenvolvimento de alternativas à utilização de petróleo no setor de transportes. Qualquer avanço tecnológico nesta área que contemple uma maior participação de eletricidade (seja veículos a bateria, ou a adoção em larga escala de trens e metrô eletrificados) terá como pré-requisito a geração de ainda maiores capacidades de geração elétrica e a instalação de rede elétrica abrangente e confiável. Uma tarefa hercúlea para um país como a China, que já vêm abrindo uma termoeletrica a carvão a cada sete dias apenas para lidar com a demanda atual²¹⁴. Outra opção para o setor de transportes é a utilização crescente de biocombustíveis. Ambas as alternativas apresentam desafios diferentes para Índia e China, com vantagem para esta última.

Mesmo que não venha a atingir suas ambiciosas metas originais de crescimento energético em virtude da crise do PO, a China está bem posicionada para ajudar a liderar a transição para um novo paradigma. Em 2007, com cerca de US\$ 14 bilhões, o país foi o segundo maior investidor em energia renovável (atrás apenas da Alemanha), e já anunciou a meta de praticamente dobrar (de 8% para 15%) a participação de fontes “limpas” em sua matriz energética, o que demandaria investimentos da ordem de US\$ 33 bilhões anuais nos próximos doze anos²¹⁵. Além de contar com a maior capacidade instalada para geração de energia

²¹³ A China, inclusive, está entre os líderes no desenvolvimento de tecnologias promissoras, como a de carros elétricos.

²¹⁴ McGray, Douglas. *Pop-Up Cities: China Builds a Bright Green Metropolis*. In *Wired Magazine*, 24/4/2007.

²¹⁵ Kinver, Mark. *China's "rapid renewables surge"*. BBC. 1/08/2008. Acessível em <http://news.bbc.co.uk>. Consultado em 2/12/2008.

hidrelétrica, a China é uma das mais importantes fabricantes de painéis solares (fundamentalmente para exportação) e a detentora do quinto maior parque mundial de turbinas eólicas do mundo. O país já conta, também, com produtores domésticos de carros e motocicletas elétricos.

A Índia está em situação consideravelmente mais precária do que a China, nem tanto no que diz respeito ao volume de investimentos em energia alternativa (US\$ 2,5 bilhões, em 2007²¹⁶), mas principalmente no que concerne a precariedade de sua infraestrutura para geração e transmissão de eletricidade. Segundo a revista Forbes: “*India produces a lot of electricity, but 30% to 50% is lost along the delivery chain. Utilities that collectively lose \$7 billion a year not only fail to deliver the power needed but are soaking up billions of rupees in bail-outs*”²¹⁷. Na ausência de uma rede moderna e eficiente, capaz de abranger todo o país e evitar as enormes perdas na transmissão (causadas, em grande parte, por consumo clandestino), será extremamente difícil a disseminação, por exemplo, de tecnologias alternativas ao petróleo baseadas em eletricidade (carros movidos a bateria ou células de hidrogênio). Além disso, a precariedade do suprimento de energia elétrica leva muitos consumidores residenciais, comerciais e industriais a utilizarem geradores a diesel para contornar “apagões”, que são frequentes em todo o país, o que multiplicará o impacto do PO.

Se, por um lado, a geração descentralizada de energia elétrica a partir de fontes eólicas e solares, por exemplo, permitirá reduzir alguns problemas relativos à cobertura da rede elétrica, representando uma solução econômica para a eletrificação de milhares de aldeias ainda isoladas²¹⁸ por outro, o pleno potencial dessas energias alternativas só será atingido quando a Índia lograr a modernização da malha elétrica de seu país. Entre as fontes suplementares de energia para o país certamente estará a ampliação do parque nuclear, mas sua inadequada estrutura para distribuição também poderá comprometer os ganhos obtidos nesta área. Ao que tudo indica, o PO exporá com grande intensidade uma das principais vulnerabilidades da economia indiana – seu acesso à energia –, aumentando ainda mais a defasagem desta em relação à China.

²¹⁶ UNEP, *op cit.* Pág. 3.

²¹⁷ Maidment, Paul. *India's powerful dilemma*. Forbes Magazine. 26/11/2006. Acessível em <http://www.forbes.com>. Consultado em 2/12/2008.

²¹⁸ Ibidem.

No que tange à utilização de biocombustíveis, pelo menos até o desenvolvimento de biocombustíveis de 2ª ou 3ª geração, capazes de transformar resíduos vegetais em etanol ou biodiesel, não haverá muito espaço para crescimento desta fonte alternativa na China e na Índia, principalmente se comparado ao potencial de países menos densamente povoados principalmente da África e América Latina. A Índia tem dado destaque à pesquisa de plantas, como a *jatropha*, que possibilitariam a utilização de terras pouco férteis para a produção de biodiesel, mas os resultados não serão significativos, em um primeiro momento, em relação às necessidades totais de consumo do país. Parece razoável supor que aumentos maiores em sua utilização dependerão de importações.

Ao final do processo de transição, China e Índia ainda serão consideravelmente dependentes de combustíveis fósseis, especialmente o carvão, além de energia nuclear. O esforço de ajuste de ambos resultará, também, em ganhos importantes de eficiência energética, ajudando a mitigar os piores efeitos da crise. A China terá melhores condições de expandir sua utilização de energias renováveis do que a Índia, embora o potencial desta última para a produção doméstica de biocombustíveis seja algo melhor.

c) *Países desenvolvidos importadores de petróleo* (essencialmente EUA, UE e Japão). Esse grupo de países está entre os maiores consumidores e importadores mundiais de petróleo e energia (especialmente quando se considera barris de petróleo *per capita* – bpc)²¹⁹, detém a melhor e mais moderna infraestrutura para distribuição de energia elétrica e derivados de petróleo, é líder em matéria de pesquisa e desenvolvimento tecnológico, e conta com significativa capacidade de alavancamento de recursos financeiros (não obstante a severa crise de 2008). A UE e o Japão adotaram, ademais, compromissos para a redução da emissão de gases de efeito estufa sob a égide do Protocolo de Quioto. É de esperar que estejam na vanguarda da transição para um paradigma pós-petróleo.

No que tange a energias renováveis, a UE está à frente de seus pares, com ênfase no desenvolvimento de projetos de monta para a instalação de energia eólica e solar. A UE também lidera o consumo de energia

²¹⁹ EUA 25.46 bpc, Japão 15,5 bpc, Espanha 13,22 bpc, Alemanha 11.6 bpc. Compare-se com o Brasil com 4.3 bpc. In Bacoccoli, Giuseppe. *Crônicas de um Pesquisador Visitante – Consolidação da Indústria de Petróleo no Brasil*. Agência Nacional do Petróleo. Centro de informação e Documentação. Rio de Janeiro. 2008.

nuclear, e empresas europeias (como a francesa AREVA e a alemã SIEMENS) detêm tecnologia de ponta nesta área. Em 2007, foi lançado o plano “20% em 2020”, que prevê 20% de participação de energias renováveis na matriz europeia, 20% de aumento de eficiência e 20% na redução de emissões de carbono até 2020. Trata-se de plano ambicioso que busca compatibilizar a oferta futura de energia com preocupações acerca de segurança energética e os compromissos europeus em matéria de mudança climática. Além disso, sua indústria automobilística é moderna e tem extensa pesquisa em carros movidos a eletricidade. No campo dos biocombustíveis, apesar da liderança europeia na produção, subsidiada, de biodiesel, parece claro que o continente não conta, nem com o clima, nem com a disponibilidade de terras para garantir ampla produção. Com a aproximação do PO, a UE tenderá a importar quantidades crescentes de biocombustível principalmente de países de menor desenvolvimento relativo na África subsaariana. Na transição para um novo paradigma energético, a UE beneficiar-se-á de seu pioneirismo no desenvolvimento de energias renováveis e na instalação de infraestrutura para sua utilização. Ademais, os principais centros urbanos europeus contam com excelente estrutura de transporte público (metrô, trens urbanos, ônibus elétricos) baseada em energia elétrica. Trata-se de boa base a partir da qual expandir a modalidade de transporte que substituirá em proporções crescentes o automóvel. A mesma perspectiva promissora pode ser atribuída à ampla rede de transporte ferroviário interurbano e internacional (TGVs, trens etc.). É provável que, além do desenvolvimento de energias renováveis, a aproximação do PO favoreça a revalorização da energia nuclear na Europa, cuja contribuição para a matriz europeia poderá aumentar ao fim do período em exame (estimativa, mais uma vez, dependente dos longos prazos para a concretização de projetos dessa natureza). Não obstante o claro pioneirismo europeu, sua grande dependência de combustíveis fósseis importados lhe oferece pequena margem de manobra: atrasos ou equívocos na implementação de sua política energética, ou mesmo falhas em garantir suprimento externo adequado de hidrocarbonetos, podem resultar em desabastecimento, especialmente na fase inicial do processo de transição energética. Ao final do processo de transição, o *mix* energético europeu refletirá uma das maiores porcentagens de utilização de energias renováveis entre os países desenvolvidos.

Durante o governo do Presidente George W. Bush, os EUA não lograram expandir sua capacidade de geração de energia renovável no ritmo da UE, que assumiu a liderança comercial e tecnológica em setores importantes como energia solar e eólica. Além disso, os EUA não contam, em 2008, com uma estratégia governamental clara para a promoção de energias alternativas, nem com compromissos obrigatórios para redução de gases de efeito estufa no âmbito do Protocolo de Quioto.

Como consequência desse atraso relativo no desenvolvimento e instalação de fontes alternativas de energia, ao contrário da Europa, a primeira fase de ajuste dos EUA deverá contemplar maior ímpeto na exploração das últimas reservas potenciais de petróleo e gás, principalmente nas plataformas continentais atlântica e pacífica, bem como no Alasca. Novos esforços também serão feitos para a produção de gás e exploração de parte das reservas não convencionais de petróleo, tanto em território norte-americano, quanto no Canadá (as *tar sands*).

Esta primeira fase também deverá presenciar uma expansão da utilização dos biocombustíveis; entre todas as fontes de energia renovável, a única que foi foco de uma política governamental consistente (embora equivocada, na escolha do milho como insumo)²²⁰. Os EUA contam hoje tanto com mandatos para o consumo, quanto com subsídios específicos para usineiros e agricultores. A partir dessa base, a expansão da produção e consumo de biocombustíveis nos EUA será expressiva, principalmente a partir do desenvolvimento de biocombustíveis de 2ª e 3ª geração, superando os atuais gargalos na infraestrutura de distribuição. Trata-se de área em que os EUA (e, possivelmente, o Brasil) devem manter liderança tecnológica e comercial com o desenvolvimento e eventual viabilização de processos promissores que vão além do etanol celulósico, tais como a produção de biocombustíveis a partir de “fazendas de alga” que se alimentariam de emissões de CO² de indústrias vizinhas, ou, ainda, a partir de bactérias geneticamente modificadas que se alimentam de insumos vegetais e produzem, como rejeito, gasolina, diesel ou querosene de aviação capazes de serem usados diretamente nos veículos atuais, dispensando refino ou modificações em motores.

Na ausência de participação mais ativa do governo norte-americano, *venture capitalists* – tais como Vinod Kohsla, da Sun Microsystems, ou

²²⁰ Trata-se, na verdade, de uma política com foco em subsídios para agricultores.

Larry Page e Sergey Brin, da Google – assumiram papel protagonista no financiamento de pesquisas de ponta em energias alternativas. Embora ainda em fase experimental ou de plantas piloto, algumas das tecnologias mais revolucionárias em matéria energética – como os painéis solares que podem ser usados como telhas, ou a tinta nano-modificada que atua como célula fotoelétrica – podem resultar desses investimentos, que contribuiriam muito para restabelecer a liderança norte-americana no setor²²¹. A contribuição desses “saltos tecnológicos” potenciais deverá fazer-se sentir, porém, apenas no final do período em exame (2030), ou depois.

O setor privado norte-americano também tem, de alguma maneira, buscado suprir a falta de direcionamento governamental em matéria de alternativas energéticas para o setor de transportes²²². Uma das tentativas que receberam maior publicidade nesse sentido foi apresentada pelo bilionário do petróleo, T. Boone Pickens, que endossa a perspectiva do PO e propõe a expansão em larga escala da utilização de energia eólica nos EUA (um dos países com maior potencial eólico do mundo), de forma a permitir a utilização crescente de gás natural como combustível veicular. Trata-se de tarefa hercúlea, consideradas as proporções do gás e da energia eólica na geração de eletricidade nos EUA (22% contra 1%, respectivamente)²²³ e a necessidade de pesados investimentos na construção de infraestrutura. Estratégias similares, contudo, possivelmente não tão concentradas em energia eólica, figurarão como importantes “pontes” na transição do paradigma tecnológico, cuja principal dificuldade continua a ser a substituição do petróleo como combustível no setor de transportes. Um dado alvissareiro é o fato de, em 2007, a energia eólica ter-se expandido mais rapidamente nos EUA do que em qualquer outro país.

A substituição do petróleo como combustível veicular será um obstáculo particularmente penoso e difícil na transição norte-americana. De certa maneira, boa parte do “*american way of life*” foi construída em torno da pressuposição de petróleo e combustíveis baratos e abundantes.

²²¹ Apesar das perspectivas promissoras, muitos dos projetos em tela revelar-se-ão inviáveis ou fugirão ao escopo temporal deste cenário. Ver Krupp, Fred e Horn, Miriam, *op cit.* Págs.28 e 38.

²²² À época da conclusão da coleta de subsídios para este trabalho, o Presidente eleito Barak Obama ainda não havia revelado os detalhes de sua política energética.

²²³ Ver The Plan, in <http://www.pickensplan.com/theplan>; *site* consultado em 02/12/2008.

O advento do PO alterará essa realidade com consideráveis custos econômicos e sociais para o país. Para além dos gastos prodigiosos com petróleo ²²⁴, a própria rede urbana, concebida com base na utilização maciça de automóveis e estruturada em torno de subúrbios cada vez mais distantes dos locais de trabalho, demandará significativos sacrifícios da população em termos de ajustes à nova realidade. Na fase final do ajustamento ao PO, idealmente, os EUA terão encontrado formas de adaptar sua cultura e modo de vida a um padrão mais sustentável de gastos energéticos.

A transição do país com o maior consumo *per capita* de energia demandará amplo espectro de soluções que compreenderão desde modestas revisões no consumo doméstico de energia, até a adoção de uma ampla gama de fontes alternativas, passando por revalorização do transporte público e reorganização da lógica dos subúrbios. Haverá, sem dúvida, limites para a transformação. O *mix* energético dos EUA, ao final do período em exame, provavelmente retratará equilíbrio cauteloso entre a utilização de combustíveis fósseis, especialmente gás e petróleo, e expansão das energias alternativas, com destaque para a eólica e biocombustíveis de segunda geração.

Apesar de contar com tecnologia de ponta e ampla capacidade industrial tanto na produção de energia eólica, quanto solar, e de ser altamente dependente da importação de combustíveis fósseis para abastecer sua economia, o Japão tem uma participação apenas modesta de energias renováveis em sua matriz energética (3% hidroeletricidade, 1% outras renováveis)²²⁵. Esta incongruência reflete políticas governamentais que incentivam pouco a utilização de fontes alternativas de energia e a força de poderosos *lobbies* industriais, e está por detrás do declínio relativo das companhias japonesas que chegaram a dominar o mercado mundial de tecnologias renováveis (Sharp em PV, e Mistubishi em turbinas eólicas)²²⁶. Sintomaticamente, a oposição do *lobby* petrolero japonês e a falta de uma política coerente de metas para energias renováveis também serviu

²²⁴ Vide nota 218 sobre consumo de petróleo *per capita*.

²²⁵ Energy Data and Modeling Center of Japan, “*Handbook of Energy and Economic Statistics of Japan*”. In: Carneiro, Carla Barroso. *O Brasil e a Diplomacia Energética do Japão*. LIII CAE. Anexo II, figura 9, pág. 182.

²²⁶ The Japan Times: “*Japan’s renewable energy drive runs out of steam*”, 5/06/08. Site visitado em 2/12/2008.

como barreira para a entrada de biocombustíveis brasileiros no país²²⁷. Nessas condições, o Japão será duplamente impactado pelo advento do PO, enfrentando crescentes dificuldades para garantir abastecimento adequado de petróleo e gás e tendo que desenvolver energias alternativas a partir de base francamente inadequada.

A seu favor, o arquipélago conta com uma das mais baixas intensidades energéticas do planeta e com ampla infraestrutura eletrificada para transporte urbano e regional. Ademais, o país é detentor de tecnologia avançada não apenas na geração de energia renovável, mas também nos setores críticos de baterias e veículos elétricos. Muitas de suas grandes empresas transnacionais deverão beneficiar-se dessas circunstâncias comparativamente favoráveis no cenário global de investimentos para suavizar os efeitos do PO. Em termos energéticos, no entanto, o Japão terá poucas alternativas para ampliação de suas fontes de energia, fora o aumento de importações a preços crescentes e a expansão da energia nuclear, setor que já conta com o apoio e incentivos governamentais (embora apenas projetos aprovados no curto prazo chegarão a fazer diferença no período em consideração). Provavelmente, a crise do PO ajudará a derrubar barreiras para a importação de biocombustíveis e determinará forte expansão de produção de energia solar e eólica, mas a instalação e desenvolvimento da logística e infraestrutura para que estes segmentos realmente possam dar uma contribuição significativa à matriz energética japonesa somente se materializará ao final do período estudado. No cômputo final, apesar de sua fortíssima base tecnológica, o Japão provavelmente esboçará resposta algo atrasada para a crise do PO e terá dificuldades para incrementar sua capacidade de produção energética, principalmente em uma etapa inicial.

d) *Países exportadores de petróleo.* O cenário de uma transição assistida para um paradigma energético pós-petróleo impõe um dilema significativo para os principais produtores de petróleo: o gerenciamento de suas exportações. Especialmente durante a fase aguda da crise do PO, países exportadores, preponderantemente concentrados na OPEP, terão a oportunidade de fazer valer todo o seu poder de mercado, restringindo ainda mais a oferta de petróleo para garantir sucessivos *premia* para seus recursos naturais escassos. Com a perspectiva de uma mudança de

²²⁷ Carneiro, Carla Barroso, *op cit.* Pág. 160.

paradigma energético, no entanto, postura demasiado agressiva por parte dos exportadores viabilizará a adoção acelerada de fontes alternativas de energia e implicará em esforços redobrados para a efetiva substituição do petróleo no setor de transportes – a questão-chave para viabilizar um novo paradigma. Potencialmente mais grave para os fornecedores de petróleo com maiores reservas, a mudança de paradigma energético pode diminuir sensivelmente o valor futuro das reservas que ficaram no subsolo e, portanto, perderam a oportunidade de serem vendidas na “alta”. Do ponto de vista de sua própria matriz energética, é muito provável que os grandes produtores ainda mantenham significativa parcela de sua matriz energética baseada em combustíveis fósseis. Haverá, no entanto, interessante potencial para geração de eletricidade a partir de energia solar nos grandes espaços desérticos da Península Arábica, África do Norte e Ásia Central. Além disso, cabe considerar que mesmo países produtores de petróleo podem interessar-se por fontes alternativas para geração de energia elétrica (solar, nuclear ou eólica) a fim de aumentar a disponibilidade de hidrocarbonetos comercializáveis, principalmente se houver um descompasso entre a substituição do petróleo na geração de energia elétrica e a substituição do petróleo no setor de transportes.

Impactos geopolíticos: Cenário A. A perspectiva de escassez indefinida de um produto com o peso estratégico do petróleo, sob a ótica do cenário de pouso forçado, alterará equações de poder global e potencializará conflitos domésticos, diplomáticos e militares.

Recursos naturais sempre fizeram parte do que Hans Morgenthau, o pai da escola realista das Relações Internacionais, definiu como “os nove elementos de poder dos estados”²²⁸. Desde a I Guerra Mundial, o petróleo foi alçado ao patamar de recurso natural estratégico por excelência e as disputas por seu controle permeiam alguns dos episódios marcantes do século XX²²⁹. Embora pareça algo exagerado afirmar, como o historiador Daniel Yergin, que o petróleo passou a ser tratado como “apenas mais

²²⁸ Morgenthau o petróleo em sua lista de recursos naturais. Entre os outros oito “elementos de poder elencou: geografia, capacidade industrial, preparo militar, população, caráter nacional, moral nacional qualidade da diplomacia e qualidade do governo. Ver, Morgenthau, Hans J. *Politics Among Nations: the struggle for power and peace*. Nova York: Alfred A. Knopf. 1954. Págs. 104 e 105.

²²⁹ Ver Capítulo I.

uma *commodity*”, é também fato que, durante o período do “contrachoque do petróleo”, sua importância relativa no processo de tomada de decisão dos principais poderes globais perdeu a prioridade que lhe era antes conferida. Segundo Daniel Yergin:

The issues on the agenda of the 1985 [G-7] Bonn economic summit revealed the world had changed (...) Oil and energy, the preeminent North-South issue, was not on the table at all. (...) Oil had often been the dominating, and most acrimonious, issue at previous summits. But now, in 1985, for the first time since those summits were instituted a decade earlier, the leaders issued a communiqué in which there was nothing about oil and energy²³⁰.

Principalmente entre as potências vitoriosas no pós-Guerra Fria, passou-se a aceitar a ideia de que a diversidade de produtores no mercado internacional de petróleo ofereceria garantia suficiente de suprimento da *commodity*. Tratava-se, no fundo, de uma profissão de fé no poder autorregulador dos mercados. Como afirma Daniel Moran “*the fact that strong states have been prepared to trust their energy security to the workings of international markets is testimony to their faith in those markets*”²³¹.

A perspectiva do PO traz à tona uma visão diametralmente oposta: a do acesso às reservas remanescentes de petróleo como um “jogo de soma zero”. Sob essa lógica, sem desprezar o valor dos demais elementos, seja de *hard* ou de *soft power*, questões de “segurança energética” e a dicotomia entre exportadores e importadores líquidos de energia passam a figurar com cada vez maior preeminência na hierarquia dos processos decisórios. Como ressalta Klare:

As a result [of a dramatically and painful contraction in primary energy supplies] energy security (...) has climbed toward the top rung of the international ladder of unease and concern. Not surprisingly, this has fundamentally changed the perception of what constitutes ‘power’ and ‘influence’ in a dramatically altered

²³⁰ Yergin, Daniel, *op cit.* Págs. 743-744.

²³¹ Moran, Daniel e Russell, James A. *The Militarization of Energy Security*. Acessível em <http://www.analyst-network.com>. Consultado em fevereiro de 2008.

international system, forcing policymakers to view the global equation in entirely new ways²³².

O cenário de pouso forçado exacerbará o risco de conflito diplomático, econômico e militar pelo controle de recursos cada vez mais escassos. Esta preeminência de questões de segurança energética, principalmente nos cálculos estratégicos das grandes potências consumidoras de energia, fica patente em contextos tão diversos quanto o da competição aberta entre companhias estatais chinesas e indianas pelo controle de reservas de petróleo e gás na Ásia Central²³³, África e América do Sul; a “guerra dos dutos” travada entre China, UE, Rússia e, indiretamente, EUA pelo controle das vias de escoamento da produção de hidrocarbonetos da Ásia Central²³⁴ – cujo último *round* foi marcado pela invasão da Geórgia por tropas russas; e a invasão do Iraque pelos EUA, cuja dimensão energética fica patente, senão preponderante, até mesmo em declarações de autoridades norte-americanas²³⁵. Talvez este seja o mais evidente exemplo, nos últimos anos, de um conflito militar fortemente associado ao controle da produção de petróleo em outro país. Ainda mais perturbador, do ponto de vista da estabilidade do sistema mundial, é o fato de o conflito ter sido unilateralmente protagonizado pela única hiperpotência militar do planeta. Chama a atenção, simultaneamente, que durante a condução de sua guerra assimétrica contra os EUA, as forças das mais variadas facções combatentes no Iraque elegeram entre seus alvos principais a infraestrutura energética e petroleira do país, negando, em grande medida, e por tempo considerável, o “prêmio” almejado pelo invasor. Declaração do Vice-Secretário de Defesa, Paul Wolfowitz, ainda em 2003, dá uma ideia das expectativas norte-americanas em relação a este tema: “oil revenues of Iraq could bring between \$50bn and \$100bn in two or three years... [Iraq] can finance its reconstruction”²³⁶. Contrariamente às

²³² Klare, Michael T. *op cit.* Pág. 14.

²³³ Bhadrakumar, M.K. *The great game for Caspian Oil*. The Hindu. 20/04/2005. Acessível em <http://www.hindu.com>. Consultado em 4/12/2008.

²³⁴ Klare, *op cit.* Pág. 116,117.

²³⁵ Nas palavras do próprio General John Abizaid, ex-Comandante do Comando Central dos EUA “*Of course it’s about oil, we can’t really deny that*”. In The Huffington Post. Acessível em <http://www.huffingtonpost.com>. Consultado em 10/12/2008.

²³⁶ The Independent: *Blood and oil: How the West will profit from Iraq’s most precious commodity*. 7/1/2007. Acessível em <http://www.independent.co.uk>. Consultado em 19/10/2008.

previsões de Wolfowitz, a produção petrolífera do Iraque sequer atingiu os níveis (reduzidos) anteriores à guerra²³⁷.

Os Estados produtores, no entanto, não serão atores passivos dos desígnios das potências importadoras. Outra característica marcante da “nova ordem energética mundial”²³⁸ será a valorização da capacidade de “alavancagem” política de países exportadores de energia em relação aos países importadores. Esta perspectiva já se faz sentir, por exemplo, nas reiteradas ameaças e cortes de suprimento de gás russo para nações “recalcitrantes” em seu *near abroad*²³⁹, entre elas, mais recentemente, a Ucrânia – o que não deixa de representar também ameaça velada à União Europeia, dependente da Rússia para o suprimento de 25% de seu gás natural²⁴⁰. A *oil weapon* também pode ser usada com fins dissuasórios, como no caso das ameaças iranianas de bloquear o Golfo Pérsico em caso de agressão norte-americana. Ao longo dos últimos anos do governo George W. Bush, os EUA não escondiam sua animosidade em relação ao Irã e, mais de uma vez, especulou-se seriamente sobre a possibilidade de uma nova guerra no Oriente Médio. A simples especulação já era suficiente para provocar saltos nos preços do petróleo, com efeitos negativos especialmente sobre os países importadores, entre eles os próprios EUA. O Irã passou, inclusive, a incentivar este tipo de reação no mercado de petróleo e ameaçar suprimentos em todo o Golfo. Declarações do General iraniano Mohamed Ali Jafari, Comandante da Guarda Revolucionária iraniana, explicitam a estratégia:

Naturally every country under attack by an enemy uses all its capacity and opportunities to confront the enemy (...) Iran will definitely act to impose control on the Persian Gulf and Strait of Hormuz, (...) after this action, the oil price will rise very considerably, and this is among the factors deterring the enemies²⁴¹.

²³⁷ BP statistical review 2008.

²³⁸ Para emprestar um termo cunhado por Michael Klare.

²³⁹ Conceito que agrupa as ex-Repúblicas Socialistas da União Soviética, entendido como zona de influência prioritária de Moscou.

²⁴⁰ Stratfor. *Russia: Ukraine, Europe and the Natural Gas Cutoff*. 4/12/2008. Acessível em <http://www.stratfor.com>. Consultado em 10/12/2009

²⁴¹ Ver Middle-EastOnline. *Iran to control Gulf oil route if attacked*. 28/06/2008. Acessível em <http://www.middle-east-online.com/english>. Consultado em 5/12/2008.

Finalmente, a posseção de reservas energéticas pode ser usada para “cimentar” alianças táticas ou estratégicas entre países produtores e consumidores, muitas vezes envolvendo barganha entre suprimentos seguros de energia e venda de armamento sofisticado ou promessa de “cobertura” política e militar por parte de uma potência global. A relação “especial” entre a Arábia Saudita e os EUA ou, mais recentemente, o apoio político e militar que o governo sudanês tem recebido da China, constituem exemplos dessa dinâmica bilateral.

A terceira tendência intimamente relacionada à escassez de petróleo diz respeito ao aumento da ingerência do Estado no manejo dos recursos energéticos, ou, para usar termo corrente na mídia internacional, “nacionalismo energético”. Essa dinâmica é mais comumente observável em países superavitários em geração de energia, nos quais muitas vezes reflete os últimos embates na continuada disputa entre IOCs e as *national oil companies* (NOCs) pelo controle de reservas de hidrocarbonetos, que datam desde a década de 1960. Talvez o exemplo mais acabado da vertente atual do “nacionalismo energético” seja observável na Rússia. A partir de 2000, o governo do Presidente Vladimir Putin logrou reverter um processo de privatização que havia deixado apenas cerca de 10% da produção de petróleo nas mãos do Estado. Em 2007, esta cifra atingiu 80%. Os métodos utilizados foram diversos. Em algumas instâncias, o Estado comprou empresas e as adicionou ao patrimônio das estatais (principalmente a Gazprom); outras aquisições foram mais controversas, como a prisão de Mikhail Khodorovsky, dono da Yukos, então a maior empresa privada de energia do país, e posterior reestatização de sua companhia por atrasos no pagamento de impostos. Empresas internacionais (principalmente Shell e BP) também foram alvo de pressões – mediante o cancelamento de licenças ambientais, a revogação de vistos de trabalho de diretores e técnicos, custosas paralisações e batalhas judiciais, entre outros expedientes – para que cedessem, no todo ou em parte, ativos de volta para empresas russas²⁴².

Apesar disso, episódios de “nacionalismo energético” não estão restritos a países superavitários. O bloqueio parlamentar da compra da petroleira californiana UNOCAL pela estatal chinesa CNOOC, por

²⁴² Para uma descrição detalhada deste processo ver Klare, Michael, *op cit.* Pág. 95-96 e 100-101.

exemplo, também constitui caso claro de “nacionalismo energético”. Na ocasião, o Congresso dos EUA refletiu a opinião de que :

Oil and natural gas resources are finite and possibly inadequate to satisfy both American and international needs; China was emerging as America’s most significant rival in the struggle to secure the world’s untapped oil and gas reserves; and this struggle could someday lead to violent conflict²⁴³.

Na verdade, o nacionalismo energético pode surgir até mesmo entre países-membros de blocos econômicos consolidados: em 2007, o governo francês arquitetou uma fusão entre as companhias de gás e petróleo SUEZ e Gaz de France, a fim de impedir que esta última fosse comprada pela empresa italiana ENEL. A Espanha adotou táticas similares para impedir que a espanhola ENDESA fosse adquirida pelo conglomerado energético alemão E.on²⁴⁴.

Em cenário de pouso forçado no suprimento energético, a exacerbação dessas três tendências extremamente atuais será responsável por um aumento das tensões interestatais em algumas das regiões mais conturbadas do planeta. Como se verá a seguir.

No Oriente Médio, em ambiente político ainda marcado por profundas divisões sociais e religiosas, a interação complexa entre as ambições de potências regionais fortalecidas por uma posição dominante em energia – com destaque para Arábia Saudita, Irã e, possivelmente, Iraque – e os imperativos energéticos das principais potências globais, continuará a se traduzir em equilíbrios precários. Do ponto de vista da segurança, até por todo o investimento já feito e a abundância de bases militares na região, os EUA continuarão a desempenhar papel claramente hegemônico. Outras potências, porém, principalmente China, Rússia e Índia (mas até Japão e UE), continuarão a buscar maneiras de cimentar laços econômicos, políticos e militares com os países da região que concentrará a maior parte das reservas de petróleo do planeta.

Grandes dúvidas pairam acerca das perspectivas de estabilidade na região durante o horizonte de tempo até 2030. A primeira diz respeito à segurança e à estabilidade política no Iraque. Uma das principais

²⁴³ Ibidem, pág. 5.

²⁴⁴ Ver Dohmen, Frank. *Endesa Reflects Growing Government Interference*. Der Spiegel International. Acessível em <http://www.spiegel.de>. Consultado em 1/12/2008.

apostas inerentes à invasão do Iraque pelos EUA era a de que o acesso ou controle das reservas de petróleo iraquianas ajudariam a estabilizar o mercado mundial, com benefícios diretos para os EUA e suas companhias petrolíferas. Ademais, o projeto “neoconservador” de “democratização forçada” do país contribuiria para a estabilidade política da região como um todo, com efeitos também positivos na oferta de petróleo. Tal estratégia mostrou-se profundamente equivocada. É provável que o conflito no Iraque – com risco de guerras sectárias e até de guerra civil – continue a ameaçar a estabilidade não só do país, mas da região. Do ponto de vista do petróleo, o Iraque (com produção de 2,14mb/d) ainda não logrou atingir seus níveis de produção pré-guerra (2,6 mbd, em 2000)²⁴⁵. O advento do PO inserirá mais um elemento de tensão na equação energética do país, aumentando o valor estratégico e o impacto político de ataques de forças rebeldes ou separatistas à sua infraestrutura petrolífera.

Outro desenvolvimento que poderá contribuir para a instabilidade nessa região já conturbada é a eventualidade de novas invasões significativamente influenciadas por cálculos energéticos e o imperativo de assegurar o fluxo de petróleo do Oriente Médio para o mundo. Dadas as atuais circunstâncias estratégicas, um cenário de conflito especialmente perigoso envolveria Irã e os EUA, que poderia decorrer de diferentes *casus belli* reais ou imaginários: desestabilização no Iraque, apoio ao terrorismo, ou proliferação nuclear.

O conflito israelo-palestino continuará a representar um dos principais fatores de tensão regional, sendo que o advento do PO tenderá a valorizar a posição dos países árabes e, eventualmente, ensejar uma nova utilização da *oil weapon* para pressionar Israel e seus aliados.

Do ponto de vista da dinâmica regional, o PO poderia estimular nova corrida armamentista alimentada por petrodólares e patrocinada por eventuais parcerias estratégicas extrazona interessadas em cimentar acordos de troca de petróleo por equipamento bélico. Rússia, China, EUA e, até mesmo, Índia e Paquistão poderiam participar deste processo. O NIC aventa a preocupante hipótese de uma corrida nuclear no Oriente Médio: “*Over the next 15-20 years, reactions to the decisions Iran makes*

²⁴⁵ BP Statistical Review 2008.

*about its nuclear program could cause a number of regional states to (...) consider actively pursuing nuclear weapons*²⁴⁶.

Permanecerá, também, o risco sistêmico do fortalecimento do radicalismo islâmico, com potencial de desestabilização política em muitos dos países da região, incluindo o maior produtor mundial, a Arábia Saudita. Por um lado, o forte influxo de recursos da venda de petróleo pode, sob determinadas condições, contribuir para a diminuição de pressões sociais. Por outro, analogamente ao que se observou durante a revolução iraniana de Mossadegh e, depois, de Khomeini²⁴⁷, um influxo de divisas também pode dar vazão a maiores críticas contra a “ocidentalização” dos países da região, bem como margem a ressentimentos populares acerca da má distribuição dos recursos advindos do petróleo.

A Eurásia, por sua vez, será palco de arraigada disputa pelo direcionamento dos recursos energéticos da Rússia e Ásia Central para o Oriente (China e, em menor grau Japão e Índia) ou Ocidente (essencialmente UE; eventualmente EUA). A posição geográfica isolada dos países ricos em petróleo e gás do Mar Cáspio (caso do Cazaquistão e do Azerbaijão) demanda o escoamento por gasodutos ou oleodutos e pode transformar a Rússia, com sua vasta rede de dutos, muitos construídos ainda na época da União Soviética, no grande árbitro dessa questão crucial. Principalmente UE e EUA, cujas companhias exploram alguns dos campos mais promissores naqueles países, buscarão rotas alternativas que não passem pela Rússia para chegar ao Ocidente (a única opção atual é o oleoduto Baku-Tblisi-Ceyhan – BTC –, mas há outros em estudo). A Rússia continuará a bloquear abertamente essas iniciativas, seja mediante a compra, por intermédio da Gazprom, de segmentos estratégicos de dutos na região, seja mediante pressões diplomáticas e militares sobre os países de seu entorno. Tensões na região levaram ao recente conflito entre Rússia e Geórgia, país de passagem do BTC. A bem-sucedida operação militar russa demonstrou clara superioridade bélica de Moscou e expôs a vulnerabilidade não apenas do BTC, mas da própria Geórgia. Em 3 de dezembro de 2008, contrariando pressão norte-americana, os países europeus da Organização do Tratado do Atlântico Norte (OTAN) rejeitaram e adiaram *sine die* a incorporação

²⁴⁶ NIC. 2025 *Global Trends*. Pág. 61.

²⁴⁷ Vide Capítulo I.

da Geórgia à organização²⁴⁸. A relutância da Europa em contrariar o Kremlin tem, além de uma dimensão de segurança, dimensão energética, refletida na forte dependência da UE em relação a exportações de gás e petróleo russos. Tal situação é vista com preocupação pelo *establishment* de Política Externa dos EUA. Segundo o *Council on Foreign Relations*:

France and Germany, and with them much of the European Union, are more reluctant to confront difficult issues with Russia and Iran because of their dependence on imported oil and gas as well as the desire to pursue business opportunities in those countries²⁴⁹.

Ao invés de adotar posição abertamente contrária aos interesses russos na região, a China, que também tem interesse nos recursos da Ásia Central, tenderá a preferir uma composição com a Rússia sob a égide da *Shangai Cooperation Organization (SCO)*²⁵⁰. Para a China, o acesso às reservas da Ásia Central apresenta, do ponto de vista da segurança energética, a vantagem adicional de obviar o transporte de petróleo por mar, principalmente através dos instáveis e vulneráveis estreitos de Omã e Malaca que conectam a China ao Oriente Médio. Além de já fazer fronteira com o Cazaquistão, país com o qual compartilha um oleoduto, seu interesse em não antagonizar demasiadamente Moscou deriva não apenas de um desejo de favorecer o direcionamento dos recursos para o Oriente, mas também cortejar os vastos recursos energéticos da própria Rússia, especialmente os da Sibéria, próximos a áreas mais povoadas na China e alvos de disputas comerciais com o Japão.

A própria UE, que se vê constrangida por sua grande dependência de gás russo, busca alternativas na Ásia Central e mediante conexões submarinas com reservas no Norte da África. As perspectivas, no entanto, são de que o acesso às reservas russas permanecerá fundamental. Nestas circunstâncias, países como a Alemanha buscam, ao menos, diminuir o risco de bloqueios mediante o estabelecimento de conexões diretas com a Rússia, que não passem por territórios de seus antigos Estados

²⁴⁸ Engdhal, William, "NATO scuttles US plan to encircle Russia", in Asia Times Online, 9/12/2008. Site consultado em 9/12/2008.

²⁴⁹ Deutch, John e Schlesinger, James R. *National Security Consequences of US Energy Dependence*. Nova York: Council of Foreign Relations. 2006. Pág. 27.

²⁵⁰ Que reúne a China, o Cazaquistão, o Quirguiztão, a Rússia o Tadjiquistão e o Uzbequistão.

satélite. Está avançado o projeto *Nord Stream*, que visa a construção de novos dutos conectando a Rússia diretamente à Alemanha pelo Mar Báltico, sem passar por países potencialmente problemáticos como Ucrânia e Bielorrússia. Outro projeto – o *South Stream* –, que passa sob o Mar Negro, visa obviar a necessidade de construção do gasoduto Nabucco²⁵¹, projetado para escoar gás da Ásia Central diretamente para a Europa através da Geórgia, Turquia e dos Bálcãs. Ao mesmo tempo, companhias russas negociam com potenciais supridores na África do Norte o desenvolvimento de campos de gás que exportarão para a Europa. Esse esforço para “cercar” o fornecimento destinado à Europa reflete a necessidade russa de garantir mercados europeus para seu gás. Como afirma Joseph Stanislaw, “*Russia fears the EU’s commitment to reduce consumption and promote alternatives and therefore is aiming to create an integrated market it can control before others (like Algeria) get there first*”²⁵².

Com efeito, o bom funcionamento e ótimo aproveitamento econômico da rede de gasodutos exigem a promoção da interdependência entre produtor e consumidor. Este talvez seja o maior trunfo europeu em suas negociações com a Rússia, especialmente quando se leva em conta o horizonte de tempo para a construção de uma nova malha de gasodutos que permita à Rússia acessar o mercado asiático em escalas comparáveis ao europeu. Se do ponto de vista econômico não fará sentido um boicote russo à UE, sob a ótica da segurança energética, a Rússia, especialmente na hipótese de escassez de petróleo, continuará a deter vantagem importante na condução da “*oil diplomacy*” com a Europa.

Ao que parece, pelo menos do ponto de vista geoestratégico, a Rússia, mediante contratos de longo prazo, domínio da logística e aplicação de pressão política, continuará a exercer poderosa influência sobre os recursos energéticos dos países do Mar Cáspio até 2030. Quando somado à sua já vasta dotação de recursos energéticos, o controle sobre reservas da Ásia Central realmente confirmará a caracterização da Rússia como um “*petro-superpower*”²⁵³. Não obstante estes diferentes instrumentos

²⁵¹ Ver mapas dos gasodutos e oleodutos da região no Anexo II.

²⁵² Stanislaw, Joseph. *Power play: Resource Nationalism, the Global Scramble for Energy and the Need for Mutual Interdependence*. Deloitte Development LLC. 2008. Pág. 10.

²⁵³ Para usar adjetivação cunhada pelo Senador norte-americano Richard Lugar. In The Brookings Institute. *Senator Richard Lugar Delivers Leadership Forum Address on Energy*

de influência político-econômica, não se poderá descartar, especialmente num contexto político exacerbado pelo PO, e ainda mais na hipótese de um declínio em sua produção doméstica, a possibilidade de outras intervenções armadas russas em seu *near abroad* para reafirmar sua proeminência regional e assegurar o acesso às reservas (ou ao menos ao transporte) de recursos energéticos da Ásia Central.

A África é outra arena potencial de conflitos por recursos naturais, com ênfase em energia, nas próximas décadas. Do ponto de vista geológico, o continente conta com significativas reservas de hidrocarbonetos, especialmente petróleo de boa qualidade, em campos jovens (principalmente na costa atlântica), que garantirão volume de produção por anos, enquanto reservatórios mais antigos começam a declinar sob os efeitos do PO. As vulnerabilidades políticas, econômicas e tecnológicas de muitos países africanos favorecem a penetração de companhias estrangeiras de petróleo, principalmente na África subsaariana. Do ponto de vista da segurança logística, a grande maioria da produção africana de petróleo (localizada na costa atlântica e no Norte da África) evita, em seu escoamento, a travessia de perigosos “gargalos” nas rotas de transporte internacionais, como o Golfo Pérsico ou o Golfo de Aden – que, na costa Leste do continente, serve mais para o escoamento da produção do Oriente Médio do que propriamente da África.

Por todos esses motivos, e também pela relativa proximidade, a África já é responsável por cerca de 20% das importações norte-americanas de petróleo, devendo chegar a 25% até 2015²⁵⁴. Essa participação africana crescente na equação energética norte-americana tenderá a elevar consideravelmente a prioridade que se vinha dando ao continente. O Secretário de Estado Assistente para a África, Walter Kansteiner, foi claro a este respeito: “*Africa oil is of strategic interest to us, and it will increase and become more important as we go forward*”²⁵⁵. Um corolário direto dessa elevada importância estratégica terá sido a criação do Comando Africano das Forças Armadas dos EUA (AFRICOM), em fevereiro de 2007. Trata-se do primeiro Comando a ser criado pelos Estados Unidos desde o estabelecimento do Comando Central pelo Presidente Jimmy Carter, em 1980. Não por acaso, uma das principais responsabilidades

Security. Acessível em <http://www.brookings.edu> Consultado em 6/12/2008.

²⁵⁴ Klare, Michael T. *Op cit.* Pág. 148.

²⁵⁵ *Ibidem*.

do Comando Central é garantir a segurança dos suprimentos de petróleo do Oriente Médio. Mais recentemente, o estabelecimento da 4ª Frota dos EUA, com foco no Atlântico Sul, também estará relacionado a questões de segurança derivadas da presença de significativas reservas de petróleo e gás *offshore* nas costas africana (e, agora, brasileira).

O maior competidor dos EUA pelo acesso aos vastos recursos africanos será a China. Embora não conte com a mesma (ou sequer parecida) capacidade de projeção de poder militar dos EUA, a China tem logrado significativo acesso a reservas petrolíferas na África graças à ação agressiva de suas companhias estatais. Segundo John Forman, o fato de essas companhias oferecerem valores consistentemente maiores do que aqueles oferecidos pelas IOCs em leilões por blocos de exploração africanos, seria evidência da preocupação chinesa com questões de “segurança energética”, que, na lógica de Pequim, superam considerações meramente comerciais²⁵⁶. A estratégia chinesa de penetração envolve barganhas de acesso a reservas por compromissos de investimentos em infraestrutura, venda de armamento e uma forte ofensiva diplomática²⁵⁷. A título de exemplo, a Cúpula China-África, de novembro de 2006, contou com a presença de líderes políticos de 48 dos 53 países africanos, incluindo 40 Chefes de Estado²⁵⁸. Esta tendência, bem como a prática de oferecer cobertura política a países superavitários em energia, mas marginalizados pelas potências ocidentais (como o Sudão), serão fortalecidas sob o impacto do PO.

Infelizmente, em muitos países, o renovado interesse demonstrado por potências globais nos recursos africanos terá grandes chances de replicar antigos padrões de exploração, em que grupos locais específicos (tribos, elites econômicas ou políticas) se apropriam de grande parte das vantagens e lucros da extração de recursos e poucos (ou pouquíssimos) benefícios chegam ao conjunto da população. Caso típico é o dos rebeldes Ijaw, que atuam na Nigéria sob a bandeira do *Movement for the Emancipation of the Niger Delta* (MEND). Nick Tatersall, da Reuters,

²⁵⁶ Entrevista concedida ao autor em 20/11/2008.

²⁵⁷ Segundo o CFR, “highly publicized Chinese oil investments in Africa have included funding for infrastructure projects such as an airport, a railroad, and a telecommunications system, in addition to the agreement that the oil be shipped to China”, In Deutch, John e Schlesinger, James R, *op cit.* Pág. 27.

²⁵⁸ Khan, Joseph “China Courts Africa, Angling for Strategic Gains”, in The New York Times, 3/11/2006. Consultado em 7/10/2008.

ênfatisa a forte contradição social que estimula a ação dos rebeldes nigerianos: “*Militants holed up in camps deep in the mangrove creeks say they are battling for a fairer share of the natural wealth in the Niger Delta, where impoverished villages nestle alongside multi-billion dollar industry installations*”²⁵⁹. Essa dinâmica gera seus próprios riscos de segurança, visto que exacerba rivalidades tribais ou étnicas em países e regiões de precária estabilidade (ou latente instabilidade). Com efeito, o maior perigo relacionado com uma nova fase de exploração de recursos naturais na África não será a possibilidade (baixa) de um confronto entre potências, mas sua eventual participação, direta ou indireta, para catalisar e sustentar conflitos internos ou interestatais em um continente já marcado por décadas de violência.

Note-se que, no cenário A, em que fontes alternativas não logram aliviar o crescente déficit por petróleo, restrições econômicas convergem, ao longo do tempo, com riscos políticos para gerar um círculo vicioso de carência energética e instabilidade política. Como se viu, a diminuição progressiva da oferta de petróleo tende a aumentar a prioridade atribuída à garantia de fontes de energia. Ao mesmo tempo, tais prioridades e relevância valorizam pontos críticos na infraestrutura logística e de produção de petróleo como alvos, seja para nações beligerantes, seja para grupos insurgentes em nações produtoras, seja, ainda, para a ação criminosa²⁶⁰. Assim, as tensões políticas advindas da restrição da oferta de petróleo e sua valorização como *commodity* estratégica tendem a contribuir para ataques na própria infraestrutura petrolífera, com conseqüente redução ainda maior da oferta. Trata-se de espiral seguramente explosiva em um mundo ainda dependente de petróleo.

Impactos geopolíticos: Cenário B. Em muitos aspectos, o cenário B, de transição induzida para novo paradigma energético, seria a antítese do cenário A. Desde logo, a perspectiva da viabilização de alternativas ao petróleo evitará a contaminação do panorama internacional de energia pela lógica do “jogo de soma zero”, diminuindo, progressivamente, o valor do petróleo como *commodity* estratégica.

²⁵⁹ Tattersal, Nick. In “*Policy muddle sets Nigeria oil delta on knife-edge*”, Reuters, 8/12/2008. Acessível em <http://www.alertnet.org>. Consultado em 8/12/2008.

²⁶⁰ Mais uma vez, a ação dos rebeldes na Nigéria, bem como a dos piratas no Golfo de Aden, ilustra essa dinâmica.

Essa desvalorização do peso específico do petróleo incidiria pesadamente sobre a capacidade de “alavancagem” política dos grandes exportadores, que, ademais, veriam seus “elementos de poder” diminuídos pela moderação dos preços de seus principais produtos de exportação. Assim, entre os maiores “perdedores” da transição de paradigma energético estarão os atuais grandes exportadores de combustíveis fósseis, com destaque para a OPEP, Rússia e países do Mar Cáspio. Cumpre notar que, não se supõe, neste trabalho, o abandono na utilização de hidrocarbonetos, que poderão reter considerável valor tanto como insumos industriais (para a petroquímica, fármacos etc.), quanto para a produção de energia e, provavelmente, continuarão a compor parte relevante do *mix* energético desses e de outros países.

Talvez ainda mais significativo, do ponto de vista das relações internacionais, o novo paradigma energético, pela própria natureza das tecnologias que despontam como mais promissoras para geração de energia renovável (eólica, solar, biocombustíveis), tenderá a ser muito menos concentrador do que o atual baseado em hidrocarbonetos. Tal característica contribuirá para a diminuição relativa da própria energia no *ranking* dos elementos estratégicos ou de poder. Obviamente, a energia continuará a ser valorizada por seu papel intrínseco na cadeia de produção e de consumo, mas, a partir do momento em que um número maior de países logra suprir suas necessidades energéticas por conta própria, seu valor como instrumento de pressão ou influência política será relativizado.

No campo internacional, o surgimento e desenvolvimento de novas tecnologias oferecem outros desafios cuja lógica, no entanto, tende a favorecer a cooperação, ou pelo menos o desenvolvimento de estruturas de coordenação. Um caso sintomático e atual diz respeito à regulamentação e padronização internacional dos biocombustíveis; tarefa essencial para que possam ser comercializados em larga escala, conquistem mercados e se apresentem como alternativas atraentes para um grande número de países em desenvolvimento²⁶¹. Outros desafios diplomáticos também podem derivar da aplicação das novas tecnologias. A energia eólica, por exemplo, tem como um de seus principais obstáculos o fato de sua intermitência demandar a construção de capacidade extra de

²⁶¹ Diga-se, de passagem, que o Brasil está na vanguarda desse processo, que será examinado em maior detalhe nas partes finais deste trabalho.

geração e transmissão para lidar com os picos e calmarias nos ventos. Por sua própria natureza, no entanto, ventos tendem a soprar em velocidades diferentes em horários e locais diferentes. A integração continental de redes de transmissão, regida por acordos bilaterais ou regionais de distribuição de energia, poderia viabilizar o melhor aproveitamento de toda a capacidade instalada e da variação climática em diferentes países ou regiões. Trata-se, aliás, de estratégia que a UE começa a perseguir.

Tudo o mais constante, a balança de poder penderá novamente em favor dos países consumidores e daqueles que detêm as novas tecnologias, bem como a infraestrutura adequada para sua instalação. EUA, UE, Japão, China, Brasil e Índia, entre outros, tenderão a ser beneficiados pela abertura de novas avenidas e possibilidades de crescimento econômico, que, no cenário de referência (A), seriam estranguladas pela falta de energia. Naturalmente, a depender dos tipos de tecnologia que sejam disseminados como novos padrões, novos tipos de “gargalos” materiais podem vir a afetar a cadeia energética mundial. A demanda por metais raros para a produção de baterias eficientes, por exemplo, poderia beneficiar países com grandes depósitos desses materiais; a disseminação de biocombustíveis poderia beneficiar particularmente países tropicais e com amplos recursos hidrológicos; países com grandes reservas de urânio, ou tecnologia nuclear, seriam beneficiados por um “renascimento” da energia nuclear.

De uma forma ampla, o acesso e utilização tempestiva e exitosa de recursos energéticos mais modernos e eficientes poderá favorecer desproporcionalmente o desenvolvimento de países que estejam preparados para a transição energética. Historicamente, essa dinâmica beneficiou a transformação de países como o Reino Unido (com o carvão), a Alemanha (também com o carvão), os EUA (carvão e petróleo) e, em menor grau, a Rússia (petróleo e gás) em potências mundiais. A transição para um novo paradigma energético provavelmente oferecerá novas “janelas de oportunidade” para os países que as souberem utilizar.

Dada a complexa interação entre consequências políticas e econômicas do PO, seu amplo potencial para desestruturação econômica e desestabilização política, convém examinar como uma crise e eventual transformação do atual paradigma energético afetaria especificamente o Brasil, seu entorno regional e sua inserção internacional.



Capítulo IV

Perspectivas para o Brasil e a América do Sul

“Estamos vivendo um momento divisor da civilização. A transição da matriz energética coloca em jogo escolhas que vão influenciar o presente e determinar o futuro”.

Presidente Luiz Inácio Lula da Silva, 2008

4.1 A projeção da matriz energética brasileira

A matriz energética brasileira (termo intercambiável com o conceito de Oferta Interna de Energia, doravante OIE) reflete um *mix* de fontes energéticas relativamente bem equilibrado e diversificado. Em 2007, o país consumiu cerca de 239 milhões de tep (toneladas equivalentes de petróleo), sendo que 46,4% desse total adveio de fontes renováveis. O petróleo continua a ser o principal produto energético na OIE, sendo responsável por 36,7% da energia consumida no País. A surpresa verificada pelo Balanço Energético Nacional de 2008 (BEN 2008), no entanto, foi a de que os produtos derivados da cana-de-açúcar (etanol e geração térmica a partir do bagaço) superaram a hidroeletricidade com a segunda maior participação na matriz energética nacional (16%). Em ordem decrescente seguiram-se energia hidrelétrica, agora em

terceiro lugar, com 14,7%; lenha e carvão vegetal²⁶², com 12,5%; gás natural, com 9,3%, carvão mineral, com 6,2% e urânio, com 1,4%. Outras energias renováveis completam a lista com um total de 3,1%²⁶³, na OIE²⁶⁴.

Para se ter uma ideia melhor da trajetória futura da produção e consumo energéticos no Brasil, cumpre analisar as significativas transformações pelas quais passou a matriz energética brasileira desde 1970. Naquele ano, a lenha representava 47,6% do consumo, seguida do petróleo (37,7%), produtos da cana (5,4%), hidroeletricidade (5,4%) e carvão (3,6%). Gás e “outros” representavam 0,6%²⁶⁵. A comparação atesta a grande mudança qualitativa no consumo de energia nacional – decorrência da maior sofisticação da economia brasileira –, bem como a progressiva diversificação de fontes energéticas. Em 1970, apenas duas fontes (petróleo e lenha) eram responsáveis por cerca de 85% do consumo; em 2007, cinco fontes (petróleo, cana, hidroeletricidade, lenha e carvão) foram necessárias para atingir a marca dos 88,5% do consumo. No mesmo período, a produção de energia brasileira cresceu cerca de 310%²⁶⁶. Quanto à redução na dependência externa, o BEN 2008 assinala que:

Na década de 70, a dependência externa de energia foi crescente, passando de 28% para cerca de 46% das necessidades nacionais. Os dados de 2007 mostram uma redução desse nível para pouco mais de 8%. Especificamente em relação ao petróleo, a diminuição foi ainda mais significativa: de dependente em cerca de 85% em 1979, o país passou à auto-suficiência em 2005, e em 2006 apresentou um superávit de 1,7%²⁶⁷.

²⁶² O percentual de 27% apenas do total do consumo de lenha é referente ao consumo residencial, 42% diz respeito à produção de carvão vegetal e o restante diz respeito à utilização nos setores industrial, agropecuário e comercial. Ver EPE. *Balanço Energético Nacional 2008 (BEN 2008)*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisas Energéticas. 2008. Pág. 16.

²⁶³ Incluem-se aqui energia eólica e solar, além de gaseificação de rejeitos sólidos urbanos (RSU) e o aproveitamento de resíduos industriais.

²⁶⁴ EPE. *BEN 2008, resultados preliminares. Informações à imprensa*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisas energéticas. 8/5/2008. (Informações referentes ao ano base 2007). Pág. 1. Acessível em <https://ben.epe.gov.br>. Consultado em 11/09/2008.

²⁶⁵ Vide gráfico no Anexo I.

²⁶⁶ EPE. *Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030)*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisas Energéticas. 2007. Págs. 36 e 37.

²⁶⁷ *BEN 2008*, pág. 23.

Os cerca de 8% de importações atualmente presentes na matriz energética brasileira incluem petróleo e derivados – em 2007 Angola, Estados Unidos, Nigéria e Líbia representaram cerca de 65% das importações²⁶⁸; energia elétrica (importada do Paraguai e da Venezuela); gás natural (da Bolívia) e carvão mineral (de várias fontes, principalmente para a siderurgia).

As transformações na OIE, bem como o aumento e posterior redução da dependência externa, traduzem não apenas a evolução da economia brasileira e, especialmente, seu processo de industrialização, mas também os esforços do país em adaptar-se às sucessivas crises de energia no pós-guerra, com o desenvolvimento (ou aquisição) de tecnologia que permitisse o aproveitamento de recursos endógenos. Esse processo de adaptação, com forte substrato tecnológico, está amplamente refletido no desenvolvimento do potencial hidrelétrico, petrolífero (com produção de gás associado), nuclear e sucroalcooleiro do país – este talvez o mais notável, por representar esforço pioneiro em âmbito mundial. Atualmente, essas quatro fontes, cujo aproveitamento demandou importantes investimentos em capacitação tecnológica nacional, representam cerca de 78% do consumo brasileiro. Mesmo a ainda importante utilização da lenha e carvão vegetal na OIE (12,5%) reflete a progressiva substituição da lenha no consumo residencial e sua utilização para a produção de carvão vegetal, um processo que envolve crescente utilização de inovações tecnológicas tanto para a redução de emissão de gases de efeito estufa, quanto para o aprimoramento do produto que passa a ser utilizado como insumo no lugar do carvão mineral para a fabricação de “aço verde”, com aproveitamento integral dos subprodutos e gases residuais²⁶⁹.

Assim, a partir do primeiro choque do petróleo e de forma mais ou menos continuada desde então, o Brasil logrou significativa transformação de sua matriz energética graças à aplicação consistente de tecnologia aos desafios energéticos que se impuseram ao longo do tempo. Hoje, o domínio de tecnologia de ponta em áreas importantes como exploração e produção de petróleo em águas ultraprofundas, ou produção em larga escala e com alta produtividade de etanol para consumo em mistura na

²⁶⁸ Receita Federal. *Importações de petróleo segundo país de origem*. Acessível em <http://www.receita.fazenda.gov.br>. Consultado em 14/01/2009.

²⁶⁹ *BEN 2008*, pág. 16. E PNE 2030, pág. 256.

gasolina, ou puro, em motores *flex fuel*, confere ao país ferramentas importantes para uma atuação preventiva e até pioneira diante da ameaça de um PO em âmbito global. Durante os períodos de crise do passado, a atuação da política externa brasileira foi no sentido de ajudar a contornar os “gargalos” energéticos que prejudicavam o desenvolvimento do País; no futuro, ao que tudo indica, parte do desafio será incorporar o novo potencial brasileiro para a geração de superávits energéticos na estratégia de inserção internacional do Brasil.

As escolhas econômicas, políticas e tecnológicas brasileiras para fazer frente à redução no suprimento de energia em âmbito mundial na década de 1970 e, posteriormente, para promover a redução na dependência externa (principalmente de petróleo e derivados) de energia que continuava a ter impacto significativo sobre o balanço de pagamentos nacional – em 1979, as importações de petróleo equivaliam a cerca de metade das importações totais do país – determinaram uma matriz energética com participação extremamente elevada, para padrões mundiais, de fontes renováveis. A cifra de 2007 – 46,4% de renováveis – compara-se de maneira muito favorável com a média mundial, que gira em torno de 12,9%²⁷⁰. Mesmo este dado mascara distorções significativas na qualidade da energia renovável brasileira em relação à média mundial, uma vez que boa parte do conteúdo “renovável” da energia consumida em âmbito global diz respeito ao consumo de biomassa (basicamente lenha e resíduos animais) para cocção e aquecimento de moradias em países em desenvolvimento. Segundo o WEO 2006, 10% da demanda mundial de energia seria referente a esta categoria, que representa o consumo residencial de cerca de 2,5 bilhões de pessoas²⁷¹. No Brasil, o consumo residencial de lenha e carvão vegetal ainda corresponde a 3% da demanda total de energia.

Se a participação de fontes renováveis de energia é de 12,9% em âmbito mundial, esta cifra cai consideravelmente quando se considera

²⁷⁰ EPE. *BEN 2008, resultados preliminares. Informações à imprensa*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisas energéticas. 8/5/2008. (informações referentes ao ano base 2007). Pág. 3. Acessível em <https://ben.epe.gov.br>. Consultado em 11/09/2008

²⁷¹ A IEA chega a afirmar que o consumo desse tipo de biomassa, que representa um sério risco à saúde das famílias que a utilizam – a Organização Mundial de Saúde estimou 1,3 milhões de mortes prematuras ao ano por poluição doméstica, um número superior às mortes anuais por malária e pouco inferior ao de mortes por tuberculose – não pode ser considerado como uma prática sustentável. Ver *WEO 2006*, Págs. 419-425.

apenas o consumo energético nos países da OCDE, onde a participação de fontes renováveis está em torno de 6,2%. Em outras palavras, a participação de renováveis na OIE brasileira (46,4%) é sete vezes e meia superior à média dos países desenvolvidos. Trata-se de um número extremamente relevante, que reflete uma dotação privilegiada (possivelmente única) em termos de recursos naturais e a adoção (por designio ou falta de opção) de políticas que colocam o Brasil em posição extremamente confortável em termos de sustentabilidade de sua matriz energética. Dados da OCDE para 2006 indicam, por exemplo, que a participação de renováveis na França e na Alemanha foi de 6,3%; na Espanha 6,6%; e, na Itália, 6,8% (cifras modestas, mas algo superiores à média da organização). Em compensação, países como os EUA (com 5%), o Japão (com 3,4%), o Reino Unido (com 2,1%) e a Coreia do Sul (com 1,3%) mantêm taxas significativamente abaixo mesmo da média dos países desenvolvidos. Desses, em comparação com 1990, apenas Alemanha e Reino Unido lograram aumentar a participação de fontes renováveis em suas matrizes energéticas²⁷². O percentual do Brasil contrasta favoravelmente, também, com os dados para países emergentes. Abaixo dos 46,4% do Brasil, em ordem decrescente, posicionam-se Índia (com 31,1%), China (com 15%), México (com 9,4%) e Rússia (com 3,4%)²⁷³. De um ponto de vista dinâmico, como se viu, a UE tem a intenção de ampliar a participação de fontes renováveis na matriz europeia dos atuais 6,7% para 20% até 2020. A China busca atingir o mesmo percentual de renováveis também até 2020. Ambos os programas são considerados ambiciosos, mas atingiriam, em 2020, menos da metade da proporção de fontes renováveis já presente na matriz energética brasileira.

Dada a participação singularmente elevada de fontes renováveis na matriz energética nacional, parece extremamente alvissareira a decisão estratégica do Governo brasileiro de manter ou aumentar essa

²⁷² OCDE. World Factbook 2008. *Contribution of renewables to energy supply*. Acessível em <http://www.oecd.org>. Consultado em 05/01/2008.

²⁷³ Ibidem. Segundo a própria OCDE, os valores apresentados no World Factbook buscam apresentar apenas uma ideia de ordem de grandeza e “*give only a broad impression of developments and are not strictly comparable*”. A metodologia adotada pode explicar a discrepância entre os dados da OCDE e outros valores apresentados neste trabalho. De maneira geral, os dados referentes aos membros da própria organização são considerados mais precisos do que aqueles referentes aos BRICs.

porcentagem à medida que novas fontes geradoras são incorporadas à OIE, principalmente se considerada do ponto de vista da possibilidade de um PO em médio prazo. De fato, o Plano Nacional para Mudança do Clima (PNMC) anunciado pelo governo brasileiro em 1 de dezembro de 2008 incorpora entre seus principais objetivos:

Buscar manter elevada a participação de energia renovável na matriz elétrica, preservando posição de destaque que o Brasil sempre ocupou no cenário internacional” e “Fomentar o aumento sustentável da participação de biocombustíveis na matriz de transportes nacional e, ainda, atuar com vistas à estruturação de um mercado internacional de biocombustíveis sustentáveis.²⁷⁴

Estas prioridades também estão refletidas no Plano Nacional de Energia 2030 (doravante PNE), elaborado, em 2005, pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). O PNE tem por objetivo auxiliar no planejamento dos investimentos e composição da infraestrutura e capacidade de geração energética brasileira até 2030. A estimativa do PNE é de que o Brasil logrará manter cerca de 46% de participação de fontes renováveis na OIE pelos próximos 22 anos, mesmo considerando que, para atender às necessidades de crescimento da economia, aumento populacional e mudanças nos padrões de consumo, o Brasil demandará, em 2030, cerca de duas vezes e meia mais energia do que em 2005. O Plano prevê, não obstante, alterações significativas na composição das fontes energéticas que abastecerão o país em 2030, resultando em uma OIE ainda mais diversificada. Entre as principais mudanças previstas no PNE estão a redução expressiva no consumo de lenha e carvão vegetal (de 13% para 5,5%) e de petróleo e derivados (de 38,7% para 28%); aumentos da ordem de 60% para o total das demais energias renováveis (derivados da cana, biodiesel, eólica, solar, RSU etc.) e para o consumo de gás natural; além de um aumento na participação da energia nuclear (de 1,2% para 3%). O plano estima, finalmente, a estabilização da atual participação da hidroeletricidade e do carvão mineral na OIE, bem como um aumento

²⁷⁴ MMA. *Plano Nacional para Mudança do Clima (PNMC)*. Brasília: Ministério do Meio Ambiente. 2008. Págs. 9 e 10.

na eficiência de utilização de energia da ordem de 5% e a manutenção de uma situação sempre próxima à autossuficiência energética²⁷⁵.

Como não poderia deixar de ser, as estimativas do PNE incorporam não somente a extrapolação de tendências tecnológicas e de consumo, mas também orientações políticas e estratégias de desenvolvimento para o setor energético, envolvendo escolhas complexas e muitas vezes controvertidas. Assim, a manutenção da participação de fontes renováveis na OIE em 2030 demandaria, segundo o PNE, a utilização de 94% do potencial hidrelétrico considerado “aproveitável sob o ponto de vista ambiental” e concentrado na Região Norte do País. Tal estratégia implicaria, além da construção das usinas propriamente ditas, expressiva expansão do atual sistema de transmissão de eletricidade de maneira a incorporar os sistemas isolados do Amazonas, Acre, Roraima e Amapá, além de boa parte da margem esquerda do Rio Amazonas, ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Esta possibilidade é criticada por diversas organizações ambientalistas, que veem na exploração do potencial hídrico da Amazônia um risco sistêmico, que ultrapassa o simples impacto ambiental das usinas ao estimular e favorecer o aumento da ocupação antrópica da região. Ainda assim, este esforço cobriria apenas cerca de 72% das necessidades de eletricidade em 2030, resultando em um déficit de aproximadamente 61GW a ser coberto a partir de outras fontes²⁷⁶, com predominância, segundo o PNE, de geração térmica convencional (nuclear, gás natural, diesel e carvão mineral), que expandiria sua participação dos atuais 7% para 15%, e as renováveis não hidráulicas (biomassa, eólicas e resíduos urbanos), que passariam a responder por mais de 4% da demanda por eletricidade em 2030²⁷⁷. Note-se que, mesmo com a utilização quase integral do potencial hidroelétrico “ecologicamente aproveitável” do país – definição certamente sujeita a controvérsias e contestação das entidades de proteção ambiental –, a demanda de eletricidade em 2030 ainda implicaria em um aumento na emissão de gases de efeito estufa com a expansão da participação do gás natural e do carvão. O PNE alerta para o fato de que, em essência, uma

²⁷⁵ PNE 2030, pág. 28.

²⁷⁶ O PNE identificou cerca de 174 GW de capacidade hidráulica como “aproveitáveis sob o ponto de vista ambiental”. Estimou, igualmente, as necessidades de energia elétrica em 2030 em 225GW. Pág. 31.

²⁷⁷ Ibidem, pág. 45.

diminuição nas metas de aproveitamento hidrológico do País implicaria um aumento ainda mais relevante na utilização de termelétricas e emissão de gases de efeito estufa²⁷⁸. Situação que também teria reflexos na política externa brasileira, especialmente no que diz respeito às negociações climáticas multilaterais.

No setor de combustíveis, o PNE prevê a manutenção do petróleo como principal fonte energética nacional, embora a sua participação na OIE sofra redução importante dos atuais 38,7% para 28%. Em compensação, o PNE antecipa crescimento forte e sustentado tanto da oferta de etanol, quanto de biodiesel e H-bio (processo de produção de diesel que envolve a mistura de petróleo e óleos vegetais). Para o etanol, a estimativa é de crescimento sustentado do consumo e, em 2030, de produção quase 400% superior à de 2005 – em torno de 66 bilhões de litros. Quanto ao biodiesel, o PNE prevê sua mistura na proporção de 5% ao diesel até 2010 (denominada B5) e uma progressão constante desse percentual para 8% em 2020 e 12% em 2030. O estudo indica, finalmente, que a produção de H-bio poderia suprir cerca de 10% da demanda de diesel combustível até 2030²⁷⁹.

Em suma, o PNE projeta, para 2030, um aumento de 250% do consumo energético brasileiro (tomando-se como base 2005, ano da elaboração do estudo) com a manutenção da autossuficiência energética e uma participação expressiva de combustíveis renováveis na OIE. Entre as escolhas políticas, econômicas e tecnológicas necessárias para a consecução desses objetivos, o Plano Nacional de Energia 2030 preconiza a utilização substancial do potencial hidroelétrico brasileiro, com ênfase no aproveitamento dos recursos da Região Norte e sua interconexão ao SIN; o crescimento moderado da produção de petróleo, com redução no consumo de derivados; o aumento na produção e consumo de gás, com diminuição da dependência externa; o aumento na utilização de energia nuclear, inclusive com a instalação de novas usinas nucleares na Região Nordeste; e uma expansão significativa da utilização de biomassa, não apenas do etanol, que cresceria a uma taxa de 4,5% ao

²⁷⁸ O PNE nota que o não aproveitamento do potencial hidroelétrico amazônico implicaria a necessidade de desenvolver “um programa termelétrico adicional, em montantes da ordem de 50 GW”. Apenas como base de comparação, o consumo elétrico total do país em 2006 foi da ordem de 100GW. PNE pág. 31.

²⁷⁹ PNE, pág. 28 e 29.

ano²⁸⁰, mas também do biodiesel e do H-bio, que ganhariam participação crescente na OIE, conforme detalhado no parágrafo anterior. Entre as principais variáveis tecnológicas consideradas viáveis pelo PNE até 2030 estão avanços nas áreas de captura de carbono e reatores nucleares que permitiriam, caso julgado conveniente, expandir a participação desses energéticos na OIE²⁸¹. Além disso, o PNE julga como tecnologias aplicáveis até 2030 “etanol por hidrólise, gaseificação da biomassa, célula a combustível e utilização de hidrogênio”. Identifica, finalmente, a oportunidade do desenvolvimento de novas tecnologias de “transporte de energia a grandes distâncias, que permitam redução de investimentos, com aplicação para o Sistema Interligado Nacional”. Tais tecnologias contribuiriam para tornar ainda mais atrativa economicamente a possibilidade de exploração da região Norte²⁸².

Críticas e alternativas ao Plano Nacional de Energia 2030

O caminho traçado pela EPE para a consecução dos objetivos gerais de expansão da oferta e manutenção da alta porcentagem de fontes renováveis na matriz energética nacional certamente não representa a única alternativa. A ONG Greenpeace, por exemplo, em um plano denominado *Revolução Energética*²⁸³, critica os rumos da atual política energética brasileira, faz menção específica ao risco de PO – “a certeza de que os combustíveis fósseis estão em rota de exaustão e substitutos terão que ser encontrados para eles”²⁸⁴ – e preconiza a total substituição de combustíveis fósseis e energia nuclear da matriz de geração de eletricidade nacional até 2050. Segundo essa ONG, este objetivo seria possível com a expansão da oferta de eletricidade baseada fundamentalmente em ganhos expressivos de eficiência (da ordem de 30%, seis vezes superiores aos 5% estimados pelo PNE) e uma expansão vigorosa de energias renováveis (biomassa, eólica, solar e pequenas centrais hidrelétricas),

²⁸⁰ PNE, pág. 98.

²⁸¹ *Ibidem*, pág. 170 e 174.

²⁸² *Ibidem*, pág. 33.

²⁸³ Elaborado com o auxílio do GEPEA (Grupo de Engenharia de Energia e Automação de Elétricas da Escola Politécnica da USP).

²⁸⁴ Greenpeace. *Revolução Energética: Perspectiva para uma energia mundial renovável*. Edição brasileira. São Paulo: Greenpeace. 2007. Pág. 3. Acessível em <http://www.greenpeace.org/brasil>. Consultado em 07/08/2008.

de forma a substituir em grande medida os combustíveis fósseis da OIE até 2050. O plano alternativo apresentado prevê a expansão da oferta de eletricidade no Brasil dos atuais 346TW/h para 1077TW/h até 2050 (adiciona-se a este último valor 413TW/h em função de maior eficiência no consumo projetada pelo Greenpeace). De acordo com o cenário do “Revolução Energética”, a geração de eletricidade no Brasil, em 2050, seria caracterizada por uma participação de 26% de biomassa, 20% de energia eólica, 4% de fotovoltaicos e 38% de fontes hidrelétricas²⁸⁵. Esta última categoria atribuiria praticamente toda a sua expansão no período até 2050 apenas ao aumento de pequenas centrais hidrelétricas (PCH), consubstanciando a perda da proeminência que a hidreletricidade goza na matriz elétrica atual (cerca de 88%).

Trata-se de cenário vastamente diferente daquele vislumbrado pelo PNE, mesmo quando se considera o período mais dilatado para análise. Assim como o PNE reflete escolhas deliberadas de índole política e econômica, bem como uma interpretação específica do estado da arte tecnológico nas décadas vindouras, o estudo elaborado pelo Greenpeace reflete claramente suas preferências de política energética na substituição do petróleo, congelamento da expansão das hidrelétricas de grande porte e reversão do programa de energia nuclear.

Outras alternativas parecem estar abertas aos formuladores da política energética brasileira. Em primeiro lugar, o pequeno intervalo de tempo entre a elaboração do PNE (2005) e os dias de hoje, já é suficiente para explicitar possíveis incongruências em algumas das premissas da EPE. Por um lado, como se viu, algumas das perspectivas tecnológicas presentes no estudo (células de hidrogênio, captura de carbono e, mesmo etanol celulósico) parecem ter possibilidades mais remotas de atingirem o estágio de produção comercial em larga escala até 2030. Por outro lado, algumas das previsões feitas para a expansão da oferta de energéticos no Brasil podem revelar-se excessivamente tímidas. Entre os objetivos estipulados no Plano Nacional de Mudança Climática (PNMC), de 2008, estão incluídos programas que preveem um aumento de 10% na eficiência energética nacional até 2030, o dobro do previsto pelo PNE, em 2005, para o mesmo período. Na dúvida quanto à viabilidade da tecnologia de captura de carbono, o PNMC prevê a expansão da produção siderúrgica

²⁸⁵ Ibidem, pág. 46.

com base em carvão vegetal, energético renovável. Uma das maiores surpresas diz respeito à superação das previsões do PNE de 2005 no que diz respeito à expansão do etanol. A projeção do PNE acerca da produção de etanol para 2010 (24 bilhões de litros) já foi amplamente superada em 2008 (com 25,6 bilhões de litros). Ademais, o Ministério do Meio Ambiente (MMA) prevê, para 2017, uma produção de etanol de 53,2 bilhões de litros, valor consideravelmente maior do que a projeção do PNE para 2020 (46 bilhões)²⁸⁶. As previsões do PNE para o biodiesel (7,9 bilhões de litros por ano²⁸⁷) também podem revelar-se modestas, já que o MMA estima uma produção para 2017 de 14,3 bilhões de litros, ou seja, praticamente o dobro. O debate acerca do biodiesel parece estar sujeito ainda a algumas controvérsias, principalmente em razão de a produção brasileira continuar a basear-se essencialmente na soja e de expectativas pessimistas quanto à expansão do biodiesel de mamona centrada em pequenas propriedades – cuja viabilidade técnica foi colocada em dúvida por setores do próprio governo²⁸⁸.

Outra opção que se abre para o suprimento da OIE até 2030, e que foi apenas sumariamente examinada pelo PNE, é a incorporação de fontes externas de energia, advindas principalmente, mas não apenas, da integração regional. Com efeito, o PNE demonstra um viés favorável à autossuficiência e não parece explorar concretamente essas possibilidades. Entre as “conclusões e recomendações” do estudo, a única referência a importações diz respeito à necessidade de “promover a elevação da produção nacional de gás natural, reduzindo a necessidade de importação no longo prazo, minimizando a dependência do país deste energético”²⁸⁹. Posteriormente, mesmo ao admitir a necessidade de importação de algum gás no período até 2030, o PNE indica preferência pela importação de GNL (gás natural liquefeito), argumentando que a importação de países vizinhos oferece “incertezas”, enquanto a importação extrarregional de GNL oferece “flexibilidade”, além de ser uma alternativa “estrategicamente

²⁸⁶ MMA. Principais objetivos que integrarão o Plano Nacional de Mudança Climática. Pág. 3. Acessível em <http://www.mma.gov.br>. Consultado em 03/12/2008.

²⁸⁷ PNE, pág. 142.

²⁸⁸ Gazeta Mercantil. *Governo admite que mamona não atende lei do biodiesel*. 14/07/2008. In Resenha eletrônica do Ministério da Fazenda. Acessível em <http://www.fazenda.gov.br>. Consultado em 16/10/2008.

²⁸⁹ PNE, pág. 35.

conveniente”²⁹⁰. No detalhamento da oferta de energia elétrica, o PNE afirma adotar uma “premissa conservadora”, embora reconheça haver “grande potencial [para a integração] a ser avaliado em estudos específicos a serem desenvolvidos oportunamente”²⁹¹. Apesar da retórica acerca do potencial da integração, a matriz projetada para 2030 reflete uma redução de 9% para 4% na participação da eletricidade importada²⁹² (o que os números traduzem é a expectativa de estagnação da integração energética entre o Brasil e seus vizinhos em um período em que a oferta interna de energia aumentaria 250%).

O caminho traçado pelo PNE preconiza a autossuficiência e a ampla exploração do potencial hidrelétrico da Amazônia; o projeto do Greenpeace afirma que a ampliação da utilização dos “novos renováveis” permitiria o congelamento da construção de grandes hidrelétricas e a eliminação dos combustíveis fósseis mais sujos e da energia nuclear da OIE. Ambas as estratégias abordam apenas sumariamente as possibilidades de geração e potenciais ganhos de eficiência advindos da integração regional. A despeito dos méritos, riscos e oportunidades da escolha de um ou outro “caminho” – ou, ainda, de uma estratégia híbrida, que incorpore elementos das várias alternativas preconizadas – para o suprimento das necessidades energéticas do Brasil nas próximas décadas, o fato é que o País conta com várias alternativas de políticas que poderiam sustentar sua “segurança energética”, mesmo diante da possibilidade de um PO no médio prazo. Como ficou claro, ademais, algumas das metas traçadas originalmente pelo PNE, principalmente no que diz respeito à produção de biocombustíveis (com impacto positivo também na cogeração elétrica a partir de biomassa), já foram largamente superadas em 2008. Além dessas relativamente moderadas correções de rota, naturais em um exercício de planejamento tão complexo quanto a previsão e equacionamento das necessidades energéticas nacionais, o PNE de 2005 não tinha como prever um desenvolvimento com grande potencial para transformar radicalmente o perfil energético do Brasil: a confirmação de que as rochas do pré-sal, na plataforma continental brasileira, podem abrigar uma das maiores províncias petrolíferas do mundo.

²⁹⁰ Ibidem, pág. 129.

²⁹¹ Ibidem, pág. 32.

²⁹² Ibidem, pág. 47

A promessa do pré-sal

Em 11/08/2007, a Petrobras publicou nota em termos que deixavam pouca margem a dúvidas:

O Brasil está diante da descoberta de sua maior província petrolífera, equivalente às mais importantes do mundo. A Petrobras anunciou hoje uma nova fronteira que se estende pelas bacias do Espírito Santo, Campos e Santos, em horizontes mais profundos e em rochas denominadas pré-sal. O volume descoberto, somente na acumulação de Tupi, que representa uma pequena parte da nova fronteira, poderá aumentar em mais de 50% as atuais reservas de petróleo e gás do país, que somam 14 bilhões de barris²⁹³.

Avaliações posteriores da própria Petrobras e de seus sócios no campo de Tupi indicaram a probabilidade de cinco a oito bilhões de barris de óleo equivalente (petróleo e gás)²⁹⁴. Novas perfurações na região do pré-sal vieram acompanhadas de uma sequência de descobertas. Os campos de Júpiter, Bem-Te-Vi, Iara, Carioca foram anunciados pela empresa ao longo de 2008. Em 15 de janeiro de 2009, foi a vez da Repsol anunciar a descoberta de “indícios” de hidrocarbonetos²⁹⁵. Recentemente, em 22 de janeiro de 2009, a Exxon também anunciou descoberta de petróleo em campo do pré-sal, denominado Azulão-1, que pode conter reservas ainda maiores do que Tupi (estima-se entre cinco e quinze bilhões de barris). A empresa norte-americana é dona de 40% do poço e é sócia da Petrobras (com 20%) e de outra transnacional, a Hess (também com 40%). Para se ter uma noção da ordem de grandeza das descobertas e do potencial do pré-sal, basta notar que a Exxon, a maior empresa petroleira privada mundial, detém, hoje, reservas da ordem de 23 bilhões de barris de petróleo em todo o mundo. A confirmação das estimativas de quinze bilhões em Azulão aumentaria as reservas da empresa em 6 bilhões de barris, mais de 25% de suas reservas globais²⁹⁶.

²⁹³ Ver Bacocolli, *op cit.* Pág. 199.

²⁹⁴ *Ibidem*, pág. 204.

²⁹⁵ Junior, Cirilo. *Repsol encontra petróleo e gás na bacia de Santos*. Folha de S. Paulo, 15/01/2009. Acessível em <http://www.folha.uol.com.br>. Consultado em 18/01/2009.

²⁹⁶ Pamplona, Nicola. *Exxon descobre petróleo no pré-sal*. Estado de S. Paulo, 22/1/2009. Acessível em <http://www.estadao.com.br>. Consultado em 22/1/2009.

O grande potencial de toda a província do pré-sal dá margem a uma ampla gama de especulações acerca de suas reais dimensões. Estimativas variam entre 60 e 100 bilhões de barris de petróleo recuperável e de boa qualidade²⁹⁷. A confirmação dos valores mais modestos, colocaria o Brasil logo abaixo da Rússia como a oitava maior reserva de petróleo do planeta, com cerca de 74 milhões de barris; a concretização das estimativas mais otimistas içaria o país à quarta posição, com 114 bilhões de barris, logo atrás do Iraque (com 115 bilhões)²⁹⁸. Além disso, a alta margem de sucessos exploratórios e as dimensões dos poços descobertos denotam uma concentração de reservatórios, o que indica a possibilidade de se tratar de um único campo da categoria supergigante.

Apesar do evidente entusiasmo que capturou a atenção tanto da mídia nacional e internacional, quanto das grandes empresas petrolíferas e os governos a elas associados, ainda há grande grau de incerteza, ou, talvez, de desinformação acerca do pré-sal. Em primeiro lugar, há muito a ser feito apenas para mapear adequadamente as reservas já encontradas. A província encontra-se em fase inicial de exploração, principalmente no que diz respeito às áreas mais promissoras em torno de Tupi. Áreas de pré-sal na bacia do Espírito Santo, em águas consideravelmente mais rasas, já se encontram em fase de testes de longa duração, mas suas características pouco ou nada têm a ver com Tupi. Após o mapeamento dos recursos, iniciar-se-ão os chamados testes de longa duração, que avaliam a capacidade produtiva de cada reservatório ou campo petrolífero. Trata-se de uma etapa que tende a durar entre 18 e 24 meses. Após este extenso período de testes, finalmente será possível começar a produção, que deverá ser incrementada pouco a pouco. Especialistas, como o geólogo Newton Monteiro, indicam intervalos de tempo prolongados – acima de dez anos – entre o início da exploração e a chegada ao patamar ótimo de produção de um determinado poço. Monteiro oferece como exemplo os campos gigantes de Marlim, cujo intervalo entre exploração e otimização da produção foi de 23 anos (1985-2008), e Roncador (iniciado em 1996 e ainda abaixo da produção ótima)²⁹⁹.

²⁹⁷ Bacocoli, *op cit*, pág. 205; e Folha de S. Paulo. *Entenda o que é a camada pré-sal*. 2/09/2008. Acessível em <http://www.folha.uol.com.br>. Consultado em 13/12/2008.

²⁹⁸ Junior, Cirilo. *Bloco Carioca seria até 5 vezes maior que Tupi, diz diretor da ANP*. Folha de S. Paulo, 14/04/2008. Acessível em <http://www.folha.uol.com.br>. Consultado em 13/12/2008.

²⁹⁹ Entrevista concedida ao autor em 24/10/2008.

Outra fonte de incertezas diz respeito à tecnologia necessária para exploração do petróleo do pré-sal. Os poços do pré-sal na Bacia de Santos – entre os mais promissores descobertos até agora na nova província – estão em áreas ultraprofundas que ficam entre 7 e 8 mil metros abaixo do leito do mar (em lâminas de água em torno de dois mil metros). Além da profundidade, as características geológicas (pressão, natureza plástica da camada de sal) e mesmo o próprio volume das reservas apresentam dificuldades. Está claro que a exploração do pré-sal ocorrerá na fronteira do conhecimento tecnológico da indústria petrolífera. Por um lado, esta tecnologia já tem amplas condições de perfurar poços exploratórios e mapear os campos; por outro, ainda há importantes obstáculos a serem superados para viabilizar tanto a produção como os investimentos em larga escala que se farão necessários. A esse respeito, o Presidente da Petrobras, Sérgio Gabrielli, indicou que:

Se fizermos (a exploração) com o modelo que conhecemos hoje, o volume de investimentos vai ser tão grande, que não é a maneira mais adequada. (...) O maior problema é desenvolver um novo modelo de produção para explorar essas gigantescas reservas, é preciso otimizar o volume de investimentos do pré-sal³⁰⁰.

Ademais da escassez de dados e desafios tecnológicos, como apontou Gabrielli, um dos principais obstáculos para uma exploração adequada do pré-sal será o financiamento da gigantesca infraestrutura necessária para desenvolver o projeto. Além de uma quantidade considerável de plataformas submarinas de última geração, o pré-sal vai demandar toda uma frota de petroleiros e barcos de apoio, bem como tecnologias e processos ainda em estágio experimental de desenvolvimento. Tudo isso multiplicado por uma escala sem precedentes, pelo menos no Brasil – mas, muito possivelmente, no mundo. A título de ilustração, o geólogo Newton Monteiro oferece, mais uma vez, comparação com o campo de Marlim (até Tupi, o maior do Brasil). Com cerca de 250 Km², Marlim demandou a perfuração de aproximadamente 500 poços. Tupi, com 1200 Km², demandaria, em um prognóstico otimista, pelo menos 1000³⁰¹. Estimavas (ainda com base em números vagos e certamente pouco precisos) indicam

³⁰⁰ Scrivano, Roberta. *Petróleo em queda não afeta pré-sal*. 8/12/2008. Gazeta Mercantil. Acessível em <http://www.gazetamercantil.com.br>. Consultado em 15/12/2008.

³⁰¹ Entrevista concedida ao autor por Newton Monteiro em 25/11/2008.

que o montante de investimentos para desenvolvimento do pré-sal pode girar em torno de US\$ 400 a 600 bilhões³⁰².

Diante de tantas incertezas, o Governo brasileiro cancelou um novo leilão de lotes de exploração na região do pré-sal e instituiu uma comissão para estudar a melhor maneira de promover o desenvolvimento da nova e promissora província. Partindo do pressuposto de que o Governo não mudará as “regras do jogo” para os blocos conferidos à Petrobras e a grupos privados em leilões anteriores, o debate parece centrar-se na melhor estratégia para maximizar a participação nacional no desenvolvimento dos blocos ainda não leiloados. De maneira geral, representantes da indústria (especialmente das IOCs) defendem a manutenção do atual regime de leilões e concessão, mesmo que com um aumento da participação governamental via *royalties*, impostos e contribuições especiais mais elevados³⁰³. Segundo essa linha de argumentação, os próprios resultados da descoberta do pré-sal confirmam a eficiência do modelo atual e o argumento de que o regime deve ser mudado, porque o risco de novas explorações é quase nulo, seria falacioso. Segundo Ivan Simões, Diretor da BP no Brasil, “sempre há riscos, geológicos, comerciais, operacionais”³⁰⁴.

Outra linha de argumentação defende a ideia de que a descoberta do pré-sal é suficientemente importante para justificar mudança na maneira como as áreas ainda sob controle da União serão levadas ao mercado. Essa corrente de pensamento afirma que, pelo menos na área ao redor de Tupi, o risco de exploração parece ter-se reduzido significativamente – a sequência de descobertas ou anúncios de indícios, tanto da Petrobras, quanto de outras operadoras parece confirmar, até o momento, essa expectativa. Assim, pelo menos no que concerne a exploração nas áreas de menor risco do pré-sal, o modelo de leilões e concessão, desenhado originalmente para atrair investidores para o Brasil – um país que estava longe de ser considerado como uma área particularmente promissora para as IOCs – não mais atenderia às necessidades nacionais. A opção geralmente defendida por esta corrente é a instauração de um regime de partilha da produção, em que o Estado compartilha os riscos do

³⁰² Pacheco, Natália. *Pré-sal anima mercado*. EnergiaHoje. 07/11/08. Acessível em <http://www.energiahoje.com>. Consultado em 15/12/2008.

³⁰³ Entrevista com Ivan Simões Filho, Diretor da BP, concedida ao autor em 27/11/2008.

³⁰⁴ *Ibidem*.

investimento inicial em troca de maior remuneração referente à produção de petróleo e gás. Confere, também, controle mais eficiente sobre o ritmo e destino da produção petrolífera. Registra-se ainda discussão paralela sobre a necessidade, ou não, de se criar uma nova empresa estatal no caso da adoção do regime de partilha. O argumento a favor da nova estatal é, em linhas gerais, que conceder “de mão beijada” o controle das áreas ainda não leiloadas à Petrobras significaria remunerar em excesso os acionistas privados daquela empresa. Pesam, naturalmente, a favor da Petrobras, sua reconhecida competência técnica, imagem positiva junto à população brasileira, prestígio político e inegável capacidade de levantar recursos financeiros. A rigor, nada impede que uma nova empresa estatal conviva harmonicamente com a Petrobras; o desafio seria a criação de um marco regulatório suficientemente completo e flexível. Complicador adicional diz respeito à possibilidade de que muitos dos blocos explorados em torno de Tupi por diferentes empresas façam parte, na verdade, de um gigantesco bloco unificado. A confirmação dessa realidade exigiria um processo complexo – e demorado – de “unitização” do campo e divisão proporcional de benefícios a cada uma das partes. A tarefa seria ainda mais complexa caso venha a envolver áreas que ainda não foram a leilão.

O debate quanto ao regime de produção no pré-sal, apesar de pretender balizar investimentos com prazos de maturação medidos em anos e em décadas, parece focalizar uma realidade estática, ao fixar-se sobre os riscos exploratórios. Considerações quanto à dinâmica do próprio mercado de energia de maneira geral, e de petróleo em particular, talvez pudessem informar a tomada de decisão. Se há a expectativa de que um processo de transição do atual paradigma energético ocorra em breve e de maneira relativamente “indolor” e acelerada, talvez a melhor estratégia do ponto de vista do interesse nacional seja a adoção de um regime que permita a atração maciça de investimentos no menor prazo possível para desenvolvimento e comercialização dos recursos do pré-sal. Tal estratégia permitiria a comercialização de pelo menos parte dos recursos ainda na “alta”, ou antes da era “pós-petróleo”, onde o produto tenderia a perder valor a ponto de, até mesmo, ameaçar a viabilidade econômica da produção em águas ultraprofundas. Se, por outro lado, a aposta é em uma transformação do paradigma energético marcada por um período de transição relativamente longo sob a égide do PO – e uma valorização continuada das reservas remanescentes até que seja estabelecido um novo equilíbrio para a

equação energética mundial – então, poder-se-ia afirmar, com boa margem de acerto, que a melhor opção seria o regime de partilha, pois permitiria ao Brasil não apenas compartilhar os benefícios econômicos de preços crescentes durante a crise, mas ainda os benefícios políticos advindos do controle físico sobre o petróleo produzido no pré-sal.

De qualquer maneira, a decisão de respeitar os contratos e leilões realizados parece acertada, pois – além de preservar a imagem do país como endereço estável para a atração de investimentos estrangeiros – dá segurança e estímulo tanto para o prosseguimento das custosas campanhas de exploração, quanto para a realização tempestiva dos investimentos preliminares para o desenvolvimento e produção das zonas já concedidas em leilão (majoritariamente pertencentes à Petrobras). Trata-se de uma estratégia intermediária, que evitaria a paralisação enquanto ainda pairam significativas dúvidas de caráter geológico, técnico, político e econômico sobre a melhor estratégia para aproveitamento das novas jazidas. O pré-sal, por suas características extremas e grandes dimensões, já entrou para o rol das mais importantes províncias petrolíferas do planeta. Talvez seja ainda mais importante, do ponto de vista do interesse brasileiro, determinar se o pré-sal entrará para a história como uma das últimas (a última?) grande descoberta da era do petróleo, ou a primeira da nova era pós-petróleo.

A partir do exame do PNE 2030, da análise das possibilidades de ampliação das fontes renováveis na matriz energética e da promessa de abundância de hidrocarbonetos contida no pré-sal parece seguro assumir que o Brasil, mesmo diante da eventualidade de uma crise mundial no suprimento de energia nos moldes do PO, estaria com sua segurança energética razoavelmente garantida nas próximas décadas. Na verdade, dado o panorama atual caracterizado por matriz substancialmente renovável, a expansão da produção de biocombustíveis e as impressionantes descobertas do pré-sal, parece perfeitamente justificável supor que o Brasil poderá contar com um superávit energético não desprezível, mesmo durante eventual processo de transição para um paradigma pós-petróleo. Isto não significa, de maneira alguma, que o País passará ileso por um processo de transformação econômico, político e social tão profundo como a consolidação de uma nova ordem energética global. É muito provável que os efeitos sistêmicos da crise, refletidos

na redução do crescimento da economia mundial, redução de demanda por importações brasileiras, bem como uma eventual deterioração nos fundamentos de segurança global e regional, tenham forte impacto sobre o Brasil. Apesar disso, o equacionamento tempestivo da OIE em bases sustentáveis conferirá ao País instrumentos poderosos para mitigar os piores efeitos da crise. Tudo o mais constante, o Brasil estará credenciado para emergir do processo de transformação da matriz energética mundial relativamente melhor posicionado do que seus pares entre os países emergentes e, também, muitos daqueles entre os países desenvolvidos.

A formulação de uma estratégia suficientemente ágil e abrangente para que o Brasil possa maximizar os benefícios de seu potencial energético durante a fase aguda de transição para um novo paradigma pós-petróleo não pode prescindir de uma análise acurada (e permanentemente atualizada) da realidade internacional. Esse diagnóstico faz-se especialmente necessário para a América do Sul, região em que as necessidades e os interesses políticos, econômicos e energéticos do Brasil estão concentrados como em nenhuma outra.

4.2 Perspectivas para a América do Sul

Tal como ocorre em escala global, o PO afetaria de maneira diferente países específicos da nossa região. Apesar do potencial para a autossuficiência em matéria energética, o continente sul-americano está dividido entre países importadores e exportadores líquidos de energia, com diferenças consideráveis em termos de matriz energética. Especialmente no que tange a petróleo, as condições regionais parecem emular algumas características globais, tais como reservas, produção e consumo altamente concentrados: a Venezuela detém 80% das reservas (que não incluem o pré-sal) e é responsável por 40,5% da produção; o Brasil responde por 52% do consumo e 27% da produção (com maior parcela das reservas a partir da confirmação dos recursos do pré-sal). Equador, Colômbia e Argentina são também importantes produtores, mas apenas o primeiro tem logrado expandir sua oferta de petróleo nos últimos dez anos, enquanto a produção Argentina evidencia nítida decadência³⁰⁵.

³⁰⁵ BP Statistical Review, 2008.

Por um lado, a abundância provada e potencial de recursos energéticos no continente³⁰⁶, bem como os fundamentos macroeconômicos de muitos países da América do Sul, revelam um grau maior de preparo e certa flexibilidade para enfrentar uma crise externa nos moldes do PO. Documento da Comissão Econômica para a América Latina (CEPAL) atribui esta maior fortaleza a “uma melhor posição externa, com acumulação de reservas, quitação da dívida externa e menor necessidade de financiamentos externos devido ao ‘boom’ dos preços internacionais das *commodities* que a região exporta”³⁰⁷. Por outro lado, as condições objetivas para a substituição em grande escala dos hidrocarbonetos não são promissoras no médio prazo, o que pode vir a comprometer a adaptação dinâmica à crise e à transformação do paradigma energético mundial. Este diagnóstico vale tanto para os países importadores, quanto para os exportadores de petróleo da região, sendo que estes últimos tenderão a ser beneficiados por um aumento nos preços do petróleo, mas negativamente afetados pela mudança do paradigma atual. A única exceção parece ser o Brasil, com reservas e produção crescentes de hidrocarbonetos e alto componente de fontes renováveis na matriz energética.

Entre os países exportadores de petróleo, a Venezuela deverá ser um dos principais beneficiários da escalada de preços provocada pelo PO. Não apenas o país detém as maiores reservas do continente, mas também conta com perspectivas para aumento de sua produção. Além disso, a consolidação de patamares elevados para os preços do petróleo permitiria à Venezuela explorar economicamente seus vastíssimos depósitos de petróleo não convencional ultrapesado, de características similares às areias betuminosas do Canadá. Equador e Colômbia também seriam beneficiados com significativos aumentos em suas receitas de exportação, especialmente à medida que logrem expandir, ou ao menos manter, seus níveis de produção. No Equador, o setor petrolífero responde por metade do valor total das exportações – embora parte desses recursos tenha que ser despendida na importação de derivados

³⁰⁶ A América do Sul detém 8,6% das reservas de petróleo mundiais de petróleo, mas seu consumo chega apenas a 4,8% do total mundial. Simões, Antonio. *Op cit.* Pág. 24. E BP Statistical Review. [nota: dados não incluem potencial do pré-sal].

³⁰⁷ Altomonte, Hugo. *América Latina y el Caribe Frente a la Conyuntura Energética Internacional: oportunidades para una Nueva Agenda de Políticas.* Santiago: CEPAL, 2008. Pág. 16.

de petróleo – e um terço da receita tributária; na Colômbia, o petróleo representa 24% das vendas externas e a maior fonte geradora de impostos para o país³⁰⁸. A Bolívia também se beneficiaria dos altos preços do petróleo na medida em que suas exportações de gás estão vinculadas às cotações internacionais da *commodity*. A Argentina, atualmente exportadora líquida de hidrocarbonetos, mas com seus campos em franca depreciação, já se encontra no platô ou na parte descendente de sua curva de Hubbert e deverá juntar-se ao grupo dos importadores líquidos nos próximos anos³⁰⁹. Entre os países exportadores de hidrocarbonetos, parece claro que Venezuela, Equador e Bolívia (em escalas diferentes) detêm o maior potencial de reservas para a expansão da produção, embora fatores político-econômicos, acesso a investimentos (principalmente entre os dois últimos) e estratégias de mercado (incluindo o fato de os dois primeiros serem membros da OPEP) possam arrefecer seu ritmo de produção.

Mesmo levando em conta a abundância de reservas de hidrocarbonetos na região, preocupa a incapacidade dos países exportadores ampliarem sua produção. No período entre 2000 e 2007, que coincide, *grosso modo*, com o mais recente *boom* nos preços do petróleo, a produção dos principais países do continente decaiu 4,2%, enquanto o consumo aumentou 11%³¹⁰. De fato, o único país da região a aumentar significativamente sua produção nos últimos anos foi o Brasil (44%). Se descontarmos os ganhos obtidos no País, a produção regional teria decaído cerca de 16%³¹¹ durante o último *boom* do petróleo. Principalmente na hipótese de uma transição curta para um paradigma energético pós-petróleo, os países da região que não lograrem desenvolver tempestiva e eficientemente suas reservas perderão oportunidades de monetizar seus recursos energéticos no auge dos preços, que tenderão a voltar a declinar à medida que novas fontes de energia são incorporadas à matriz mundial³¹². Note-se que a

³⁰⁸ Salomão, Luis Alfredo, *op cit.* Págs. 88 e 90.

³⁰⁹ Provavelmente o primeiro caso de PO em âmbito regional. Entrevista com John Forman em 20/11/2008.

³¹⁰ BP Statistical Review.

³¹¹ *Ibidem*.

³¹² Não se trata de adotar uma estratégia simplista de produção no limite da capacidade, muitas vezes associada ao comportamento das IOCs, mas apenas de manter a habilidade, ou flexibilidade, de levar ao mercado quantidades de petróleo compatíveis com estratégias ideais de comercialização do produto.

insuficiência na produção também poderia vir a comprometer, ou ao menos arrefecer, o ímpeto para uma integração energética regional. O exemplo da Bolívia, nos últimos anos, parece emblemático desse risco. O caráter confrontacional (e algo grandiloquente) da estratégia adotada pelo governo boliviano durante a renacionalização de suas reservas de hidrocarbonetos propiciou um estremecimento nas relações com seu principal aliado estratégico, parceiro comercial e investidor (o Brasil), bem como o afastamento de companhias petrolíferas internacionais. O déficit de investimentos e produção resultante desta escolha fez com que o país se visse impossibilitado de exportar quantidades maiores de gás (principalmente para a Argentina) durante o recente período de alta nos preços – que agora sofrem marcante inflexão na esteira da mais grave crise econômica desde a Grande Depressão.

Do ponto de vista dos países importadores, um dado crítico para a mensuração dos efeitos econômicos do PO é a dependência externa de petróleo (e gás, cujo preço é atrelado ao do petróleo). Quanto maior a dependência externa, maior o impacto direto na balança de pagamentos. Impactos secundários extrapolarão a balança de pagamentos e alimentarão pressões inflacionárias ao longo de toda a cadeia de produção. Sua dependerá de muitos fatores – inclusive qualidade e eficácia das políticas monetária e fiscal – mas também da intensidade da utilização de petróleo na economia e, em médio prazo, da elasticidade da demanda por petróleo (e gás) em um país específico.

Observam-se graus diferentes de vulnerabilidade na região. O Brasil é atualmente importador líquido de energia, mas é praticamente autossuficiente em hidrocarbonetos, com perspectivas de passar ao campo dos exportadores em médio prazo. A Argentina está em situação oposta à do Brasil, podendo passar para o campo dos importadores. O Peru tem uma produção modesta de petróleo e é importador líquido, mas detém abundantes reservas de gás, que tenderiam a proteger sua economia durante o pior da crise. Chile e Uruguai são casos típicos de países em desenvolvimento significativamente dependentes de importações de hidrocarbonetos³¹³, e serão pesadamente afetados pelo PO – especialmente diante da possibilidade de que uma de suas fontes

³¹³ O Chile importa cerca de 2/3 de toda a energia que utiliza e mais de 99% do petróleo; o Uruguai é ainda mais dependente. Salomão, Luis Alfredo, *op cit.* Pág. 93-94 e 100.

principais, a Argentina, deixe de exportar. O Paraguai, embora seja o maior exportador de eletricidade do continente, não adaptou sua economia para tirar vantagem dessa abundância de energia e deverá ser afetado com rigor pelo PO, especialmente pelo fato de possuir uma economia menos estruturada do que a do Chile e do Uruguai³¹⁴. Guiana e Suriname tendem a sofrer um impacto similar aos dos países de menor desenvolvimento relativo da África ou Ásia. Sua grande dependência externa e institucionalidade precária tornariam estes países extremamente vulneráveis aos piores efeitos do choque.

Os impactos do PO na América do Sul não ficarão circunscritos a fenômenos econômicos. A valorização do petróleo como recurso estratégico – bem como, em um cenário de escassez da *commodity*, de outras formas de energia – refletir-se-á tanto na maneira como a região se relaciona com o mundo, quanto na dinâmica interna sul-americana. O fato de a América do Sul contar com cerca de 8,5% das reservas mundiais de petróleo (sem falar do pré-sal ou do petróleo pesado venezuelano), não oferecer riscos significativos em termos de conflitos interestatais e apresentar rotas desobstruídas para o escoamento da produção petrolífera por vias marítimas³¹⁵ aguçará o interesse das grandes potências consumidoras pelos recursos energéticos da região. Embora não ocorra em termos similares aos verificados na África – continente que detém reservas comparáveis às da América do Sul e maiores excedentes exportáveis – a região já figura, por exemplo, como mais um “tabuleiro” na disputa global entre companhias estatais chinesas e indianas por acesso a reservas e blocos de exploração. Aqui, como em outras partes, a China saiu na frente na corrida com a Índia pela diversificação de supridores de energia. Com efeito, a compra de um campo no Peru, em 1993, foi a primeira feita por uma companhia chinesa de petróleo no exterior³¹⁶.

³¹⁴ Entre 2000 e 2006, o déficit na “conta petróleo” alcançou quase 6% do PIB paraguaio, 3,3% do PIB uruguaio, 3,2% do PIB chileno, 1,1% do PIB peruano e 0,4% do PIB brasileiro (a tendência no Brasil é que esse número caia à medida que novas reservas entrem em produção). Altomonte, Hugo. *Op cit.* Pág. 9.

³¹⁵ Especialmente no que diz respeito aos mercados dos EUA, Europa e, até mesmo, Índia. O escoamento de petróleo sul-americano para o Extremo Oriente (China, Japão) precisa franquear ao menos um “gargalo” vulnerável: o estreito de Malaca.

³¹⁶ Jiang, Wenran. *China's Energy Engagement with Latin America*. In China Brief Volume: 6, Issue: 16. The Jamestown Foundation. 9/05/2007. Acessível em <http://www.jamestown.org>. Consultado em 15/12/2008.

Desde então, os investimentos chineses cresceram significativamente, com ênfase no Equador, Venezuela e Brasil. No primeiro país, a estatal chinesa CNPC pagou cerca de US\$ 1,42 bilhões por campos de petróleo com reservas de 143 mb. Na Venezuela, investimentos chineses incluem US\$ 350 milhões na infraestrutura de poços e aquisição de áreas de exploração. O governo venezuelano afirma que a China já recebe 15% de suas exportações de petróleo e afirmou ter a expectativa de que este número atinja 45% até 2012. Para viabilizar o transporte desses volumes crescentes, a Venezuela assinou contrato com estaleiro chinês para a compra de 18 petroleiros ao custo de US\$ 1,3 bilhão³¹⁷. No Brasil, durante a visita do Presidente Hu Jintao, em 2004, foram assinados diversos acordos para investimentos em infraestrutura e energia. Embora projetos importantes se tenham concretizado, como o financiamento para a construção do gasoduto de interligação entre o Sudeste e o Nordeste (GASENE), que deverá atingir o valor de US\$ 2,6 bilhões³¹⁸, outros, como os investimentos para modernização do sistema ferroviário nacional, não se materializaram. Sobretudo no setor de energia, o interesse chinês mantém-se vivo mesmo diante da atual crise econômica: no final de dezembro de 2008, o Ministro Edison Lobão indicou disposição da China para financiar com até US\$ 10 bilhões a produção no pré-sal (com a contrapartida típica de que parte do óleo seria exportada diretamente para aquele país)³¹⁹.

A Índia chegou mais tarde e não dispõe da mesma abundância de recursos que a China. De fato, companhia indiana participou, sem êxito, do leilão que resultou no investimento chinês no Equador, descrito no parágrafo acima³²⁰. Apesar de alguns reveses desta natureza, a Índia também obteve sua parcela de êxitos, tanto no Equador, quanto no Brasil – onde a estatal indiana ONGC-Videsh comprou, em 2006, os 15% de participação da Exxon em campos *offshore* operados pela Shell na Bacia de Campos e, em 2007, assinou acordos com a Petrobras para

³¹⁷ Ibidem.

³¹⁸ Wentzel, Marina. *Chineses querem investir mais em projetos do PAC*. Folha Online. 11/07/2008. Acessível em <http://www.folha.uol.com.br>. Consultado em 15/10/2008.

³¹⁹ Cruz, Valdo. *China oferece US\$ 10 bi ao pré-sal, diz Lobão*. In Folha de S. Paulo, 8/12/2008. Acessível em <http://clippingmp.planejamento.gov.br>. Consultado em 19/12/2008.

³²⁰ Jiang, Wenran. *China and India Come to Latin America for Energy*. Chinese Institute at the University of Alberta. 2006. pág. 16. Acessível em <http://www.uofaweb.ualberta.ca>. Consultado em 28/12/2008.

a exploração recíproca em blocos de águas profundas no Brasil e na Índia (três blocos em cada país)³²¹. Na Venezuela, a ONGC participa do desenvolvimento de óleo pesado na bacia do Orinoco³²². Companhias indianas contemplam, ainda, a possibilidade de comprar terras e usinas no Brasil, Argentina e Suriname, para a produção de biocombustíveis a serem exportados para a Índia³²³. A ampla capacidade indiana para o refino de óleos pesados³²⁴, comuns na região, também poderá oferecer ao país vantagens comparativas em relação à China para o fechamento de acordos com países específicos da América do Sul. Além da visível disputa global por fontes de energia, China e Índia vêm dando sinais de estarem dispostas a cooperar, quando for o caso, na aquisição de ativos energéticos sul-americanos. Em 2006, a ONGC e a chinesa SINOPEC compraram, em conjunto, os ativos colombianos da empresa norte-americana Ominex, pelo preço de US\$ 800 milhões³²⁵.

O aumento de investimentos de potências emergentes na região (principalmente da China), não foi bem recebido por segmentos relevantes do *establishment* político norte-americano. A “invasão” chinesa foi alvo de uma audiência no congresso norte-americano em 2005 e desperta paixões claramente evocatórias da Guerra Fria em políticos como o Deputado Dan Burton, membro da Subcomissão de Assuntos do Hemisfério Ocidental da Câmara. Segundo esse Deputado, os EUA “*should always look at Latin America in relation to the Monroe doctrine. We have concerns: Chavez, Castro, Ortega, Morales in Bolivia and their connections with communist China (...) we need to pay particular attention to that*”³²⁶. De muitas maneiras, a confrontação entre EUA e

³²¹ Petrobras, “*Petrobras assina contrato de parceria para exploração e produção com estatal da Índia*”. Acessível em <http://www.petrobras.com.br>. Consultado em 16/12/2008.

³²² Klare, Michael T. *Op cit.* Pág. 81.

³²³ Ramesh, M. *Great potential to leverage synergies between India and Latin America*, The Hindu. 10/10/2007. Acessível em <http://www.thehindubusinessline.com>. Consultado em 19/12/2008.

³²⁴ Capacidade da qual a Petrobras se serve há vários anos para o processamento de parte de seus óleos pesados e que é responsável pela maior rubrica do intercâmbio indo-brasileiro. In Entrevista concedida ao autor por John Forman.

³²⁵ Jiang, Wenran. *China and India Come to Latin America for Energy*. Chinese Institute at the University of Alberta. 2006. Pág. 18. Acessível em <http://www.uofaweb.ualberta.ca>. Consultado em 28/12/2008.

³²⁶ Hawksley, Humphrey. *China's new Latin American revolution*. In The Financial Times, 4/5/2006. Acessível em <http://www.ft.com>. Consultado em 19/12/2008.

China (e entre ambos com a Índia) pelo acesso a recursos energéticos da América do Sul parece espelhar a dinâmica observada na África, até mesmo na retórica exacerbada de autoridades norte-americanas e no *modus operandi* chinês – que inclui visitas de altas autoridades, recebimento de petróleo bruto como contrapartida de investimentos e contratos de acesso a recursos energéticos que englobam investimentos em infraestrutura por firmas chinesas. Há, no entanto, algumas diferenças notáveis. Em primeiro lugar, embora os volumes de comércio energético dos EUA com a África e a América do Sul sejam comparáveis – 22 e 19% das importações totais norte-americanas respectivamente³²⁷ –, não há base de comparação equivalente para o caso da China, que tem na África a origem de mais de um terço de suas importações de petróleo, enquanto a nossa região responde por pouco mais de 3% desse total³²⁸. Em segundo lugar, ao contrário do que ocorre na África, onde está em curso uma verdadeira “corrida” de empresas de energia de todas as nacionalidades, sobretudo chinesas e americanas, pelo acesso aos campos mais promissores³²⁹, observa-se apreciável diminuição na presença de empresas de energia norte-americanas e europeias na América do Sul. Em muitos casos, este recuo foi consequência de políticas que visavam o restabelecimento do controle estatal sobre recursos energéticos; em outros, no entanto, fez parte da estratégia empresarial deliberada de companhias que se desfizeram de ativos, até mesmo em países cujos governos demonstravam grande afinidade com Washington ou ambiente institucional perfeitamente seguro para empresas transnacionais (caso da Ominex, na Colômbia, ou da venda dos ativos da Exxon no Chile). Em terceiro lugar, as nações sul-americanas gozam de maior estabilidade e são, de maneira geral, institucionalmente mais maduras e menos vulneráveis do que suas contrapartes africanas a ingerências e pressões externas (chinesas, norte-americanas, indianas ou europeias); contam, além disso, como uma espécie de “rede de proteção” conformada pela

³²⁷ Segundo dados da EIA no *site* do Senador Richard Lugar. Acessível em <http://lugar.senate.gov>. Consultado em 18/12/2008.

³²⁸ Jiang, Wenran. *China and India Come to Latin America for Energy*. Chinese Institute at the University of Alberta. 2006. pág. 15. Acessível em <http://www.uofaweb.ualberta.ca>. Consultado em 28/12/2008.

³²⁹ Klare, Michael T. *op cit.* Pág. 147 e 150.

malha de apoios e acordos regionais – nos âmbitos político, econômico e de defesa –, que não parece encontrar paralelo nas instituições africanas.

Pela própria história relativamente pacífica da América do Sul, e graças aos esforços diplomáticos que conferem crescente coesão política e econômica à região, parece algo remota a possibilidade de conflitos militares entre nações sul-americanas pelo acesso a recursos energéticos. Além disso, poucas potências externas teriam capacidade de projetar efetivamente sua força militar sobre a região – certamente não seria o caso da China ou da Índia. Entre as nações que o poderiam fazer destacam-se, é claro, os EUA, cujo histórico repleto de episódios lamentáveis de ingerência política – incluindo, em 2002, a aceitação tácita (no mínimo) de um golpe de Estado contra o governo de Hugo Chávez – não deixa de ser motivo para cautela, principalmente em um cenário de crise energética e após o restabelecimento da 4ª Frota, com uma área de atuação que compreende o Caribe e o Atlântico Sul. O Presidente Lula vinculou, com preocupação, a reativação da 4ª Frota às descobertas no pré-sal. Após gestões diplomáticas brasileiras, a então Secretária de Estado Condoleezza Rice ligou para o Chanceler Celso Amorim a fim de assegurar o “caráter burocrático” da mudança³³⁰. Apesar do acirramento de ânimos de lideranças da região (especialmente de Bolívia e Venezuela) contra os EUA e de recentes trocas de acusações de parte a parte, é possível que a situação mais delicada e potencialmente explosiva envolvendo o acesso de potências globais aos recursos energéticos sul-americanos não diga respeito a pretensões hegemônicas norte-americanas, mas sim a conflitos coloniais mal resolvidos que datam do século XIX. Sobretudo em um contexto de decadência na produção energética argentina, é fácil imaginar o potencial para tensões e conflitos resultantes da eventual descoberta de reservas expressivas de hidrocarbonetos na costa das ilhas Malvinas³³¹, região que parece contar com perspectivas promissoras e vem sendo ativamente prospectada por empresas internacionais. Assim, embora seja esperado que, pelo menos na América do Sul, as disputas de potências globais pelos recursos energéticos da região se deem em bases comerciais

³³⁰ Cantanhede, Eliane. *Rice telefona a Amorim para explicar Quarta Frota*. Folha de S. Paulo, 16/07/2008. Acessível em <http://www.folha.com.br>. Site consultado em 19/12/2008.

³³¹ Uma ideia do potencial para tensões em torno do assunto pode ser obtida a partir da leitura do artigo publicado pela BBC: *Argentina ends Falklands oil deal*, de 28/05/2007. Acessível em <http://news.bbc.co.uk>. Consultado em 19/12/2008.

e mediante negociações com nações relativamente fortalecidas (ou, no mínimo, “escaldadas”) contra ingerências e manipulações externas, seria prudente, em um contexto de PO, reforçar os laços e estruturas de segurança regionais como forma de contribuir para a manutenção da paz e da estabilidade na região.

Na América do Sul, assim como tem ocorrido em âmbito mundial, as nações superavitárias em energia, especialmente aquelas com excedentes facilmente comercializáveis no mercado internacional, não serão apenas objetos passivos das necessidades de segurança energética de potências globais. Como se viu na análise dos cenários de PO, o controle de recursos energéticos reforça consideravelmente o poder de “alavancagem” política destes países. Corolário previsível dessa valorização da energia como recurso estratégico é o fortalecimento da tendência do Estado a exercer autoridade ou controle sobre os recursos energéticos em seu território; trata-se, como se viu, do recrudescimento de uma dinâmica já secular e de âmbito mundial, que se acirra durante épocas de escassez de petróleo. Na América do Sul, este processo adquiriu contornos muito claros na forma do “nacionalismo energético” que forneceu o pano de fundo para amplo movimento pela renacionalização das reservas de petróleo, com destaque para Equador, Venezuela, Bolívia e, de maneira algo diferente, Argentina. A estratégia para a recuperação das reservas principalmente em mãos das companhias internacionais de petróleo (mas também em mãos de algumas empresas estatais como a Petrobras) parece análoga àquela empreendida pela Rússia a partir da presidência de Vladimir Putin, inclusive com revisões de contrato, pressões políticas e, no caso do Equador, recurso a estratégias de pressões indiretas embasadas em processos legais por evasão de impostos ou violação de leis ambientais. Na Argentina, o governo Kirchner submeteu as empresas internacionais de petróleo a pressões de natureza legal, política e regulatória com o fito de forçá-las a atuar conforme os desígnios estatais. Uma das consequências dessa ação governamental foi a redução da rentabilidade das companhias petrolíferas³³², principalmente mediante a obrigação da venda de gás e derivados de petróleo no mercado doméstico a preços consideravelmente inferiores aos praticados no mercado internacional. Com a criação da nova estatal ENARSA, Buenos Aires pretende

³³² Ver, TEL 1061/08 de Brasemb Buenos Aires.

recuperar ao menos parte do controle sobre as reservas do país. Hoje, o principal ativo da empresa é o direito de exploração nas águas territoriais argentinas, mas é possível que venha a adquirir parte dos ativos das empresas privatizadas na década de 1990³³³. De maneira geral, com a possível exceção da Argentina, estes processos de renacionalização parecem estar chegando ao fim de um ciclo, que se completará com a recuperação substancial das reservas de petróleo e gás da região por suas estatais nacionais (com prejuízo das IOCs e de estatais como a Petrobras, que investiram em ativos energéticos durante as privatizações dos anos 1990). O advento de um PO no médio prazo, no entanto, poderia inaugurar uma renovada onda de pressões, inclusive sobre os recentes acordos feitos por IOCs e estatais (inclusive a Petrobras) para a viabilização de novos investimentos no Equador, Bolívia, Argentina e Venezuela. Outros produtores da região, que mantiveram políticas mais brandas em relação à participação do capital privado e estrangeiro em seus setores de hidrocarbonetos, também poderiam vir a adotar políticas visando o aumento da participação e controle Estatal no setor de energia, com ênfase em hidrocarbonetos. Alternativamente, o período de escassez energética poderá implicar no acirramento do “nacionalismo energético” com foco em outros ativos energéticos como hidrelétricas³³⁴ ou, eventualmente, usinas de etanol desenvolvidas no entorno com capital brasileiro. Nestas circunstâncias, parece prudente buscar a maior transparência possível bem como amplo consenso político e social para novos investimentos energéticos na região; atitude certamente compatível com o objetivo da criação de um mercado energético embasado em uma estrutura sólida de acordos regionais e bilaterais.

A retomada do controle das reservas de hidrocarbonetos pelo Estado permitirá aos países superavitários em energia do continente, especialmente em um contexto de PO, utilizarem seus recursos energéticos com fins políticos. Entre os *global players* da região (essencialmente a Venezuela, mas, em futuro próximo, provavelmente também o Brasil), o alcance da “diplomacia do petróleo” será mundial; mesmo países com

³³³ Ghirardi, André. *Gás natural na América do Sul: do conflito à integração possível*. In *Le Monde Diplomatique Brasil*. 31/01/2008. Acessível em <http://diplo.uol.com.br>. Consultado em 19/12/2008.

³³⁴ Destacam-se, desde já, as reivindicações paraguaias em relação a Itaipu sob o manto da preservação da “soberania energética” daquele país.

reservas mais limitadas ou aqueles isolados (como Peru ou Bolívia) poderão aumentar consideravelmente seu poder de barganha em âmbito regional. Em sentido contrário, países dependentes de fontes externas de energia (principalmente Chile e Uruguai, mas, potencialmente, também a Argentina) poderão ter seu poder de barganha e influência regional reduzidos. O atrito entre Chile e Bolívia resultante das reivindicações bolivianas para a recuperação de sua saída para o mar parece ilustrar bem esta dinâmica. A recusa boliviana em permitir o acesso chileno às expressivas reservas de gás do país provavelmente constitui um dos mais significativos instrumentos de pressão por parte de La Paz para a obtenção de suas pretensões territoriais. Diante de uma crise global de abastecimento com efeitos severos no Chile, a posição boliviana poderá ser consideravelmente reforçada. Por outro lado, o desenvolvimento de fontes alternativas de suprimento de energia pelo Chile (o país tem amplo potencial para energia hidrelétrica e eólica, e o desenvolvimento de biocombustíveis celulósicos e o barateamento da energia solar também poderiam ajudar a diversificar sua matriz) poderia vir a limitar o atual poder de barganha boliviano.

Além de favorecer o acirramento do interesse de potências globais por recursos energéticos locais e propiciar alterações no equilíbrio relativo de forças entre países da região, é possível que uma crise nos moldes do PO exerça influência desestabilizadora sobre a dinâmica interna dos países da América do Sul. Desse ponto de vista, a valorização dos recursos energéticos, principalmente das reservas de hidrocarbonetos, poderá criar ou exacerbar uma dinâmica de confrontação entre setores e forças sociais por maior acesso aos rendimentos do petróleo. Alternativamente, o controle de recursos energéticos (ou a sabotagem de infraestrutura energética) pode ser usado com maior eficiência como instrumento de pressão em conflitos domésticos. Crises de abastecimento em países importadores também tendem a gerar protestos, quando não violência localizada, e a ter impactos negativos na popularidade de governantes de turno. Curiosamente, esta segunda categoria de protestos tende a ser menos explosiva do que conflitos internos envolvendo a distribuição de riquezas advindas do comércio e produção de energia. No continente, há amplos (e recentes) precedentes para confrontos em que recursos energéticos desempenharam papel protagônico. Na Venezuela, em 2002, a greve geral convocada pela oposição ao Presidente Chávez teve como

um de seus principais esteios a adesão dos trabalhadores da PDVSA e o desabastecimento de combustível daí resultante³³⁵.

Na Bolívia, protestos populares contra a privatização de reservas de hidrocarbonetos e sua exportação para o Chile figuraram proeminentemente nas crises que resultaram na queda dos Presidentes Losada e Mesa. Em julho de 2004, o então líder do MAS, Evo Morales, criticou a iniciativa de Mesa de aumentar volumes de exportação para a Argentina após a prática ter sido condenada em referendo popular: “*el Presidente Mesa se equivoca y sigue el mismo camino que Gonzalo Sánchez de Lozada. Primero debería aprobar una nueva Ley de Hidrocarburos para luego recién hablar de exportación (...) los días de Carlos Mesa están contados si continúa con esta política entreguista*”³³⁶. Os movimentos autonômicos nas províncias bolivianas também têm na redistribuição da renda petroleira (ou na manutenção de sua parcela de *royalties*) uma importante bandeira política. Em setembro de 2008, a radicalização de confrontos entre governo e oposição resultou na paralisação das exportações de gás para o Brasil (mais uma instância de utilização de recursos energéticos como instrumento de pressão interna)³³⁷. Em 2005, no Equador, protestos das populações amazônicas contra as empresas petrolíferas – e a sabotagem de infraestrutura – provocaram a suspensão da produção nacional e a renúncia do Ministro da Defesa³³⁸. A questão da distribuição dos benefícios da renda do petróleo permeia todo o ambiente político equatoriano e fez parte também da plataforma política do Presidente Correa. Na Colômbia, a infraestrutura petroleira tem sido alvo recorrente do grupo guerrilheiro Forças Armadas Revolucionárias da Colômbia (FARC). Entre os países importadores, apenas em 2008, crises de desabastecimento ou protestos pela elevação de preços provocaram manifestações no Chile (onde 60.000 caminhões deixaram de circular³³⁹)

³³⁵ Ao ponto de o Brasil ser solicitado a enviar um carregamento de gasolina para o maior produtor de petróleo do continente, o que foi feito em dezembro daquele ano por decisão do Presidente Fernando Henrique Cardoso.

³³⁶ Ver EconoticiasBolivia. *Bolívia: Mesa se burla del referendo y exporta más gas*, 23/07/2004. Acessível em <http://www.aporrea.org>. Consultado em 19/12/2008.

³³⁷ PT. *Conflitos na Bolívia causaram mortes e dezenas de feridos*. 12.09.08. Acessível em <http://www.pt.org.br>. Consultado em 13/12/2008.

³³⁸ La Nacion. *Palacio enfrenta en Ecuador su peor crisis por huelgas y protestas*. 20/08/2005. Acessível em <http://www.lanacion.com.ar>. Consultado em 17/12/2008.

³³⁹ EFE. *Paran 60.000 camiones en Chile en protesta por los precios de los combustibles*

e na Argentina (onde habitantes de Buenos Aires reagiram a “panelaços” contra longos *blackouts* provocados por uma onda de calor)³⁴⁰.

Um novo paradigma energético para a América do Sul

Dada a abrangência e magnitude política e econômica de uma crise energética nos moldes do PO, caberia examinar quais são as condições objetivas encontradas na região para minorar seus efeitos mais desestabilizadores, e para a adaptação a um novo paradigma energético pós-petróleo. Dado particularmente preocupante refere-se à eficiência energética. Verifica-se escassa melhora neste indicador na América do Sul desde os choques do petróleo da década de 70. Ou seja, a eficiência na utilização de energia nos últimos 25 anos ficou praticamente estagnada na região, ao passo que, nos países da OCDE, observou-se aumento de eficiência da ordem de 40%³⁴¹. Esse resultado reflete, em parte, o avanço da industrialização nas principais economias do entorno, principalmente em setores intensivos em energia, como indústria de transformação, mineração, siderurgia, cimento e petroquímica. Além disso, uma vez que o índice de eficiência energética é calculado em função do PIB, o período de baixo crescimento econômico durante a década de 1980 também contribuiu para a estagnação da eficiência energética na América do Sul. Outra causa – certamente a menos alvissareira – reflete o fato de pouquíssimos países no continente promoverem políticas consistentes para redução ou melhoria no consumo de energia. Pelo contrário, muitos de nossos vizinhos regionais oferecem subsídios significativos ao consumo de hidrocarbonetos³⁴², despendendo recursos que, via de regra, poderiam ser utilizados, com proveito, para o financiamento de programas de eficiência energética nos setores público e privado. Os subsídios à gasolina, em especial, tendem a ser particularmente perversos por seu caráter altamente regressivo, com tendência a beneficiar os segmentos

3/06/2008. Acessível em http://www.soitu.es/soitu/2008/06/03/info/1212496127_070107.html. Consultado em 19/12/2008.

³⁴⁰ Carmo, Marcia. *Calor recorde causa cortes de energia na Argentina*. In BBC Brasil 28/11/2008. Acessível em <http://www.bbc.co.uk/portuguese>. Consultado em 19/12/2008.

³⁴¹ Altomonte, Hugo. *Op cit.* Pág. 31.

³⁴² Tanto de forma direta, na manutenção de preços baixos, na Venezuela e Equador, como mediante a utilização dos fundos de estabilização no Chile e no Peru.

de mais alta renda relativa capazes de comprar e manter automóveis particulares.

Um recente estudo da CEPAL resume o desempenho medíocre da região neste quesito: “[Apesar de] *dos décadas de discusiones orientadas a dar a la eficiencia energética un lugar mas prominente en las políticas energéticas de los países de America Latina, en la mayoría de estos se han logrado resultados muy limitados*”³⁴³. Segundo o estudo, os únicos países latino-americanos a implementarem um plano consistente de eficiência energética foram México e Brasil – que contam com programas nacionais de eficiência em energia elétrica e petróleo desde 1985 e 1991, respectivamente. Nos demais países da América do Sul, programas de natureza semelhante, mas de escopo mais reduzido, só vieram a ser implementados a partir dos anos 2000: Colômbia e Equador em 2001; Argentina e Peru, em 2003; Chile e Uruguai, em 2005 (Paraguai e Bolívia não contavam, à época do estudo, com programas de eficiência em execução)³⁴⁴. A partir de novembro de 2006, a Venezuela começou a implementar programa para desenvolvimento de energias alternativas e eficiência energética³⁴⁵.

A eficiência energética não será a única maneira pela qual os países da região poderão compensar os efeitos do PO e adaptar suas economias a um mundo pós-petróleo. A manutenção de ritmos adequados de desenvolvimento econômico, bem como a própria sobrevivência de setores industriais energo-intensivos extremamente importantes para a região, demandarão não apenas a economia, mas também o crescimento da disponibilidade de energia, que dependerá, em quantidades crescentes, da utilização de fontes renováveis. A partir do início deste século, impulsionada também pelo objetivo de redução na emissão de gases de efeito estufa, mas, primordialmente, pela trajetória ascendente nos preços do petróleo, muitos países da região alteraram seus marcos legais e introduziram benefícios e incentivos para a ampliação da participação de fontes renováveis em sua matriz energética. Apesar disso, segundo a CEPAL, não se observou ampliação da oferta de energias

³⁴³ Altomonte, Hugo. *Op cit.* Pág. 37.

³⁴⁴ *Ibidem.* Pág. 41.

³⁴⁵ Chacón, Emilce. *Venezuela toma medidas para encaminar el país hacia la eficiencia energética.* Noticias Bolivarianas. 11/1/07. Acessível em <http://vulcano.wordpress.com>. Consultado em 29/12/2008.

renováveis na região entre 2002 e 2005. Mais uma vez, o único país sul-americano a demonstrar progressos significativos foi o Brasil “*donde aplicaron esquemas subsidiados, con particular referencia al programa PROINFA*”³⁴⁶. No que tange a biocombustíveis, apesar do amplo potencial entre os países da região, os programas para sua incorporação nas respectivas matrizes energéticas nacionais ainda estão em fase inicial. Com efeito, a participação de fontes de energia renovável na matriz energética brasileira é muito superior à de nossos vizinhos regionais (no Brasil, apenas 50% da energia advém de combustíveis fósseis, cifra que contrasta significativamente com os 75% do Chile e Colômbia, 82% da Bolívia, 88% da Argentina e 90% de Venezuela e Equador³⁴⁷).

Assim, apesar da grande abundância de reservas de hidrocarbonetos, que permite ao continente ser, potencialmente, autossuficiente em energia³⁴⁸, e a despeito do amplo potencial para a utilização de fontes de energia renovável, a América do Sul, de maneira geral, não parece estar bem preparada para uma eventual transformação do paradigma energético mundial no médio prazo. Além de ser extremamente dependente de combustíveis fósseis, a região caminha com muito vagar no sentido de diversificar e modernizar sua matriz energética. Diante da possibilidade de novas crises energéticas mundiais, a CEPAL critica as “*inércias históricas en la capacidad de ajuste de la región frente a ‘shocks’ de precios internacionales de energía*” e alerta para o risco de reações com características recessivas e inflacionárias “*cuando lo deseable sería un ajuste vía ganancias de eficiencia y productividad en el uso de energía*”³⁴⁹.

Afora as reformas e preparativos internos, que, idealmente, deveriam ser levados a cabo por cada um dos países da região em preparação para uma crise de PO, parece claro que a integração energética do continente, em bases sólidas e à luz de um marco regulatório confiável, pode contribuir tanto para a superação das “inércias históricas” identificadas

³⁴⁶ O Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) foi criado em 2002 (regulamentado em 2004) com o objetivo de alcançar, em vinte anos, mediante subsídios e incentivos, 10% de participação das energias eólica, de biomassa e PCH na matriz energética nacional. Ver Altomonte, Hugo. *Op cit.* Pág. 45.

³⁴⁷ BID. *Como economizar US\$ 36,000 millones en electricidad*. Apresentação para o Seminário Eficiência Energética e Competitividade, São Paulo, 2008. Acessível em <http://idbdocs.iadb.org>. Consultado em 20/12/2008.

³⁴⁸ Simões, Antônio. *Op cit.* Pág. 25.

³⁴⁹ Altomonte, Hugo, *op. Cit.* Pág. 34.

pela CEPAL, quanto para catalisar e viabilizar planos de ação e estratégias de adaptação. De um ponto de vista técnico-econômico, permitiria aproveitar complementaridades em matéria de capacidades energéticas; otimizar recursos para o financiamento de novos projetos de geração, infraestrutura e modernização; reduzir custos, com ganhos de escala; induzir o aproveitamento ótimo dos recursos naturais compartilhados; e, até mesmo, aproveitar diferenças climáticas entre sub-regiões para aliviar picos de demanda em áreas ou países específicos. O mecanismo de interligação em negociação entre Brasil e Argentina – pelo qual esta última recebe energia brasileira nos meses de pico do consumo (durante o inverno austral), e depois “devolve” a energia nos meses de verão, quando a demanda brasileira está em alta – ilustra o tipo de economia e estabilidade possível com a adoção de estratégias integradoras. A partir da experiência brasileira no SIN, também está provado que a interligação energética entre diferentes regiões com regimes de chuva e horários de pico diferentes contribui significativamente para a otimização do aproveitamento da capacidade geradora instalada, bem como para a maximização do potencial energético estocado nos reservatórios de hidrelétricas³⁵⁰.

O diagnóstico acima parece ser compartilhado, no todo ou em parte, pelos governos da região, e a integração energética tem vertentes tanto no eixo governamental e institucional, quanto no eixo comercial³⁵¹. Naturalmente, um empreendimento da magnitude do projeto regional de integração leva tempo, demanda a compatibilização de objetivos e prioridades muitas vezes antagônicas – incluindo divergências entre países exportadores e importadores – e apresenta riscos (e custos), tanto quanto oportunidades. Como afirma Elza Cardozo:

As interdependências energéticas – simétricas e assimétricas, positivas e negativas – vinculam o mundo inteiro ao mesmo tempo em que colocam em evidência a volatilidade do mundo globalizado (...). O que é certo para

³⁵⁰ Entrevista com José Ricardo da Silveira, Assessor de Planejamento e Coordenação da Diretoria Técnica da ITAIPU Binacional, concedida ao autor em 10/1/2009.

³⁵¹ Segundo Simões: “A força motriz desse processo é dupla. Por um lado os governos da região estão mais conscientes das vantagens para seus povos de um maior grau de integração. Por outro, há uma realidade de mercado que aponta na direção de uma integração cada vez maior na região”. Simões, Antonio. *Op cit.* Pág. 25.

o mundo manifesta-se com particular intensidade na América Latina, onde a energia se faz presente na redefinição de numerosas coordenadas no mapa regional. Em cada um dos setores que afeta, aparece como fator gerador de relações prometedoras, assim como de novos temores: de integração e conflito, de segurança e insegurança, de governabilidade e não governabilidade³⁵².

Embora se possa argumentar que, ao contrário do que afirma Cardozo, questões de energia na América Latina não se manifestam com “maior intensidade” do que no contexto global, parece claro que a região deverá navegar por águas turbulentas até lograr a construção de um arcabouço energético suficientemente sólido e abrangente para acomodar as expectativas de todos os países de nosso entorno regional.

Há que se levar em conta, sobretudo, que a questão energética está intimamente relacionada a alguns dos mais persistentes estigmas históricos da região. Entre eles, destaca-se a percepção, na maioria dos casos legítima, de importante parcela da população do continente de que seus recursos naturais e energéticos foram explorados, durante séculos, por potências coloniais, empresas transnacionais e elites corruptas, com escasso (ou nenhum) proveito para o desenvolvimento de seus respectivos países e melhoria de suas condições de vida. Mais do que meramente o recebimento de rendimentos econômicos adicionais (que também são importantes), a recuperação da “soberania energética” em diversos países da região se reveste de importante caráter simbólico, que teria o condão de resgatar, ou redimir, parte das mazelas e injustiças impingidas no passado. A questão da energia está, também, diretamente relacionada a alguns dos pontos mais sensíveis e a atritos ainda latentes no sistema regional (como a distribuição das rendas petroleiras nos países exportadores, o movimento autonomista na Bolívia, o ocaso energético argentino, as reivindicações paraguaias para revisão dos tratados de Itaipu e Yacyretá, bem como a questão das demandas peruanas e bolivianas em relação a territórios conquistados pelo Chile na Guerra do Pacífico). Tal realidade coaduna-se imperfeitamente com a lógica da eficiência econômica, respeito aos contratos e previsibilidade de resultados que, necessariamente, precisam vigorar para assegurar os investimentos (e apostas de risco) de longo prazo que se farão imprescindíveis para a

³⁵² Cardozo, Elsa. *A governabilidade democrática regional e o papel (des)integrador da energia*. In *Política Externa*, vol 15, dezembro, janeiro, fevereiro 2006-2007. Pág. 35.

viabilização e sustentabilidade da integração energética. É possível, por outro lado – e este parece ser um dos principais desafios –, que uma integração energética bem feita venha a contribuir, senão para a solução completa, pelo menos para o encaminhamento parcial de algumas das “arestas” políticas regionais, que, como se viu, tenderiam a ganhar crescente contundência e a representar um fator de maior instabilidade em situação de PO.

Ao se admitir como hipótese de trabalho a possibilidade de um PO em médio prazo, outra variável importante a ser levada em conta no processo de integração regional é o tempo. A procrastinação e negligência em promover políticas que preparem a região para enfrentar o turbulento período que precederá a consolidação de um novo paradigma energético aumentam significativamente a possibilidade de um pouso forçado, em especial para os países importadores de hidrocarbonetos da região. Do mesmo modo, a manutenção de uma excessiva dependência na exploração “rentista” de recursos energéticos abundantes em alguns países poderá engendrar dificuldades futuras, decorrentes da consolidação de uma realidade energética pós-petróleo.

A superação tempestiva dos obstáculos econômicos, logísticos, tecnológicos e políticos referentes à integração energética, bem como o imperativo de uma preparação efetiva para a crise do PO, traz à tona, de maneira incontornável, a questão da liderança do Brasil, quer para a sustentação do processo integracionista, quer como agente potencial da transformação energética do continente. O Brasil é detentor de aproximadamente 50% do território, população e PIB da América do Sul; além de ser o maior consumidor e segundo maior produtor de hidrocarbonetos na região. É também pioneiro na produção de biocombustíveis e conta com uma das matrizes energéticas com maior participação de fontes renováveis entre as principais economias do mundo. Adicione-se a esse conjunto de indicadores a posição geográfica privilegiada do Brasil e a conclusão inevitável é a de que cabe ao País, necessariamente, um papel central não apenas na integração energética do continente, mas também na promoção de uma transição induzida para um novo paradigma energético em um horizonte de tempo que não relegue, mais uma vez, a América do Sul à periferia das grandes transformações globais.

Dizer que cabe ao Brasil papel de vanguarda na transição da região para um novo paradigma energético não implica, necessariamente, dizer que o País estará disposto a desempenhá-lo. Desincumbir-se com êxito das responsabilidades de liderança na integração energética regional não é tarefa simples, ou isenta de custos políticos e econômicos. Em anos recentes, a vigorosa expansão da Petrobras pelo continente, que era tida por muitos analistas como um dos esteios possíveis para a construção de uma América do Sul integrada, foi significativamente afetada pela onda de rejeição política ao período de reformas neoliberais que marcou a região nos anos 1990. Na esteira de uma nova fase de “nacionalismo energético” e na ressaca das renacionalizações de ativos energéticos em todo o continente, a estatal brasileira tendeu a receber tratamento equivalente àquele conferido às IOCs norte-americanas e europeias. Segundo Igor Fuser,

a consolidação da governança liberal na exploração do petróleo e do gás foi um pressuposto para o ingresso da Petrobras nesses países (...). Na medida em que a governança liberal é colocada em xeque por governos nacionalistas e por movimentos político-sociais, a internacionalização da Petrobras na América do Sul sofre um desafio que pode levar a empresa a rever as suas expectativas quanto às operações nessa região³⁵³.

A rebrota do nacionalismo energético na região também parece afetar iniciativas bilaterais outrora consideradas particularmente bem-sucedidas, cuja origem nada tem a ver com as reformas neoliberais dos anos 1990. A bandeira da “soberania energética” sobre a parte paraguaia de Itaipu foi usada como um dos principais elementos da campanha do Presidente paraguaio Fernando Lugo para a derrubada do Partido Colorado. Transformadas em programa de governo, as reivindicações paraguaias tendem a enfatizar um aproveitamento essencialmente comercial do superávit de energia gerado pelo país, sendo que o governo Lugo permanece refratário às propostas brasileiras de transformação do potencial elétrico paraguaio em um instrumento para promoção do desenvolvimento econômico e social do Paraguai. A reação de setores

³⁵³ Fuser, Igor. *Internacionalização e conflito: a Petrobras na América do Sul*. XII Encontro Nacional de Economia Política. 2007. Pág. 18. Acessível em <http://www.sep.org.br>. Consultado em 13/12/2008.

relevantes da sociedade brasileira ao que pode ser percebido como um movimento amplo, senão generalizado, de rejeição política aos acordos, entendimentos e obras que possibilitaram uma interação maior do País com seus vizinhos foi, previsivelmente, uma retração e a perseguição da autonomia energética entendida em seu sentido mais restrito, como fica claro na estratégia preconizada pelo PNE 2030. Trata-se, na verdade, como já se viu, do outro lado da moeda das preocupações relativas à segurança energética, que compelem países importadores a buscarem soluções domésticas (ainda que eventualmente menos eficientes) para o suprimento energético.

O melhor caminho a seguir não é óbvio. A integração energética seria uma poderosa ferramenta para auxiliar todos os países da região, inclusive o Brasil, a atravessarem o que se afigura como um penoso e perigoso processo de transição do paradigma energético que provavelmente terá início até 2030 (ou, na visão de um grupo crescente de analistas ao longo da próxima década). Mas o investimento de recursos e do capital político necessários para a viabilização do projeto apresenta riscos concretos, dos quais os recentes reveses sofridos pela Petrobras em muitas de suas operações na América do Sul e o revisionismo paraguaio acerca de Itaipu são apenas um sintoma. Ademais, a descoberta de vastas reservas de petróleo e gás no pré-sal, cuja exploração parece estar no limiar do estado da arte tecnológico, oferece ampla arena para investimentos brasileiros e um salto vigoroso de produção industrial; mas não deixará de demandar enorme quantidade de capital e mão de obra. Parece lógico argumentar que recursos, especialmente aqueles da Petrobras, empregados em projetos de desenvolvimento e de produção e infraestrutura energética em países da região serão recursos que não estarão disponíveis para a exploração de promissoras reservas em território brasileiro.

O Brasil parece ser um dos poucos países com estrutura econômica, dotação de recursos e capacidade tecnológica para garantir a própria segurança energética mesmo diante da eventualidade de um PO. Tal percepção confere elemento importante de tranquilidade (e maior racionalidade) à política energética do Brasil, mas também tende a reforçar os argumentos daqueles setores que defendem uma espécie de autarquia energética para o País. Há de se recordar, no entanto, que, embora o engajamento do Brasil na integração energética regional ofereça riscos concretos, o alijamento brasileiro desse mesmo processo,

especialmente diante da ameaça de um PO no médio prazo, implica riscos não menos palpáveis. Mesmo que o Brasil logre consolidar segurança energética autônoma – com a possível adoção de soluções subótimas em relação ao potencial integrado de geração em âmbito continental –, seria muito mais difícil, senão impossível, evitar os efeitos nefastos do PO em âmbito regional, que incidiriam sobre o Brasil, seja mediante contaminação econômica e deterioração de fluxos comerciais, seja na forma de maior instabilidade política nos países vizinhos. Tal percepção cobra ainda mais força ao se levar em conta que o Brasil constitui peça essencial para a concretização de uma integração energética digna do nome e que, mais cedo ou mais tarde, tanto os países importadores, quanto os países ricos em hidrocarbonetos, poderiam ver-se negativamente afetados pela transformação do paradigma energético.

Assim, a promoção da integração regional figura como uma das melhores “apólices de seguro” contra as consequências negativas do PO, tanto para o Brasil, quanto para seus vizinhos. O objetivo a ser perseguido é nada menos que a interligação de todo o continente por uma infraestrutura energética moderna e abrangente, capaz de promover investimentos em expansão de consumo e capacidade, bem como viabilizar um comércio de energia baseado em contratos previsíveis, com termos percebidos, de parte a parte, como fundamentalmente razoáveis. A consecução dessa meta inegavelmente elevada possibilitaria, além da obtenção imediata dos benefícios de eficiência técnica e estabilidade política para investimentos energéticos, o consumo de maior parte da energia gerada no continente pelas próprias nações da América do Sul. Não se trata, mais uma vez, de pregar uma autarquia, nem mesmo regional. Naturalmente, a abundância de algumas fontes de energia exploradas regionalmente oferece ampla margem para a exportação “extrazona” de recursos energéticos, com ganhos muitas vezes expressivos para as populações dos países exportadores. No entanto, em um contexto de PO, em que a segurança de suprimentos energéticos estaria sob suspeita, poder contar com uma estrutura de abastecimento de energia diversificada, confiável, estruturada econômica e politicamente, pode representar vantagem comparativa importantíssima e garantia de estabilidade para todos os países da região. Em momento posterior, quando a transformação do atual paradigma energético estiver em estágio mais avançado, uma estrutura energética integrada não apenas facilitaria a adoção de algumas das tecnologias que

emergirão da crise (como por exemplo, veículos tipo *plug-in*, e transporte ferroviário eletrificado, que dependem de linhas de transmissão elétrica flexíveis e territorialmente abrangentes), mas também permitiria que países com acesso a alternativas energéticas avançadas (por exemplo, o Brasil, no caso do etanol) atuassem mais eficientemente como agentes disseminadores dessas tecnologias.

4.3 Reservas na escassez: implicações para a inserção global do Brasil

A confirmação do enorme potencial das reservas do pré-sal e o desenvolvimento continuado da capacidade nacional para a produção e consumo de energia em larga escala a partir de biomassa certamente ampliarão o escopo da diplomacia brasileira em um contexto de crise energética e transformação do paradigma mundial. Pré-requisito essencial para um bom desempenho nesta área crucial será o fortalecimento dos canais de diálogo entre os formuladores da política externa brasileira e os setores governamentais e privados responsáveis pela política nacional de energia e a ampliação do conhecimento acerca das possibilidades, desafios e estratégias para a produção, comércio, importação e exportação de energia no Brasil. Neste sentido, é importante que a perspectiva do Ministério das Relações Exteriores encontre um foro institucional onde possa, ao menos, informar a elaboração de políticas energéticas de médio e longo prazo, especialmente, mas não apenas, no que diz respeito à integração energética da América do Sul. O desenvolvimento dos recursos do pré-sal, bem como a expansão e padronização internacional do comércio de etanol – para citar apenas dois setores promissores – muito provavelmente elevarão o Brasil à condição de *global player* no mercado mundial de energia, na exclusiva categoria dos países exportadores. A tradução desse potencial em resultados ótimos do ponto de vista do desenvolvimento brasileiro demanda estratégia abrangente capaz de perceber e utilizar eficientemente as diversas oportunidades políticas e econômicas derivadas da inserção privilegiada em uma das áreas mais sensíveis e estratégicas da agenda global. Sobretudo quando se leva em conta a possibilidade de um PO em médio prazo, parece cada vez mais importante a definição das bases de uma renovada “diplomacia energética” brasileira, que articule estratégias de ação

internacional, a partir do diagnóstico das necessidades e, principalmente, das potencialidades do país na matéria.

A reestruturação do Ministério das Relações Exteriores, que se iniciou com a criação do Departamento de Energia (DE) e culminou com a criação da Subsecretaria-Geral de Energia e Alta Tecnologia (SGEAT), parece refletir o reconhecimento dos amplos desafios e oportunidades que já se abrem para o Brasil no campo da “diplomacia energética” e permitirá atribuir a prioridade necessária à sua execução³⁵⁴. Paralelamente, o estabelecimento e expansão dos setores de energia nas Embaixadas, bem como a institucionalização e eventual ampliação dos cursos oferecidos a diplomatas brasileiros sobre o tema, representam um instrumento inestimável para a sincronização de posições, intercâmbio de informações e preenchimento das eventuais lacunas (sobretudo de conhecimento técnico) referentes à execução, no exterior, do componente energético da política externa brasileira. Finalmente, ainda em termos gerais, há que ter presente o impacto dos desenvolvimentos relativos à energia em outras áreas de atuação da diplomacia brasileira. No campo da análise política, a incorporação da perspectiva do PO, ou, ao menos, de uma elevação da prioridade estratégica atribuída à energia, poderia adicionar importantes elementos de interpretação para episódios e tendências relevantes do atual cenário global, com destaque para a dinâmica política no Oriente Médio, Ásia Central e África – e sua interação complexa com as estratégias internacionais de EUA, UE, China, Índia e Rússia³⁵⁵. Outro exemplo óbvio diz respeito à correlação entre energia e meio ambiente e à necessidade de maior diálogo entre essas duas áreas; mas outras correlações – com integração regional, proliferação nuclear, cooperação científica ou política de segurança – também podem,

³⁵⁴ Note-se que, recentemente, a Secretária de Estado Hillary Clinton anunciou a intenção de nomear um “*energy affairs coordinator*” no DoS. Tal iniciativa derivou, em parte, da crítica feita pelo Senador republicano Richard Lugar (da Comissão de Relações Exteriores do Senado) à decisão da ex-Secretária de Estado, Condoleezza Rice, manter “*the highest ranking State Department official devoted to energy issues (...) at the level of office director*”. Ver Snow, Nick. *Clinton: Energy security a major US foreign policy element*. Oil and Gas Journal. 26/01/2009. Acessível em <http://www.ogj.com>. Consultado em 3/02/2009.

³⁵⁵ Neste particular, parece especialmente oportuna a abertura de Embaixadas em Baku e Astana, ampliando a interlocução com países que poderão estar no centro de transformações importantes no paradigma energético mundial. Outras iniciativas já em curso, como a aproximação com os países árabes e africanos no âmbito das cúpulas América do Sul-Países Árabes (ASPA) e América do Sul-África (ASA) parecem igualmente relevantes e pelos mesmos motivos.

e devem, ser estabelecidas. Uma dinâmica contínua de coordenação entre estas e outras áreas de atuação do Ministério das Relações Exteriores asseguraria a condução coerente e abrangente da diplomacia energética brasileira, com resultados positivos e sinérgicos sobre toda a pauta da política exterior do país.

Na América do Sul, o Brasil pode e deve aspirar a contribuir para a estabilidade regional mediante a construção de um sistema energético efetivamente integrado, o direcionamento de parcela de seu eventual superávit de energia para países deficitários em seu entorno e a promoção de energias renováveis que facilitarão a superação da crise de gestação do novo paradigma energético. Em âmbito mundial, esta capacidade de ação seria mais limitada, o que não quer dizer que o Brasil terá pouca relevância no futuro mercado mundial de energia; pelo contrário, as reservas brasileiras no pré-sal influenciam não apenas o desenvolvimento econômico brasileiro de forma muito concreta, mas também a maneira como o Brasil é percebido pela comunidade internacional. A capacidade de produzir e distribuir biocombustíveis em larga escala tem efeito similar. Desde o início do *boom* do etanol, em 2005, e principalmente a partir do anúncio das descobertas de Tupi, em 2007, houve uma proliferação de relatórios, artigos e editoriais que passaram a retratar o Brasil como potência mundial emergente. Praticamente todos eles incluíam, entre as credenciais do País para ocupar um lugar destacado em uma nova ordem multipolar, o programa nacional de biocombustíveis, as descobertas do pré-sal, ou ambos. Alguns exemplos dessa nova percepção realçada pelo potencial energético nacional incluem *The Economist*, “*Brazil, an economic superpower, and now oil too*”³⁵⁶; *a Businessweek*, “*Brazil, the New Oil Superpower*”³⁵⁷; *Christian Science Monitor*, “*Brazil as a new kind of oil giant*”³⁵⁸; o *World Policy Review*, “*Brazil, the sleeping giant awakens?*”³⁵⁹; *Financial Times*, “*Brazil - Surfing a big wave of*

³⁵⁶ *The Economist*. *Brazil, an economic superpower, and now oil too*. 17/04/2008. Acessível em www.economist.com. Consultado em 27/12/2008.

³⁵⁷ Schneyer, Joshua. *Brazil, the New Oil Superpower*. 19/11/2007. Acessível em www.businessweek.com. Consultado em 12/01/2009.

³⁵⁸ Miller, Sara. *Brazil as a new kind of oil giant*. 14/11/2008. Acessível www.csmonitor.com. Consultado em 19/12/2008.

³⁵⁹ Kingstone, Peter. *Brazil, the sleeping giant awakens?* 12/11/2009. Acessível em www.worldpoliticsreview.com. Consultado em 12/01/2009.

confidence”³⁶⁰; Clarín, “*Brasil avanza como potencia petrolera*”³⁶¹. Esta visão está refletida também nos relatórios do Senado Francês: “*Le Brésil, puissance globale à l’heure des biocarburants*”³⁶² e do National Intelligence Council “2025 Global Trends”³⁶³. A lista certamente não é exaustiva, mas permite ilustrar a relevância da questão energética na melhoria da percepção em relação ao Brasil. Tal dinâmica será ainda mais perceptível entre os grandes países importadores de petróleo – EUA, China, Índia, UE, Japão –, que tenderão a atribuir crescente prioridade ao relacionamento com um potencialmente importante (e estável) fornecedor daquela *commodity* estratégica.

Com efeito, especialmente em um contexto de transformação da matriz energética mundial, a contribuição do potencial energético brasileiro para a projeção internacional do País irá muito além do *upgrade* de imagem (embora tal efeito seja extremamente relevante). Ao contrário do que ocorre em outros BRICs³⁶⁴ – como China e Índia –, a vitalidade econômica e capacidade de crescimento do Brasil não serão limitadas por estrangulamentos energéticos; ao contrário da Rússia, a economia brasileira não sofre – e, corretamente administrada, não sofrerá – de uma excessiva dependência de apenas uma ou duas *commodities* energéticas e contará com combustíveis fósseis e fontes renováveis em sua matriz energética. Como fator adicional de interesse, o petróleo do pré-sal provém de reservas novas, com importante potencial de expansão, enquanto a maioria das outras províncias produtoras poderá estar aproximando-se da maturidade ou mesmo encontrar-se “*post peak*”, como é o caso do Mar do Norte e do México³⁶⁵. Some-se a este “diferencial energético” a

³⁶⁰ Weathley, Jonathan. *Brazil - Surfing a big wave of confidence*. 8/07/2008. Acessível em www.ft.com. Consultado em 10/11/2008.

³⁶¹ El Clarín. *Brasil avanza como potencia petrolera*. 24/05/2008. Acessível em www.clarin.com. Consultado em 10/11/2008.

³⁶² Sénat de la République de France. *Le Brésil, puissance globale à l’heure des biocarburants* 22/07/2008. Acessível em www.senat.fr. Consultado em 12/01/2009.

³⁶³ NIC, *op cit*. Pág. 35.

³⁶⁴ Termo cunhado pela *Goldman & Sachs* para as quatro economias emergentes que considera mais promissoras: Brasil, Rússia, Índia e China. É, hoje, comumente usado na mídia econômica nacional e internacional.

³⁶⁵ Tanto John Forman, quanto Newton Monteiro, em suas entrevistas para esta tese, coincidiram em que o Brasil, juntamente com a Rússia, são os últimos detentores de vastas províncias inexploradas com potencial para hidrocarbonetos do planeta. Entrevistas concedidas ao autor em 20/11/2008 e 25/11/2008.

estabilidade democrática e econômica inerentes ao País e fica evidente o vasto potencial para a atração de investimentos não apenas no pré-sal, mas também no desenvolvimento de fontes renováveis de energia e em todos os setores econômicos que têm na segurança de suprimento energético a preços razoáveis componente importante dos custos de produção. Assim, em uma crise global de suprimento de hidrocarbonetos, o diferencial energético brasileiro deverá atuar nos moldes de um mecanismo anticíclico e importante motor da economia nacional, bem como um significativo fator de competitividade internacional e atração de investimentos. Em estágios mais avançados da transição energética mundial, este papel propulsor do desenvolvimento poderia ser gradualmente compartilhado (ou substituído) pela indústria de energias renováveis, cuja modernização, expansão e atualização devem continuar a ser entendidas como metas estratégicas para o desenvolvimento nacional. Desde que logre explorar racional e eficientemente seus recursos energéticos, o Brasil tem todos os elementos para ingressar no rol dos “*energy superpowers*”, termo criado pelo Senador Richard Lugar, então Presidente da Comissão de Relações Exteriores do Senado dos EUA, para descrever países como a Rússia, a Venezuela e a Arábia Saudita, que utilizam seus recursos energéticos como poderosas ferramentas de projeção internacional.

Principalmente no que diz respeito à utilização dos recursos do pré-sal, caberá decidir qual será a melhor estratégia do ponto de vista do desenvolvimento econômico e social do País. Em um contexto provável de altos preços do petróleo, e mediante a possibilidade de desenvolvimento em larga escala das novas reservas, será grande a pressão (também doméstica, mas principalmente internacional) para adotar uma postura típica de grande país exportador e consumidor de hidrocarbonetos; e talvez ainda mais forte a tentação para um acomodamento – embalado por um fluxo crescente de divisas externas – da competitividade econômica. Esta visão míope facilitaria a contaminação da economia nacional pela “doença holandesa” e apresentaria um sério risco não apenas de reversão ou perda de competitividade econômica nacional, mas ainda para a manutenção de uma matriz energética limpa. Não se trata, tampouco, de defender um entesouramento do petróleo no fundo do mar. A renda petroleira, em um país como o Brasil, pode ser utilizada, com proveito, na construção de infraestrutura essencial para o desenvolvimento, bem como para a promoção de políticas sociais, com

destaque para a educação. Além disso, é possível que o desenvolvimento das enormes, mas pouco acessíveis, reservas do pré-sal não seja sequer viável economicamente em escalas que não envolvam o investimento externo e a exportação de parte da produção. A eventual decisão de abrir a exploração a capitais externos poderá criar novas vias de cooperação com parceiros importantes (China e EUA já declararam seu interesse em investir ou participar da exploração no pré-sal). Mesmo a decisão de manter a produção sob controle mais estrito do Estado poderá impactar a interlocução internacional do País, à medida que acordos para suprimento de longo prazo ganhem crescente relevância e contornos decididamente políticos em um mundo marcado pela escassez de petróleo.

Ainda outro tipo de projeção internacional poderia ser auferida com a associação do Brasil à OPEP. Após as descobertas na Bacia de Santos, o Brasil chegou a ser sondado acerca de seu interesse em aderir àquele cartel. Recusou o convite formalizado pelo Irã³⁶⁶ com base nos argumentos de ainda ser um importador líquido de petróleo e na premissa de que desejará, no futuro, exportar combustíveis refinados, não petróleo bruto³⁶⁷. Adicione-se às explicações oferecidas pelo Ministro de Minas e Energia para a recusa do convite, outras considerações que certamente contribuiriam para a decisão brasileira. O pré-sal oferece a oportunidade para a promoção de políticas integradas de aproveitamento dos recursos energéticos nacionais. A exploração daquela província pode e deve incorporar estratégias para o desenvolvimento de setores associados à produção de petróleo (como a petroquímica, o setor de refino, a construção naval, os serviços de engenharia, de transporte marítimo e logística) e capacitar o desenvolvimento tecnológico do País. Pela ótica externa, pode também contribuir para a consolidação de um mercado regional de insumos para a indústria petroleira e sedimentar relacionamentos com países importadores (China, EUA e Índia vêm à mente). Com estes objetivos presentes, será importante para o Brasil dispor, com liberdade e de acordo com um *timing* próprio, de suas reservas de hidrocarbonetos. Suas necessidades econômicas e energéticas muito provavelmente serão fundamentalmente diferentes daquelas de países que têm na exportação

³⁶⁶ Ver O Tempo. *Brasil é convidado para OPEP*. 4/09/2008. Acessível em <http://www.otempo.com.br>. Consultado em 6/09/2008.

³⁶⁷ Junior, Juvercy. *Brasil recusa convite para ingressar na Opep, afirma Lobão*. 15/09/2008. Acessível em <http://www.otempo.com.br>. Consultado em 6/09/2008.

de petróleo a sua principal (por vezes quase a única) fonte de renda e divisas. Objetivamente, os países do Cartel, inclusive por não disporem de melhores opções, continuarão trabalhando pela otimização do preço internacional do petróleo. Tal como a Rússia nos dias de hoje, o Brasil poderá beneficiar-se desse esforço da OPEP sem comprometer-se a ajustar sua produção e comercialização de petróleo a decisões emanadas de outros países.

Não se pode ignorar, além disso, a possibilidade de o mundo estar no limiar de uma nova revolução energética baseada em fontes renováveis. Cabe ao Brasil desenvolver não apenas a vertente da energia fóssil, recém-descoberta em grandes quantidades, mas também sua vertente de combustíveis limpos e renováveis, bem como a energia nuclear. Especialmente de uma perspectiva de longo prazo, o desenvolvimento do pré-sal e da indústria petrolífera nacional não deve “abafar” o desenvolvimento da energia renovável no País, mormente no que diz respeito ao pioneirismo brasileiro no aproveitamento da biomassa. Ao Brasil não interessará, em princípio, o retardamento *sine die* da adoção de fontes renováveis de energia, especialmente dos biocombustíveis. Ademais, de maneira geral, o País tem evitado participar de organizações em que contaria com escasso poder de influência e cujos objetivos nem sempre se coadunariam com sua estratégia de desenvolvimento. Por todos esses motivos, terá sido plenamente acertada a decisão do governo brasileiro de não ingressar na OPEP.

Embora uma associação à OPEP não pareça trazer benefícios comensuráveis aos seus custos, nada impede que o Brasil venha a utilizar seu potencial energético – bem como o poder político e econômico dele derivado em uma situação de PO – para alavancar sua posição internacional. Demandas legítimas de maior influência e participação em alguns dos mais importantes foros globais, como o Conselho de Segurança das Nações Unidas e as instituições de Bretton Woods, certamente seriam reforçadas pela consecução do *status* de *energy superpower*, especialmente se esta condição for valorizada por uma “diplomacia energética” em fina coordenação com as instâncias públicas e privadas responsáveis pelo setor no País. O desenvolvimento integral do potencial energético brasileiro também deverá credenciar o país a participar em condições privilegiadas e posição de força de um futuro foro internacional a ser criado em âmbito multilateral para tratar

especificamente de questões energéticas. Diante da possibilidade concreta de uma crise sistêmica no suprimento global de petróleo e da proliferação de fontes alternativas de energia, tal foro já se faz necessário – e poderá ser um dos focos da nova diplomacia energética do País.

Entre os principais temas que precisam ser incluídos na pauta de uma futura organização internacional de energia – e uma questão especialmente cara à diplomacia brasileira – é a adoção de padrões e normas técnicas que permitam o estabelecimento de um mercado global para biocombustíveis. O progresso nesta área alude a um desafio constante e ainda muito presente na agenda das relações “Norte-Sul”, qual seja o poder de influência dos países do “sul” no estabelecimento de padrões internacionais (técnicos ou de *best practices*) que redundarão em limitações concretas a sua própria capacidade de desenvolvimento. O risco, no caso do etanol, diz respeito à adoção, pelos principais países consumidores, de padrões demasiadamente restritivos para o ingresso de etanol produzido por países em desenvolvimento em seus mercados. Trata-se de um expediente já tradicional – o escamoteamento de barreiras protecionistas, ou mesmo o avanço de agendas específicas, com base em argumentos técnico-científicos eivados de saltos dedutivos ou argumentos falaciosos³⁶⁸ – que pode comprometer seriamente o estabelecimento do etanol como uma *commodity* internacionalmente comercializada. O objetivo não será defender apenas um padrão que incorpore as características do etanol brasileiro, mas de normas suficientemente flexíveis para o estímulo da produção em diversos países em bases sustentáveis. Esta expansão da produção de etanol é necessária para contra-arrestar os temores (legítimos) seja quanto à concentração de eventuais supridores (até agora o Brasil é o único país com grande capacidade exportadora), seja quanto à confiabilidade da produção (no caso de uma quebra de safra no Brasil, o que ocorreria com os países importadores de etanol?). Sem ela, o mercado de etanol provavelmente ficará limitado, por tempo indeterminado, a estratégias domésticas para

³⁶⁸ Entre os primeiros figuraria, por exemplo, a prática de citar estudos relativos ao plantio de cana em áreas de cerrado virgem (prática pouco eficiente em termos de captura de CO₂), com o fito de desacreditar as credenciais “verdes” do etanol, sem mencionar que apenas 1% da expansão da produção brasileira de etanol ocorre naquele tipo de área. Entre as falácias figurariam as acusações de que a produção de etanol seria sustentada pelo “trabalho escravo”, prática criminosa que ocorre no Brasil, mas tem certamente participação ínfima na produção brasileira de etanol.

promoção de segurança energética. Mesmo que, em um eventual cenário extremo de PO, ocorra uma reversão de políticas e abertura “forçada” do mercado de etanol – possivelmente para enfrentar desabastecimento no mercado de petróleo – tempo precioso para expansão e diversificação da oferta global de etanol terá sido desperdiçado.

A fim de tentar evitar a consolidação de um padrão internacional para os biocombustíveis que constranja a sua disseminação entre países em desenvolvimento – principalmente aqueles em zonas tropicais, com maior potencial para aproveitamento competitivo e em larga escala da nova fonte de energia –, a diplomacia brasileira tem atuado em todas as frentes. Em âmbito global, por exemplo, estimulou a conformação do Fórum Internacional de Biocombustíveis, com a participação dos principais produtores de biocombustíveis do mundo³⁶⁹. Nas esferas regional e bilateral, conta com programas específicos com os principais consumidores, mas também programas de cooperação técnica e disseminação de conhecimento e *know-how* com países interessados em expandir sua produção de biocombustíveis. Trata-se de uma iniciativa integrada que, ao mesmo tempo em que busca estimular a disseminação da tecnologia brasileira de produção de biocombustíveis (principalmente a do etanol, que oferece a vantagem da cogeração de eletricidade e independe de subsídios para a produção), preocupa-se em assegurar que a produção dos países em desenvolvimento não enfrente barreiras de acesso intransponíveis nos principais mercados consumidores. Paralelamente, trabalha-se para desenvolver práticas e tecnologias de cultivo que atendam a critérios consensuados de sustentabilidade social e ambiental. O êxito desta estratégia possibilitará, eventualmente, a criação de um sólido mercado global para biocombustíveis, conformado por grande número de fornecedores, em todas as regiões do globo.

Todo o progresso brasileiro na exploração de seus recursos energéticos fósseis, nucleares e renováveis, bem como a capacidade de influenciar o estabelecimento dos padrões internacionais, refletem, em grande medida, investimentos significativos do Brasil em desenvolvimento científico e tecnológico na área de energia. A Petrobras, hoje, é referência mundial em exploração em águas profundas. O etanol brasileiro é, reconhecidamente, o biocombustível mais competitivo em termos econômicos e aquele

³⁶⁹ Brasil, EUA, UE, China, Índia e África do Sul.

que apresenta o melhor “balanço” ecológico em termos de sequestro de carbono e emissão de gases de efeito estufa. Tais conquistas representam um desafio e uma oportunidade para a diplomacia brasileira.

Entre os principais desafios, que também têm uma vertente internacional, figuram a manutenção da liderança conquistada, bem como o mapeamento e a exploração das novas fronteiras tecnológicas e científicas. Hidroeletricidade e biomassa representam mais de dois terços da energia renovável na OIE. A primeira constitui tecnologia madura, amplamente disseminada, na qual companhias brasileiras detêm amplo *know-how* e competitividade internacional. A construção de grandes hidrelétricas é uma área de particular *expertise* da indústria nacional que vem sofrendo, há décadas, contundentes ataques por conta de propaladas “externalidades” ambientais³⁷⁰. Uma tarefa importante da diplomacia energética brasileira tem sido a defesa dessa fonte de energia limpa em foros internacionais. Trata-se, com se viu no PNE 2030, de um vetor essencial para a preservação da elevada participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira. Há que ficar atento, sobretudo, para quaisquer iniciativas que procurem desqualificar a hidroeletricidade como fonte de energia renovável que, mantida dentro de um marco regulatório ambientalmente adequado, é eminentemente sustentável. Diante das ameaças duplas representadas pelo aquecimento global e PO, talvez surja, até mesmo, a oportunidade para, com base em dados sólidos coletados nas diferentes hidrelétricas brasileiras, reverter ou contextualizar algumas das críticas mais infundadas referentes à conveniência das grandes represas hidrelétricas, especialmente quando a energia nelas gerada é comparada, por exemplo, a usinas à base de carvão ou à produção de petróleo sintético.

Quanto à biomassa, além dos esforços que já vêm sendo desenvolvidos para a promoção e difusão da tecnologia brasileira, há amplo espaço para a atuação da diplomacia nacional no campo da cooperação científica e tecnológica. Principalmente nos EUA e UE, mas também na China, na Índia e no Brasil (entre outros), consideráveis recursos têm sido dedicados à pesquisa do potencial energético derivado da biomassa. Os diferentes campos de atuação abarcam o desenvolvimento de processos

³⁷⁰ Entre as críticas destacam-se a destruição do ecossistema ribeirinho, o deslocamento de comunidades e a geração de gases de efeito estufa, a partir da decomposição da biomassa submergida pelos reservatórios.

eficientes para a produção do etanol celulósico; a manipulação genética de cultivares e sua otimização para a produção de biocombustíveis; o cultivo intensivo de algas para produção de biocombustível associado ao sequestro de carbono de rejeitos industriais; o desenvolvimento de técnicas para o cultivo de insumos destinados à produção de biodiesel que não compitam com a produção de alimentos (o pinhão manso representa uma espécie promissora); e até mesmo o desenvolvimento de micro-organismos que se alimentam de matéria orgânica e geram, como “rejeito”, combustíveis com as mesmas qualidades dos atuais derivados de petróleo (como gasolina ou querosene de aviação)³⁷¹. O Brasil tem também pesquisa de qualidade em muitas dessas áreas, além de contar com a maior biodiversidade da Terra e uma estrutura ímpar para a distribuição de biocombustíveis. Há amplo potencial para cooperação nesta que vem se confirmando como uma das áreas mais promissoras da agenda científica global. Sem prejuízo do intercâmbio direto entre universidades e órgãos de pesquisa, caberá ao MRE papel de prospecção e apoio na consolidação de parcerias internacionais. O intercâmbio científico e tecnológico promovido pelo MRE em associação com os órgãos brasileiros de pesquisa pode e deve contribuir significativamente para que o país permaneça na vanguarda tecnológica da utilização da biomassa.

Os desafios não se resumem às áreas em que o País conta com liderança tecnológica. Há que monitorar de perto todos os outros componentes do desenvolvimento de tecnologia para geração de energia, com especial atenção para as novas fontes renováveis, energia nuclear e novas tecnologias de transporte (carros elétricos) ou transmissão (linhas de transmissão inteligentes). Mais uma vez, a ação da diplomacia poderá contribuir para identificar potencial no exterior, atrair investimento, promover o intercâmbio científico e facilitar o acesso brasileiro a tecnologias de ponta. No caso específico da energia nuclear, o MRE já conta com significativa tradição na defesa da margem de manobra necessária para seu desenvolvimento. Trata-se, contudo, de um processo dinâmico, e novos avanços tecnológicos, ou mesmo

³⁷¹ A Amyris, empresa líder no ramo, instalou-se no Brasil mediante *joint-venture* com a brasileira Crystalsev. Sua planta piloto foi inaugurada em 11/11/2008. Rich, Emma. *Microbes drive new Amyris biodiesel plant*. Cleantech. 11/11/08. Acessível em <http://cleantech.com>. Consultado em 26/1/2009.

alterações nas prioridades ou necessidades nacionais, poderão demandar esforços renovados (a área da fusão nuclear, por exemplo, ou mesmo a possibilidade de ingresso no ITER, poderão merecer maior atenção). Há que se ter presente, também, a acirrada disputa de interesses estratégicos e econômicos na conformação de um novo paradigma energético global. Parece clara a prioridade europeia – mediante, inclusive, o patrocínio de estudos e relatórios em coordenação com ONGs ambientais – de defender um modelo de sustentabilidade energética baseado nas tecnologias dominadas por suas empresas e centros de pesquisa – eólica e solar –, em detrimento da biomassa³⁷². Ao mesmo tempo em que se faz necessário adquirir a tecnologia e aproveitar o potencial eólico e solar do Brasil, cumpre uma vigilância por parte da diplomacia brasileira, em todos os foros regionais ou multilaterais a que tiver acesso, contra a descaracterização da fonte de energia renovável em que contamos com a liderança tecnológica e que, muito provavelmente, apresenta a melhor relação custo/benefício para utilização em países em desenvolvimento de clima tropical.

No campo das oportunidades que se abrem para a diplomacia brasileira figuram, com proeminência, os esforços para a promoção da utilização da biomassa entre países em desenvolvimento. O Brasil participa de uma verdadeira corrida para a definição das estruturas que balizarão o futuro do consumo e da produção de energia em âmbito mundial. É particularmente alvissareiro que o exemplo brasileiro – com forte presença de fontes hidrelétricas e aproveitamento de biomassa – seja especialmente relevante para uma ampla gama de países em desenvolvimento, em todas as regiões do globo. No caso particular da biomassa, o etanol de cana se presta à produção comercial em larga escala, com características extremamente positivas em termos de geração de emprego e divisas, de promoção da segurança energética e de redução de gases de efeito estufa (nos transportes e produção de eletricidade). O programa brasileiro de biodiesel, por sua vez, inclui, além dos benefícios ambientais, o potencial da geração de renda e emprego no âmbito da promoção da agricultura familiar, com assentamento da população no campo e ampla

³⁷² A proposta do Greenpeace para orientar a política energética brasileira, fundamentada em estudo copatrocinado pelo Conselho Europeu de Energias Renováveis, faz apenas duas menções ao etanol em suas 98 páginas. Ver “*Revolução Energética: Perspectiva para uma energia mundial renovável*” na bibliografia básica.

possibilidade de utilização de insumos não alimentares (como mamona e pinhão manso). Ambos, como se viu, oferecem oportunidades para a incorporação de novas e revolucionárias tecnologias ao longo do século, e poderão servir como plataformas de lançamento para biocombustíveis de “terceira geração”.

Naturalmente, a responsabilidade é enorme. A estrutura produtiva que prosperou no Brasil, na ausência de adaptações pertinentes, pode não ser tão eficiente em diferentes climas ou sistemas sócio-produtivos. Por isso mesmo, a promoção dos biocombustíveis deve ser acompanhada de meticolosos exames de impacto sócio-ambiental, que não excluem (pelo contrário) a possibilidade de cooperação triangular com terceiros países. Tais precauções serviriam não apenas para resguardar o País de críticas, mas, principalmente, para sinalizar o desejo brasileiro de oferecer uma parceria em bases modernas, com amplo sentido de solidariedade, mas também clareza dos benefícios mútuos que podem ser obtidos por prestadores e recipiendários da cooperação tecnológica em energia.

Além da cooperação bilateral, há boa oportunidade para o desenvolvimento e refinamento de esquemas ampliados de cooperação que poderiam incluir uma atuação conjunta do Brasil, países desenvolvidos e países em desenvolvimento. Um exemplo promissor de atuação nestes moldes, que já está em vigor, é o Memorando de Entendimento assinado entre Brasil e Estados Unidos durante a visita do ex-Presidente Bush ao País em março de 2007. O memorando prevê não apenas a cooperação bilateral para o desenvolvimento de biocombustíveis de última geração, mas também a possibilidade de “levar os benefícios dos biocombustíveis a terceiros países selecionados por meio de estudos de viabilidade e assistência técnica”³⁷³, com foco para os países da América Central e do Caribe. Estabelece, finalmente, a colaboração entre os dois países para a expansão do mercado mundial de biocombustíveis “por meio da cooperação para o estabelecimento de padrões uniformes e normas”³⁷⁴. Parece oportuno, também, examinar as oportunidades de cooperação trilateral para países africanos, quer com os EUA, quer com países

³⁷³ Memorando de Entendimento entre o Governo da República Federativa do Brasil e o Governo dos Estados Unidos da América para Avançar a Cooperação em Biocombustíveis. Divisão de Atos Internacionais. Acessível em http://www2.mre.gov.br/dai/b_eua_332_5915.htm. Consultado em 26/02/2009.

³⁷⁴ *Ibidem*.

européus (ou a própria UE). Outro vetor inovador para a promoção dos biocombustíveis é o Fórum Índia-Brasil-África do Sul (IBAS), que conta com um subgrupo específico para o tema energético.

No limiar de um processo de transição do paradigma energético global, o Brasil conta com oportunidade histórica única de oferecer ao mundo um modelo próprio – e testado – de desenvolvimento energético sustentável com grande potencial transformador. A condução dessa empreitada a bom termo – com todos os corolários em matéria de projeção político-econômica e influência internacional daí advindos – representará, seguramente, uma das mais relevantes contribuições da diplomacia brasileira para o progresso econômico e social do País.

Conclusão

“For the first time in ages we are not dealing with something out of the past. The biggest problems and the biggest opportunities will flow from energy and climate issues. That is why I believe that energy technology will be the biggest thing and if you want to be big in this world, you need to be big in big things”.

Thomas Friedman, 2008

Ao longo de todo o século XX, a ascensão do petróleo como combustível vital da era moderna ganhou escopo e relevância globais, passando a afetar as vidas de bilhões de pessoas e dezenas de países que buscaram na industrialização, na urbanização e na “revolução verde” da agricultura as ferramentas para a consecução de aspirações nacionais e expectativas de progresso e bem-estar. A consolidação da *commodity* como elemento estratégico essencial não apenas para mover a economia, mas também para propelar as máquinas de guerra que vieram a dominar os campos de batalha a partir da I Guerra Mundial, conformou uma tensão entre exportadores e importadores de petróleo que vigora até hoje.

Tanto nas disputas entre as IOCs e os países detentores das reservas por eles exploradas, quanto na complexa dinâmica interestatal representada pela “geopolítica do petróleo”, períodos de escassez (e de

insegurança) tenderam a beneficiar os detentores físicos dos recursos, enquanto períodos de abundância, em geral, favoreceram países importadores ou suas companhias petrolíferas transnacionais. Assim, na longa “queda de braço” entre as IOCs e os países produtores pelo controle do petróleo e de suas rendas, não parece ser fruto do acaso que o México tenha sido o primeiro país a nacionalizar suas reservas durante a I Guerra Mundial; nem que a Venezuela tenha logrado instaurar o princípio do 50-50 em 1943, seguido da Arábia Saudita e outros países do Oriente Médio durante a Guerra da Coreia. Ainda sob a égide da Guerra Fria, pouco a pouco, os países detentores das grandes reservas do Oriente Médio, África do Norte e América Latina organizaram-se em um cartel internacional (a OPEP) e expandiram o controle sobre seus recursos, nacionalizando companhias petroleiras e “barrando” o acesso das IOCs a parcelas crescentes das reservas globais. Por outro lado, nas décadas de 1980 e 90, o “contrachoque” do petróleo – marcado por excesso de produção, diminuição da influência da OPEP e preços em queda – e a proeminência liberal no pós-Guerra Fria conduziram a um refluxo na tendência de controle estatal sobre reservas petrolíferas. Observou-se, naquelas décadas, a privatização da British Petroleum (atual, BP) e, posteriormente, de outras empresas petrolíferas na América Latina, bem como a abertura de mercado e acesso das IOCs a vastas províncias petrolíferas na ex-União Soviética (e, também, no Brasil).

No início deste século, as condições voltaram a favorecer os países produtores, graças a um aumento significativo da demanda mundial – com ênfase no consumo crescente da Índia e da China –, que não foi acompanhado por expansões comensuráveis na produção. Uma nova onda de nacionalismo energético revitalizou empresas estatais e reverteu em grande parte a penetração das IOCs na Rússia e na América do Sul – principalmente na Bolívia, Venezuela, Equador, mas também na Argentina³⁷⁵. A constatação de movimentos pendulares da indústria e dos preços do petróleo, no entanto, não confere a justa medida do que parece ser uma tendência de longo prazo para a concentração cada vez maior das reservas mundiais em poder dos Estados. Como foi visto, em 1949, apenas as “sete irmãs” controlavam aproximadamente 80% das

³⁷⁵ Na América do Sul, além das IOCs, a nova onda de nacionalismo energético também afetou a Petrobras.

reservas conhecidas fora dos EUA e URSS, e 90% da produção. Em 2008, a estimativa era de que as IOCs controlassem apenas cerca de 5% das reservas mundiais³⁷⁶. Esta tendência é reforçada, ainda, por fatores geológicos, já que muitas das reservas ainda controladas pelas IOCs estão em províncias maduras (EUA, Mar do Norte), com maiores taxas de depreciação em relação às reservas controladas pelas estatais.

Impactos da crise econômica

Em 2008, após quebrar todos os recordes de preço ao atingir a marca dos US\$ 147,70 por barril, o petróleo sofreu uma desvalorização ainda mais impressionante (da ordem de 70%) para fechar o ano em torno dos US\$41,00. Esta reversão ocorreu apesar de intervenções da OPEP com o fito de retirar o excesso de petróleo do mercado. A debilidade atual dos preços dá margem à interpretação de que o mercado de petróleo estaria em meio a processo de ajuste induzido pelos mecanismos tradicionalmente afetos à indústria. Ou seja, que a elevação sustentada da demanda ao longo de cerca de sete anos teria estimulado, via alta de preços, o aumento da produção mediante desenvolvimento de novas reservas e aplicação de tecnologia avançada de extração. Essa dinâmica de mercado, associada a uma patente especulação por parte daqueles que buscavam apostar nas bolsas de futuros, e daqueles que buscavam na compra de petróleo um refúgio em ativo real para a expressiva perda de valor do dólar na primeira metade do ano, explicaria tanto a subida estratosférica dos preços da *commodity* como sua queda ainda mais impressionante no final do ano.

Provavelmente será esta apenas parte da explicação. Como resumiu George Soros, “*the bubble [nos preços do petróleo] is superimposed on an upward trend in oil prices that has a strong foundation in reality*”³⁷⁷. Para o financista, além da especulação financeira, também incidiriam sobre a dinâmica do petróleo os subsídios domésticos concedidos por importante fração dos grandes consumidores de petróleo emergentes (principalmente China, Oriente Médio e Índia), a relutância dos grandes países exportadores em aumentar sua produção, preferindo manter seus

³⁷⁶ Entrevista concedida ao autor pelo Embaixador André Mattoso Maia Amado no dia 27/01/2009.

³⁷⁷ Leonard, Andrew. *George Soros explains the oil bubble*. Salon.com. 2/6/08. Acessível em <http://www.salon.com>. Consultado em 31/1/2009.

ativos petrolíferos (que se valorizavam) no subsolo, ao invés de convertê-los em dólares (que se desvalorizava) e, finalmente, “*the increasing cost of discovering and developing new reserves, and the accelerating depletion of existing oilfields as they age*”³⁷⁸.

De fato, parece no mínimo prematuro alegar que o atual movimento de baixa nos preços do petróleo indique uma tendência à estabilização do mercado para a *commodity*, no médio prazo. Ao contrário do que se verificou durante o “contrachoque” dos anos 1980 e 90, a queda dos preços do petróleo não reflete aumento significativo na utilização de fontes alternativas de energia, avanços importantes em eficiência energética, ou sequer aumento expressivo de capacidade de oferta. O que ocorreu na segunda metade de 2008 foi uma implosão da demanda e uma reversão das expectativas que fortaleceram o dólar e também passaram a estimular especulação contra os preços do petróleo no mercado futuro.

A maior crise mundial desde a crise de 1929 derrubou as cotações para valores que parecem oscilar (durante janeiro de 2009) em torno dos preços verificados no ano de 2004 (US\$ 41,40)³⁷⁹ e, provavelmente, provocará uma redução no consumo em 2009 da ordem de 0,5% a 0,6%.³⁸⁰ Apesar do efeito negativo da recessão sobre as perspectivas de demanda e preços de petróleo pelo menos ao longo de 2009 (no entendimento de que a partir do final deste ano já se vislumbrem sinais de recuperação em âmbito global), a crise econômica atual também dá azo a projeções francamente pessimistas sobre o futuro da oferta da *commodity*. Três tendências parecem apontar para crescentes restrições de oferta no futuro:

a) *O risco concreto de redução de investimentos em exploração e produção de novas reservas.* Em janeiro de 2009, durante o Foro Econômico Mundial, em Davos, o Economista-Chefe da IEA, Fatih Birol, estimou que projetos no valor de cerca de US\$ 100 bilhões foram cancelados ao longo de 2008³⁸¹. Tal cifra contrasta preocupantemente com as estimativas da mesma agência acerca dos novos investimentos necessários para fazer frente à depreciação dos campos maduros e a

³⁷⁸ Ibidem.

³⁷⁹ BP Statistical Review

³⁸⁰ IEA. *Oil Market Report*. 16/01/2009. Acessível em <http://omrpublic.iea.org>. Consultado em 31/01/2009.

³⁸¹ IEA. *World Economic Forum: Oil industry might face future supply problems*. In the Press. Acessível em <http://www.iea.org>. Consultado em 31/1/2009.

demanda esperada em 2015. Em seu World Energy Report, publicado em 12 de novembro de 2008 (portanto depois da “ruptura” da bolha financeira em setembro), a IEA indicou que seu monitoramento de projetos futuros no setor de pesquisa e exploração indica um déficit de capacidade adicional a partir de 2010 e que “*around 7 mb/d of additional capacity (over and above that from all current projects) needs to be brought on stream by 2015, most of which will need to be sanctioned within the next two years, to avoid a fall in spare capacity towards the middle of the next decade*”³⁸². Mesmo que o arrefecimento do crescimento global na esteira da atual crise econômica continue a “frear” o crescimento da demanda global por petróleo pelos próximos anos, parece haver amplo consenso entre analistas do setor de que uma redução nos investimentos, hoje, muito provavelmente implicará novas restrições de oferta quando a economia mundial voltar a crescer.

b) *A progressiva concentração da produção e das reservas entre os países da OPEP*. A organização já controla, hoje, cerca de 75,5% das reservas e 43% da produção de petróleo³⁸³. Com a expectativa de declínio (possivelmente PO) em grande parte das principais províncias não associadas ao cartel (México, Mar do Norte e Rússia), essa presença dominante e o poder de mercado da organização tendem a crescer. As últimas declarações de lideranças da OPEP indicam o valor de US\$ 75,00 por barril como o preço mínimo para viabilizar novos investimentos, mas membros importantes da organização já deram sinais de buscar cotações em torno dos US\$100,00³⁸⁴. De fato, no futuro, a IEA espera ver aumento expressivo da produção fora da OPEP apenas na Ásia Central, Brasil e Canadá (este último com ênfase nas areias betuminosas)³⁸⁵.

c) *Peak Oil*. Cresce a perspectiva de que o mundo poderá estar se aproximando do teto para a produção de petróleo convencional. Mesmo os analistas mais recalcitrantes quanto à imposição de limites geológicos para a produção de petróleo parecem concordar com a tese do “fim

³⁸² WEO 2008, Pág. 41.

³⁸³ BP Statistical Review 2008.

³⁸⁴ Chmaytelli, Maher. *OPEC Calls for Curbing Oil Speculation, Blames Funds*. Bloomberg. 28/01/2009. Acessível em <http://www.bloomberg.com>. Consultado em 31/1/2009.

³⁸⁵ Entrevista concedida por David Fyfe, Diretor da Divisão para a Indústria do Petróleo e Mercados, da IEA, em 19/09/2008.

do petróleo barato”. Esta análise coaduna-se com a perspectiva dos defensores do PO, segunda a qual, a partir de um certo ponto, volumes adicionais de produção demandarão investimentos em capital e energia (EROEI) cada vez mais pesados até que se atinja um limite para a capacidade global de produção. As estimativas da IEA acerca da taxa de depreciação mundial da produção petrolífera (da ordem de 6,7%, mas possivelmente acelerando para 9% ao ano)³⁸⁶ também parecem corroborar essas expectativas. Em entrevista ao *The Guardian*, o Economista-Chefe da IEA chegou a indicar 2020 como uma data aproximada para o PO³⁸⁷.

Essas tendências não operam em compartimentos estanques e tendem a se retroalimentar. Assim, o reduzido acesso das IOCs às reservas crescentemente controladas por empresas estatais e países da OPEP diminui perspectivas de investimento. Por outro lado, a percepção da aproximação do PO pode ser um incentivo a mais para os países da OPEP pouparem suas reservas de hidrocarbonetos, na expectativa de preços mais altos no futuro, diminuindo ainda mais a oferta global e forçando aumentos elevados. De maneira análoga, a aceleração das taxas naturais de depreciação em campos cada vez mais maduros aumenta os custos de operação das empresas petrolíferas (estatais e privadas) e diminui sua capacidade de investimento em nova produção. Além disso, a depreciação prematura prevista pela IEA das províncias petrolíferas em países não membros da OPEP aumentaria consideravelmente o poder de barganha e a capacidade de determinação de preços daquele cartel. Esta análise reflete também observações feitas acerca do mercado de petróleo por Nuriel Roubini, um dos poucos economistas a prever acuradamente as dimensões da atual crise econômica mundial:

Over the medium term, oil prices will sharply rise again once the global economy recovers. The return to potential growth will imply rapidly rising demand from urbanizing and industrializing China, India and other emerging markets. Meanwhile, the supply response will be much slower as low prices in the short-run lead to less investment in new capacity. In addition, as peak oil factors take hold, unstable petro-states won't invest enough in new capacity and even Middle

³⁸⁶ *WEO 2008*. Pág. 43.

³⁸⁷ Monbiot, George. *When will the oil run out?* *The Guardian*, 15/12/08. Acessível em <http://www.guardian.co.uk>. Consultado em 19/12/2008.

East states will decide it is better to keep more of the limited and finite reserves of oil in the ground for future generations³⁸⁸.

A etapa mais aguda da atual crise econômica começou já na fase de conclusão do levantamento bibliográfico para este trabalho. A relativa escassez de análises distanciadas da crise, bem como o grande grau de incerteza que ainda cerca o tema, não permitiram tratar em maiores detalhes a interação entre a atual crise econômica mundial e as perspectivas futuras para o mercado de petróleo. Ainda assim, parece razoável supor, a partir das análises parciais e tentativas já avançadas por alguns analistas, que, no médio prazo, persiste o risco de uma contração na oferta da *commodity* provocada por uma combinação de fatores políticos, econômicos e geológicos. Parece razoável, igualmente, supor que essas condições no mercado de petróleo se sustentarão por tempo suficiente para permitir (ou provocar) mudança no atual paradigma mundial, com progressiva substituição do petróleo. Note-se que, entre as três categorias de fatores mencionados acima, o fator geológico (PO), por impor limites físicos peremptórios para a expansão da produção, representa condição necessária e suficiente para determinar uma mudança forçada no paradigma energético mundial. Daí a ênfase deste trabalho na análise de cenários que tinham como premissa básica o PO e como variáveis derivadas suas consequências políticas e econômicas. Naturalmente, outras combinações de elementos políticos, econômicos e geológicos podem criar as condições necessárias para catalisar uma transição energética. Ademais, fatores exógenos à dinâmica da indústria de energia – como o aquecimento global, que pode vir a impor limites físicos ao consumo de hidrocarbonetos – podem também determinar a necessidade de uma transição do atual paradigma energético. Esta última possibilidade, no entanto, não foi o foco deste trabalho, que buscou ater-se aos aspectos “energéticos” do problema.

Alternativas para a mudança de paradigma

Talvez mais importante do que prever quando ocorrerá a próxima transição de paradigma energético, será determinar em que termos esta

³⁸⁸ Reuters. *Q+A: Bremmer and Roubini on protectionism, oil price*. 29/01/09. Acessível em <http://www.reuters.com>. Consultado em 30/1/2009.

se dará. Atualmente parece haver um equilíbrio precário de fatores que poderão determinar seja uma transição suave, seja um pouso forçado do atual sistema baseado em combustíveis fósseis. Espera-se que o novo paradigma seja baseado em energias renováveis, setor que tem vivenciado um verdadeiro *boom* nos últimos anos. Além da utilização da biomassa tradicional e hidroeletricidade (tecnologia já madura e disseminada mundialmente, mas com amplo potencial de crescimento entre países em desenvolvimento), observou-se vigorosa expansão de novas fontes alternativas com ênfase para os biocombustíveis e a energia eólica – bem como expressivo crescimento, a partir de bases muito baixas, de energia solar³⁸⁹. Entre estas, apenas os biocombustíveis apresentam-se como alternativa para o setor de transportes. Outras soluções para o setor de transportes que não incluem a utilização de biocombustíveis envolveriam o fim do motor a combustão e a implantação em âmbito mundial de nova rede de abastecimento e manutenção (como os carros elétricos ou híbridos “*plug-in*”) ou, ainda, uma severa alteração nos hábitos de transporte, que hoje privilegiam o caminhão e o automóvel, em favor de transporte de massa e de carga eletrificados.

É inegável a promessa de muitas dessas tecnologias, e o amplo escopo para avanços ainda mais significativos principalmente nas áreas de biomassa e energia solar³⁹⁰, mas os obstáculos a serem vencidos parecem comparáveis às promessas das novas tecnologias. Em primeiro lugar, há a questão da escala. Mesmo na hipótese de expressivas taxas de crescimento da ordem de 7,2% ao ano, a IEA estima que o somatório de todas as energias renováveis (descontada a energia hidrelétrica e a biomassa) representará apenas cerca de 4% do consumo elétrico mundial em 2030. Segundo o mesmo estudo, a participação da hidroeletricidade deverá cair nas próximas duas décadas³⁹¹. Quanto aos biocombustíveis, estimativas da indústria brasileira indicam que o etanol poderá, na melhor das hipóteses, abastecer aproximadamente 10% do mercado mundial

³⁸⁹ Ainda outras fontes como energia das marés, ou geotérmica são promissoras, mas ou não apresentam grandes taxas de crescimento ou estão em fase de testes laboratoriais.

³⁹⁰ A título de ilustração, micróbios que se alimentam de açúcar e produzem diesel deverão ser testados brevemente no Brasil. Coletores solares nanotecnológicos que poderiam ser diluídos em tintas ou produzidos em filmes para janelas têm o potencial de transformar cada casa e edifício comercial em um gerador de eletricidade em potencial.

³⁹¹ *WEO 2008*, pág. 39.

de gasolina em vinte anos³⁹². As possibilidades para o biodiesel, cuja produção em escala global apenas começou, são naturalmente inferiores. Em segundo lugar, encontra-se a não menos espinhosa questão da viabilidade econômica. Apenas a hidroeletricidade, a energia geotérmica e o etanol de cana competem em pé de igualdade com os combustíveis fósseis mais baratos.

Um caminho paralelo (ou complementar) para a transformação do paradigma energético implica o desenvolvimento de tecnologias que procuram “regenerar” as atuais energias fósseis. Entre elas está o processo de sequestro e captura de carbono (CCS), que poderia ser aplicado diretamente às usinas elétricas atualmente alimentadas a carvão ou diesel, ou combinado com outras tecnologias (*coal-to-liquids*, ou *gas-to-liquids*) para aplicação no setor de transportes. A tecnologia nuclear, embora não seja fóssil, tampouco é renovável, e gera consideráveis problemas relativos à estocagem de rejeitos. Apesar disso, também vem sendo alvo de renovado interesse e inovação tecnológica, e poderia ajudar consideravelmente na transição para um paradigma pós-petróleo, principalmente na eventualidade do desenvolvimento de reatores menos poluentes e mais baratos. Em longo prazo, o desenvolvimento econômico da fusão nuclear poderá representar um importantíssimo avanço e fator de estabilidade no cenário global de energia.

Infelizmente, é possível que, mesmo na ausência de tecnologias mitigadoras, os combustíveis fósseis mais baratos e abundantes (principalmente carvão e petróleo sintético, mas também gás natural) concorram acirradamente com as fontes renováveis por “espaço” no novo paradigma energético mundial. Sua estrutura de custos e escopo global permitiriam uma alavancagem relativamente rápida da produção. Este não parece ser o caso dos renováveis³⁹³. Muitos ainda estão em fase de testes e implementação, e quase todos demandam pesados investimentos em infraestrutura para sua viabilização. Energia eólica, solar e todas as alternativas envolvendo eletrificação dos transportes requerem uma

³⁹² Segundo ponderação do ex-Presidente da UNICA, Eduardo Pereira de Carvalho, durante o III Encontro sobre Biocombustíveis de Houston (19-21 de outubro de 2008).

³⁹³ A adoção de uma taxa sobre a geração de carbono poderia, no entanto, a depender de seu valor, aumentar as condições de competitividade de energias limpas. Uma elevação sustentada dos preços do petróleo (seguida de aumentos comensuráveis do gás e carvão) teria efeitos similares.

rede de transmissão significativamente maior e “mais inteligente”, mas até o etanol requer mudança na estrutura de distribuição para misturas com a gasolina acima de 5%. Mesmo a hidroeletricidade, já estabelecida mundialmente, e a energia nuclear (menos difundida, mas alvo de crescente interesse) demandam considerável intervalo de tempo entre o início do projeto e sua conclusão, em virtude da necessidade de aprovações ambientais e tempo de construção.

A partir da análise dos constrangimentos técnicos para a geração de energia em âmbito mundial, foi possível concluir que há ampla variedade de possibilidades para a transformação do paradigma energético atual. Algumas das opções mais promissoras envolvem a utilização em larga escala de energias limpas e renováveis. O PO (seguido do estancamento na produção de gás) não garante, contudo, que a nova matriz energética mundial será necessariamente mais limpa do que a atual. Políticas globais desenhadas de maneira deliberada são indispensáveis para a consecução do objetivo de “limpar” a geração energética em âmbito mundial. Finalmente, tampouco há garantias de que uma nova estrutura energética estará pronta em tempo para assegurar uma transição indolor do atual paradigma para a era “pós-petróleo”. Tal resultado demanda investimentos pesados em pesquisa tecnológica, padronização, infraestrutura e capacidade de geração de fontes alternativas, bem como, sobretudo, vontade política para enfrentar poderosíssimos interesses encastelados no centro de algumas das mais importantes instâncias decisórias mundiais.

Riscos do processo de transição

Mesmo na melhor das hipóteses, parece muito provável que, no processo de transformação do atual paradigma energético, haverá um período de transição marcado por escassez global de energia e preços ascendentes para o petróleo e demais combustíveis fósseis. Esse período será mais ou menos longo, a depender do arcabouço de políticas e estímulos conferidos às fontes alternativas de energia, e representará um risco sistêmico para a estabilidade mundial. O advento do PO será um poderoso catalisador de mudanças nessa área. Estimulará iniciativas dos setores público e privado no sentido de oferecer uma resposta à crise de abastecimento. O problema é que esperar o advento do PO para

“impulsionar” o desenvolvimento de novas tecnologias fará com que a transição implique custos econômicos e sociais muito maiores do que na hipótese de adoção antecipada de políticas mitigadoras.

Do ponto de vista econômico, a fase inicial da transição implicará uma crise de abastecimento similar aos choques do petróleo dos anos 1970, com o risco adicional (principalmente no caso de se atingir o PO) de sucessivos “apertos” no mercado de petróleo, que perdurarão até a entrada em operação de novas fontes energéticas com capacidade para substituí-lo inclusive como combustível para o transporte³⁹⁴. O ajuste no mercado de energia global ocorrerá essencialmente mediante destruição de demanda e diminuição do crescimento no curto prazo, embora não se possa descartar a possibilidade de inflação, estagflação ou mesmo recessão ajudada pela escassez do principal combustível da economia mundial. Neste cenário que se afigura tão ou mais preocupante do que a atual crise econômica e financeira, países mais pobres da Ásia, África e América Latina sofrerão os efeitos mais deletérios, mas mesmo economias emergentes e desenvolvidas deficitárias em energia serão severamente afetadas. De maneira geral, a profundidade do choque em países específicos será função de seu consumo, eficiência e dependência energéticos, bem como da participação de fontes alternativas em sua matriz energética. Grandes consumidores e importadores – China, Índia, EUA, Japão e UE – serão penalizados, enquanto países superavitários – Rússia, países da OPEP e da Ásia Central, além de, possivelmente, o Brasil – poderão colher benefícios mediante a exportação de energia e de produtos energo-intensivos.

Do ponto de vista político, a elevação das considerações de “segurança energética” no *ranking* das prioridades estratégicas de países exportadores e importadores, poderá acirrar tensões em âmbito global. Embora boa parte dessa competição entre Estados se possa resolver mediante a ação de respectivas empresas petrolíferas internacionais (IOCs ou NOCs), não se descarta a possibilidade de intervenções armadas em países ricos em reservas de hidrocarbonetos. A disputa pelo acesso aos recursos energéticos do planeta tenderá a ter como protagonistas algumas das principais potências globais (como Índia, China, UE, EUA

³⁹⁴ Como visto, a substituição do petróleo na matriz de geração elétrica é mais fácil.

e Japão) e poderá ter efeitos particularmente desestabilizadores sobre áreas ricas em reservas e politicamente vulneráveis como o Oriente Médio, África e a Ásia Central (com desdobramentos sobre a relação da Rússia com a UE, China e Japão). Nessas e outras regiões, inclusive na América do Sul, disputas pela distribuição dos recursos advindos da exploração de hidrocarbonetos poderão contribuir para conflitos internos e desestabilização política. Em seu pior formato, tais tensões podem ensejar uma dinâmica autoalimentada de desestabilização interna e intervenções externas, com deterioração da infraestrutura petroleiro e do arcabouço institucional locais, novos aumentos de preço no mercado internacional e ainda novos focos de tensão doméstica e internacional por conta de recursos escassos.

Perspectivas para o Brasil

Diante da perspectiva de um período de transição conturbado em âmbito mundial, três ordens de prioridades inter-relacionadas parecem apresentar-se para o Brasil: assegurar a oferta interna de energia, mantendo ou ampliando a participação de fontes renováveis na matriz energética nacional; contribuir para a estabilidade energética, política e econômica na América do Sul; discernir e aproveitar as oportunidades do período de transição para alavancar o potencial de desenvolvimento nacional e sua projeção internacional.

O primeiro objetivo parece absolutamente alcançável, mesmo em circunstâncias de PO e restrição internacional nos moldes do cenário pouso forçado. No campo das fontes renováveis, o País conta com ampla experiência e possibilidades de expansão em duas das variedades de renováveis eminentemente competitivas (na ausência de subsídios) no atual estágio de desenvolvimento tecnológico mundial: hidroeletricidade e aproveitamento da biomassa de cana (etanol e cogeração elétrica). Ambos os processos podem apresentar desafios relacionados com a agenda ambiental (e, no caso da hidroeletricidade, utilização de terras em reservas indígenas), sendo que cumpre avançar de forma equilibrada, com base em estudos científicos minuciosos, a fim de obter uma matriz energética renovável e sustentável no sentido amplo do termo. Será necessário também acompanhar o desenvolvimento em âmbito mundial e adquirir tecnologia e capacidade de geração renovável a partir das “novas

fontes”, principalmente eólica, solar e geotérmica. Diga-se, de passagem, que a manutenção de uma grande participação de renováveis na matriz brasileira também constituirá trunfo poderoso nas futuras negociações multilaterais acerca de temas da agenda ambiental e aspecto que deve continuar a ser valorizado pela diplomacia brasileira.

No campo do acesso aos hidrocarbonetos, as descobertas de campos gigantes em províncias pré-sal e em águas ultraprofundas ao longo da costa brasileira acenam com a possibilidade de o País passar a integrar a lista dos mais importantes produtores de petróleo. Apesar da ampla probabilidade de as reservas do pré-sal também conterem significativos depósitos de gás, dificuldades em sua exploração poderão implicar a necessidade de manutenção de níveis relativamente altos de importação nas próximas décadas. A opção seria entre o aproveitamento maior do gás boliviano ou a importação de GNL, especialmente da África, Trinidad e Tobago ou Venezuela. Apesar de uma insuficiência potencial no suprimento de gás-natural – que também pode ser encarado pela política externa brasileira como uma oportunidade para cimentar alianças –, o Brasil parece contar com perspectivas promissoras em ambas as “pontas” do futuro espectro energético global (hidrocarbonetos e renováveis).

Apesar do amplo potencial para garantir sua segurança energética no plano interno, o segundo objetivo, relacionado com a manutenção da estabilidade regional em meio a conjuntura internacional tensa e conturbada, demandará consideráveis esforços econômicos e diplomáticos da parte do Brasil. O aprofundamento de vínculos bilaterais pode contribuir efetivamente para a segurança energética tanto do Brasil quanto de seus vizinhos (exemplos disso seriam o aproveitamento hidrelétrico dos rios de fronteira, ou os acordos com a Argentina para a “troca” de energia nos picos de consumo do inverno argentino e verão brasileiro). Mas o pleno potencial para promoção da segurança energética em âmbito continental somente poderá ser atingido mediante a consolidação de um processo regional de integração energética. Tal processo envolverá múltiplos desafios que vão além dos custos financeiro-comerciais relativos à construção (e amortização) das obras de infraestrutura necessárias, para incluir a conformação de um marco regulador consistente e confiável, bem como a superação de rivalidades históricas entre potenciais produtores e consumidores de energia (um caso em evidência é a reticência boliviana em exportar gás para o Chile).

De maneira geral, uma integração regional bem-sucedida permitiria o aproveitamento ótimo dos recursos energéticos e das complementaridades entre fontes de energia, e picos diários e sazonais de demanda e oferta. Ademais, ensejaria que parte crescente da produção energética da América do Sul fosse consumida regionalmente, alimentando a produção agrícola e industrial, ampliando correntes de comércio, garantindo a segurança energética e aprofundando vínculos econômicos.

Como o principal mercado consumidor e grande exportador potencial de energia (além de sua localização geográfica estratégica, significativo acesso a financiamento e ampla capacidade de articulação diplomática), caberá ao País, necessariamente, um papel destacado na eventual integração energética do continente. Contrariamente, parece impossível pensar em uma efetiva integração energética regional que não envolva o Brasil. Ao que tudo indica, o Brasil é o único país da América do Sul capaz de ocupar a vanguarda regional na complexa transição da matriz energética da era do petróleo para um paradigma fundamentado em fontes renováveis. Nessas circunstâncias, a adoção pelo País de uma visão essencialmente limitada e autárquica de segurança energética (que parece refletida, por exemplo, no PNE 2030) poderá revelar-se contraproducente, mesmo que seus objetivos estritamente energéticos sejam viáveis. Um entorno regional severamente enfraquecido política e economicamente pelo processo de transição da matriz energética global não será conducente ao desenvolvimento sustentável do Brasil, que acabará arcando com as “externalidades” do processo de desestabilização dos países vizinhos (tais como aumento da criminalidade transfronteiriça, diminuição dos fluxos de comércio, exacerbação de tensões regionais, entre outros). Esta é uma mensagem que parece não ter sido corretamente absorvida pelas áreas responsáveis pela elaboração da política energética brasileira de longo prazo, e que, constatada a aproximação do PO, caberia ao MRE divulgar.

A terceira gama de objetivos a serem perseguidos principalmente durante o processo de transição da matriz energética global (mas cujo escopo poderá estender-se mesmo após a consolidação do novo paradigma global) diz respeito à prospecção de oportunidades em meio à crise. A possibilidade concreta de o Brasil vir a contar com excedentes energéticos exportáveis (principalmente petróleo, do pré-sal) em meio a uma crise global oferece a perspectiva de um aumento significativo da

receita de exportação e de um ampliado interesse global por investimentos tanto no setor de exploração e produção de petróleo, quanto segmentos coadjuvantes da indústria petrolífera, tais como construção naval, siderurgia, serviços de engenharia ou logística. Com efeito, a utilização eficiente, deliberada e oportuna dos recursos do pré-sal poderá contribuir significativamente para o desenvolvimento econômico e social do País, além de fortalecer sua influência internacional. Caberia examinar, de forma ainda exploratória, uma vez que se carece de números precisos acerca da disponibilidade futura de petróleo, quais seriam os contornos de uma eventual *oil diplomacy* brasileira. Diferentes países, ao longo do último século e do atual, utilizaram seus recursos petrolíferos também com propósitos de política externa. Nas décadas de 1950 e 1960, os EUA lançaram mão periodicamente da capacidade ociosa em sua indústria doméstica para compensar os efeitos de embargos ou crises nas regiões produtoras do Oriente Médio. Posteriormente, os países árabes fariam história com o uso político da *oil weapon*. Mais recentemente, a Rússia e, em menor grau, a Venezuela, utilizaram seus recursos energéticos para alavancar seu *status* internacional.

O Brasil, ao que tudo indica, atingirá escala ideal de produção no pré-sal em momento no qual muitas das principais províncias petrolíferas hoje em atividade estarão em franco declínio. Nessas condições, as decisões de quanto produzir, quanto e para quem vender, muito provavelmente não serão escolhas puramente comerciais, isentas de conteúdo político. Terão de refletir uma visão deliberada em relação à inserção internacional do País, bem como suas prioridades de política externa. Buscará o Brasil atuar como um agente moderador nas cotações internacionais do petróleo ou de seus derivados? Procurará o País contar com capacidade ociosa de produção ou refino a ser ativada em momentos de crise? Haverá uma política de compradores preferenciais? Em que condições (se é que as haverá) o Brasil permitirá a participação de empresas estrangeiras na exploração dos recursos do pré-sal? Em troca do quê? Financiamento? Acesso a tecnologia? Abertura de mercado ao etanol? Acordos comerciais cruzados? Caberá ao Ministério das Relações Exteriores, em fina sintonia com as áreas técnicas do setor de energia, a responsabilidade de coordenar e elaborar as posições do Governo brasileiro nesta matéria.

A liderança brasileira em matéria de energia da biomassa talvez venha a ser ainda mais relevante para o futuro do país. Se o pré-sal

representa a possibilidade de fabulosos ganhos econômicos e da alavancagem significativa do crescimento industrial, o domínio de uma das mais promissoras fontes para a geração de energia renovável acena com a possibilidade de um papel protagônico na conformação do novo paradigma que, em última instância, terá impacto determinante na maneira como a sociedade do século XXI produzirá, transportará e consumirá seus bens e serviços. Com uma estrutura energética solidamente embasada na hidroeletricidade – uma fonte energética econômica, limpa, renovável e armazenável – e uma posição de vanguarda no aproveitamento energético (e bioquímico) da cana-de-açúcar, o Brasil passou a apresentar ao mundo um modelo eminentemente viável de desenvolvimento energético sustentável. A disseminação do “modelo” brasileiro deve fazer parte de uma estratégia deliberada da diplomacia nacional com amplo poder transformador, principalmente entre os países em desenvolvimento das regiões tropicais e subtropicais do globo. A introdução da produção de etanol a base de cana em larga escala (e, em termos mais apropriados às pequenas propriedades, do biodiesel), especialmente em países empobrecidos altamente dependentes de importações de petróleo, tem o condão de propiciar, a um só tempo, fonte efetiva de energia para transporte e eletricidade, redução da dependência externa em relação ao petróleo, geração de emprego e renda no campo, além de excedentes exportáveis e insumos para o desenvolvimento de novas indústrias (como a “álcoolquímica” que produz plásticos biodegradáveis, entre outras inovações).

Com o tempo e a aplicação correta de pesquisa e capital, a biotecnologia, em geral, e a bioenergia, em particular, tem o potencial de representar, no início do século XXI, o que a revolução da informática representou nas últimas duas décadas do século anterior. O Brasil já conta com significativa capacidade de pesquisa e desenvolvimento nessa promissora área do conhecimento, que precisará, não obstante, ser ampliada e financiada (possivelmente, até, com recursos do pré-sal). Além do grande potencial de pesquisa, o Brasil conta, também, com fatores realmente únicos em âmbito mundial no que diz respeito à biotecnologia. Entre eles certamente estarão uma das maiores biodiversidades do planeta, clima favorável e abundância de solo e água para o desenvolvimento agrícola, agroindustrial e “agrotecnológico”, bem como experiência comprovada na produção e distribuição de biocombustíveis.

No limiar de uma transição do paradigma energético mundial e em meio a crescentes preocupações em torno do aquecimento global e mesmo dos limites físicos para o crescimento econômico, o Brasil tem um pé firmemente plantado em cada um dos polos da equação energética mundial. De um lado, a descoberta das fabulosas riquezas do pré-sal; de outro, uma matriz já com forte participação de renováveis e uma posição na vanguarda mundial da utilização da bioenergia. Não se trata, como foi visto, de mera obra do acaso: em ambas as instâncias, a *fortuna* foi temperada por boa dose de *virtu*, na forma de pesados investimentos em infraestrutura e, principalmente, pesquisa e desenvolvimento tecnológicos empreendidos no País sob condições difíceis e de escassez de recursos. Com efeito, o único país a contar com uma margem de manobra energética comparável à que o País desfruta hoje foram os Estados Unidos durante a substituição do carvão pelo petróleo.

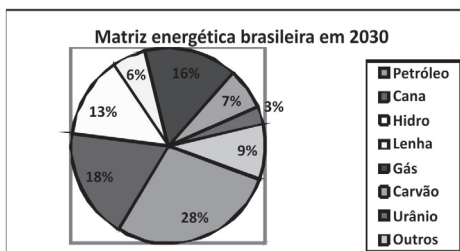
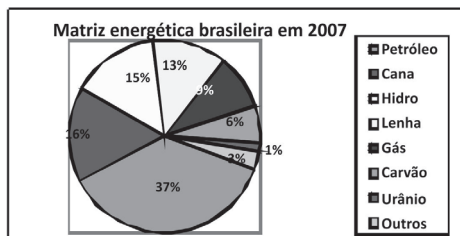
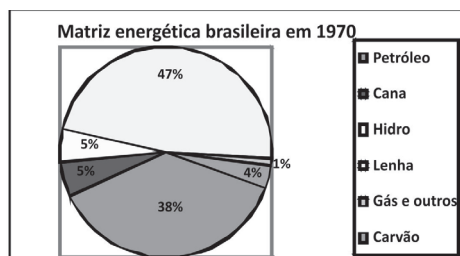
A próxima transição do paradigma energético afigura-se mais complexa e atribulada do que aquela que marcou o fim da era do carvão; assim, a margem de manobra conquistada pelo Brasil poderá vir a ser ainda mais instrumental para o desenvolvimento do País. Apesar de todo o seu potencial desagregador, a transição representará, também, um momento de fluidez na ordem política e econômica mundial e uma oportunidade singular para aqueles países que demonstrarem visão de futuro, agilidade econômica e competência política. O Brasil, como resultado de toda uma trajetória de luta contra as restrições energéticas que historicamente impuseram travas ao seu desenvolvimento, parece estar em situação especialmente favorável. Diversos obstáculos ainda precisam ser superados, no entanto. No campo interno, talvez estejam os principais desafios. Há que resistir à tentação coletiva da renda “fácil”, fruto da exportação de hidrocarbonetos. O petróleo, com toda a probabilidade, representa a energia do século passado; o Brasil precisa, assim, continuar a investir nas energias do futuro, bem como na consolidação e aprofundamento de um modelo próprio de desenvolvimento sustentável. Além disso, há que ter presente que, apesar de sua enorme relevância na determinação da prosperidade material de um país, a abundância de energia, por si só, não garantirá a solução das ainda graves mazelas que afligem o país. Mais importante do que deter vastas reservas de energia, é saber usá-las, e construir, dia a dia, as condições necessárias para que a sua utilização se traduza

em uma trajetória de desenvolvimento à altura das expectativas e do vasto potencial do povo brasileiro.

Na arena internacional, os desafios não serão menores. O petróleo figurará, mesmo após seu ocaso, como uma das principais fontes de energia do planeta, e um recurso crescentemente importante na definição dos interesses econômicos brasileiros, bem como na condução da diplomacia energética do País. Na fase aguda da transição do atual paradigma energético, a política externa brasileira confrontará um cenário global instável, sob a égide da competição acirrada por recursos escassos. Concomitantemente, pode-se esperar uma verdadeira batalha para a definição dos padrões que conformarão o novo paradigma energético. Os países desenvolvidos e emergentes seguramente buscarão impor sua visão particular do que constitui energia “limpa” ou renovável e de como ela deve ser produzida e comercializada. O Brasil, pela primeira vez, tem um modelo energético a oferecer nessa transição, e a sua defesa certamente representará um dos principais desafios da diplomacia brasileira neste início de século.

Anexo I

Evolução comparativa da matriz energética brasileira (Fonte: pne 2030)





Anexo II

Gasodutos e oleodutos conectando a ásia central à Europa (Fonte eia)





Bibliografia

Livros

BACOCOLI, Giuseppe. *Crônicas de um Pesquisador Visitante – Consolidação da Indústria de Petróleo no Brasil*. Agência Nacional do Petróleo. Centro de informação e Documentação. Rio de Janeiro, 2008.

BAER, Werner. *A Economia Brasileira*. São Paulo: Editora Nobel, 1996.

CLARK, William R. *Petrodollar Warfare: oil, Iraq and the future of the dollar*. Gabriola Island: New Society Publishers, 2005.

DOWNS, Erica Strecker. *China's Quest for Energy Security*. In <http://www.rand.org>, Acesso em fevereiro de 2008.

HEINBERG, Richard. *The Party's Over: Oil, War and the Fate of Industrial Societies*. Gabriola Island: New Society Publishers, 2006.

KLARE, Michael T. *Rising Powers, Shrinking Planet: the new geopolitics of energy*. Nova York: Metropolitan Books, 2008.

KRUPP, Fred e HORN, Miriam. *Earth: The Sequel – the race to reinvent energy and stop global warming*. Nova York: W.W. Norton & Company, 2008.

LIMA, Haroldo. *Petróleo no Brasil – A Situação, o Modelo e a Política Atual*. Rio de Janeiro: Editora Synergia, 2007.

NORENG, Oystein. *El Poder del Petróleo – la política y el mercado del crudo*. Buenos Aires: El Ateneo, 2003.

PARRA, Francisco. *Oil Politics: A modern History of Petroleum*. Nova York: IB Tauris, 2004.

PIRES, Adriano; FERNÁNDEZ y FERNÁNDEZ, Eloi e Bueno, Júlio org. *Política Energética para o Brasil – propostas para o desenvolvimento sustentável*. Rio de Janeiro: Editora Nova Fronteira, 2006.

RIFKIN, Jeremy. *La economía del hidrógeno*. Buenos Aires: Paidós, 2004.

ROBERTS, Paul. *The End of Oil – On the Edge of a Perilous New World*. Nova Iorque: Mariner Books, 2005.

SIMMONS, Mathew R. *Twilight in the Desert: the coming Saudi oil shock and the world economy*. Hoboken: John Wiley & Sons, 2005.

SKIDMORE, Thomas E. *Uma história do Brasil*. São Paulo: Editora Paz e Terra, 1998.

TERTZAKIAN, Peter. *A Thousand barrels a Second: The coming oil breakpoint and the challenges facing an energy dependent world*. Nova York: McGraw-Hill, 2007.

VAÏSSSE, Maurice. *Les relations internationales depuis 1945*. Paris: Armand Colin, 1991.

YERGIN, Daniel. *The Prize: the epic quest for oil, money and power*. Nova York: Simon & Schuster, 1991.

Artigos, ensaios e conferências

ALTOMONTE, Hugo, *América Latina y el Caribe Frente a la Conyuntura energética Internacional: oportunidades para una Nueva Agenda de Políticas*. Santiago: CEPAL, 2008.

ARRIAGADA, Genaro. *Petropolitics in Latin America. A Review of Energy Policy and Regional Relations*. Disponível em: <<http://www.thedialogue.org>>.

BANKS, Ferdinand E. *Some Aspects of the Future Supply of Oil*. Disponível em: <<http://www.321energy.com>>. Acesso em fev.2008.

BIROL, Fatih. *China and India Insights. Palestra por ocasião da Conferência World Energy Outlook 2007*. Nova Iorque, 26 de novembro de 2007. Disponível em: <<http://www.cfr.org>>. Acesso em fev. 2008.

CARDOZO, Elsa. *A governabilidade democrática regional e o papel (des)integrador da energia*. In *Política Externa*, Vol. 15, Nº 3, São Paulo, dezembro, janeiro, fevereiro 2006-2007.

FUSER, Igor. *Internacionalização e conflito: a Petrobras na América do Sul*. XII Encontro Nacional de Economia Política. 2007. Pág 18. Disponível em: <<http://www.sep.org.br>>. Acesso em 13 dez. 2008.

GOLDEMBERG, José e Moreira, José Roberto. *Política energética no Brasil*. In *Estudos Avançados*, Vol. 19, Nº 55, São Paulo, setembro/dezembro 2005.

KINGSTONE, Peter. *Brazil, the sleeping giant awakens?* 12 nov. 2009. Disponível em: <www.worldpoliticsreview.com>. Acesso em 12 jan. 2009.

KOZULJ, Roberto. *A integração gasífera latino-americana: uma prospectiva cercada de incertezas*. In *Política Externa*, Vol. 15, Nº 3, São Paulo, dezembro, janeiro, fevereiro 2006-2007.

LINKOHR, Rolf. *A política energética latino-americana: entre o Estado e o mercado*. In *Política Externa*, Vol. 15, Nº 3, São Paulo, dezembro, janeiro, fevereiro 2006-2007.

MCKENZIE-BROWN, Peter. *The Ultimate Dilemma for Oil-Dominated Economies*. Disponível em: <<http://www.321energy.com>>.

MORAN, Daniel e RUSSELL, James A. *The Militarization of Energy Security*. Disponível em: <<http://www.analyst-network.com>>. Acesso em fevereiro de 2008.

PAUL, James A. *Oil Companies in Iraq: A Century of Rivalry and War*. Global Policy Forum. 25/11/2003. Disponível em <<http://www.globalpolicy.org>>. Acesso em 07 out. 2008.

RAMSEY, W.C. *The External Energy Policy of the EU. Palestra por ocasião da Conferência Annual do Ifri Energy Program: European Governance and Geopolitics*. Bruxelas, 31 de janeiro de 2008. Disponível em: <www.iea.org/textbase/speech/2008/Ramsay/ifri_Brussels.pdf>. Acesso fev. 2008.

SACHS, Ignacy. *Da civilização do petróleo a uma nova civilização verde*. In *Estudos Avançados*, Vol. 19, Nº 55, São Paulo, setembro/dezembro 2005.

SIMÕES, Antonio José Ferreira, “*Petróleo, gás natural e biocombustíveis: desafio estratégico no mundo e no Brasil*”. In *Política Externa*. Vol 15, Nº 3. Dezembro/Janeiro/Fevereiro 2006-2007.

VOGT, Carlos. *O petróleo é nosso*. In *Com Ciência – SBPC*. 2002. Disponível em: <<http://www.comciencia.br>>. Acesso em 09 nov. 2008.

YERGIN, Daniel e STOPPARD, Michael. *The Next Prize*. In *Foreign Affairs*, Vol. 82, Nº 6, Nova Iorque: Council on Foreign Affairs, novembro/dezembro 2003.

Relatórios, Estudos, Documentos Governamentais e Intergovernamentais

Banco Mundial. Biofuels, *The promise and the Risks*. Disponível em: <<http://siteresources.worldbank.org>>. Acesso em 15 nov. 2008.

BID. *Como economizar US\$ 36,000 millones en electricidad*. Apresentação para o Seminário Eficiência Energética e Competitividade, São Paulo, 2008. Disponível em: <<http://idbdocs.iadb.org>>. Acesso em 20 dez. 2008.

BP. *Statistical Review of World Energy – Full Report 2008*. Disponível em: <<http://www.bp.com>>. Acesso em 15 dez. 2008.

DEUTCH, John e SCHLESINGER, James R. *National Security Consequences of US Energy Dependency*. Nova York: Council of Foreign Relations, 2006.

EIA. *Energy in Brief: What are biofuels and how much do we use*. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov>>. Acesso em 15 nov. 2008.

EIA. *International Energy Outlook 2008*. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov>>. Acesso em 10 nov. 2008.

EPE. *Balanço Energético Nacional 2008 (BEN 2008)*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisas Energéticas, 2008.

_____. BEN 2008, resultados preliminares. Informações à imprensa. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisas energéticas, 8/5/2008 (informações referentes ao ano base 2007).

_____. *Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030)*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisas Energéticas, 2007.

EU Commission, Europe's current and future energy position: demand – resources – investments. *Second Strategic Energy Review*. Bruxelas, 2008.

FMI. World Economic Outlook – Financial Stress, Downturns, and Recoveries. out. 2008. Disponível em: <<http://www.imf.org>>.

GAO – United States Government Accountability Office. Crude Oil – Uncertainty about Future Oil Supply Makes It Important to Develop a Strategy for Addressing a Peak and Decline in Oil Production. February 2007. In <http://www.gao.gov>. Acesso fev. 2008.

Greenpeace. False Hope: Why CCS won't save the climate. Amsterdam: Greenpeace, 2008.

_____. *Revolução Energética: Perspectiva para uma energia mundial renovável*. Edição brasileira. São Paulo: Greenpeace, 2007.

HIRSCH, Robert L., Bezdek, Roger e Wendling, Robert. Peaking of World Oil Production: Impacts, Mitigation and Risk Management (Study prepared for the U.S. Department of Energy). February 2005. In <http://www.hilltoplancers.org/stories/hirsch0502.pdf>

IEA. *Energy Efficiency Policy Recommendations*. Paris: International Energy Agency, 2008.

_____. *Analysis of the Impact of High Oil Prices on the Global Economy*. Paris: International Energy Agency, 2004.

_____. *World Energy Outlook 2006 (WEO 2006)*. Paris: International Energy Agency, 2006.

_____. *World Energy Outlook 2007 – Executive Summary (WEO 2007)*. Paris: International Energy Agency, 2007.

_____. *World Energy Outlook 2008 – Executive Summary (WEO 2008)*. Paris: International Energy Agency, 2008.

_____. *Oil Market Report*. 16 jan. 2009. Disponível em: <<http://omrpublic.iea.org>>. Acesso em 31 jan. 2009.

Memorando de Entendimento entre o Governo da República Federativa do Brasil e o Governo dos Estados Unidos da América para Avançar a Cooperação em Biocombustíveis. Divisão de Atos Internacionais. Disponível em: <http://www2.mre.gov.br/dai/b_eua_332_5915.htm>. Acesso em 26 fev. 2009.

Ministère de la Economie de las Finances et de L'industrie. L'industrie pétrolière en 2004. Paris, 2005.

MMA. *Plano Nacional para Mudança do Clima (PNMC)*. Brasília, Ministério do Meio Ambiente, 2008.

National Intelligence Council (NIC). “Global trends 2025: a transformed world”, Washington: US Government Printing Office, 2008.

OCDE. World Factbook 2008. Contribution of renewables to energy supply. Disponível em: <<http://www.oecd.org>>. Acesso em 05 jan. 2008.

Receita Federal. Importações de petróleo segundo país de origem. Disponível em: <http://www.receita.fazenda.gov.br>. Acesso em 14 jan. 2009.

STANISLAW, Josepf. Power play: Resource Nationalism, the Global Scramble for Energy, and the Need for Mutual Interdependence. Deloitte Development LLC, 2008.

SALOMÃO, Luis Alfredo, et al. Relatório América do Sul. Rio de Janeiro: Rede Externa de Inteligência Sobre Energia (Relatório REISE), 2008.

Sénat Français. Le Brésil, puissance globale à l'heure des biocarburants 22/07/2008. Disponível em: www.senat.fr. Acesso em 12 jan. 2009.

Senate Rural and Regional Affairs and Transport References Committee, Commonwealth of Australia. Australia's future oil supply and alternative transport fuels. Interim Report. September 2006. In <http://www.aph.gov.au/senate>.

UK Industry Taskforce on Peak Oil & Energy Security (ITPOES): The Oil Crunch: Securing the UK's energy future. Disponível em: <http://peakoiltaskforce.net>. Acesso em 5 nov. 2008.

UNICA. Myths vs Facts: Brazilian Sugarcane Ethanol, get the facts right and kill the myths. 13 jun. 2008. Disponível em: <http://www.unica.com.br>. Acesso em 07 nov. 2008.

United Nations Energy Program (UNEP). Global Trends in Sustainable Energy Investment 2008". Disponível em: <http://sefi.unep.org>. Acesso em 25 nov. 2008.

Artigos de Imprensa Selecionados

AIEA. *Nuclear's Great Expectations: Projections Continue to Rise for Nuclear Power, but Relative Generation Share Declines*. 11 set. 2008. Disponível em: <http://www.iaea.org/NewsCenter>. Acesso em 10 nov. 2008.

BALGORD, William. *We can drill our way out of it*, Journal Sentinel Winsconsin, 10 ago. 2008. Disponível em <http://www.jsonline.com>. Acesso em 18 out. 2008.

BBC. *Argentina ends Falklands oil deal*, de 28 maio 2007. Disponível em: <http://news.bbc.co.uk>. Acesso em 19 dez. 2008.

_____. *Blair says Energy Security Key*, 10/01/2007. Disponível em: <http://news.bbc.co.uk>. Acesso em 30 out. 2008.

BHADRAKUMAR, M.K. *The Great Game for Caspian Oil*. The Hindu. 20/04/05. Disponível em: <http://www.hindu.com>. Acesso em 4 dez. 2008.

CANTANHEDE, Eliana. *Rice telefona a Amorim para explicar Quarta Frota*. Folha de S. Paulo, 16 jul. 2008. Disponível em: <http://www.folha.com.br>. Acesso em 19 dez. 2008.

CARMO, Marcia. *Calor recorde causa cortes de energia na Argentina*. In BBC Brasil 28 nov. 2008. Disponível em: <<http://www.bbc.co.uk/portuguese>>. Acesso em 19 dez. 2008.

CARR, Jeffrey. *The Future of Energy Special Report: The Power and the glory*. In The Economist, 19 jul. 2008. Disponível em: <<http://www.economist.com>>. Acesso em 9 nov. 2008.

_____. *The Future of Energy Special Report: Trade Winds*. In The Economist, 19 jul. 2008. Disponível em: <<http://www.economist.com>>. Acesso em 9 nov. 2008.

_____. *The Future of Energy Special Report: Another Silicon Valley?* In The Economist, 19 jul. 2008. Disponível em <<http://www.economist.com>>. Acesso em 9 nov. 2008.

_____. *The Future of Energy Special Report: Grow your own*. In The Economist, 19 jul. 2008. Disponível em: <http://www.economist.com>. Acesso em 9 nov. 2008.

_____. *The Future of Energy Special Report: The end of the petrolhead*. In The Economist, 19 jul. 2008. Disponível em: <http://www.economist.com>. Acesso em 9 nov. 2008.

_____. *The Future of Energy Special Report: Life after death*. In The Economist, 19/07/2008. Disponível em: <<http://www.economist.com>>. Acesso em 09 nov. 2008.

CASSIDY, John. *Pump Dream*. In The New Yorker, 11 out. 2004. Disponível em: <<http://www.newyorker.com>>. Acesso em 19 out. 2008.

CHACÓN, Emilce. *Venezuela toma medidas para encaminar el país hacia la eficiencia energética*. Noticias Bolivarianas. 11 jan. 2007. Disponível em: <<http://vulcano.wordpress.com>>. Acesso em 29 dez. 2008.

CHMAYTELLI, Maher. *OPEC Calls for Curbing Oil Speculation, Blames Funds*. Bloomberg. 28 jan. 2009. Disponível em: <<http://www.bloomberg.com>>. Acesso em 31 jan. 2009.

CIRILO Junior. Repsol encontra petróleo e gás na bacia de Santos. Folha de S. Paulo, São Paulo, 15 jan. 2009. Disponível em: <<http://www.folha.uol.com.br>>. Acesso em: 18 jan. 2009.

_____. Bloco Carioca seria até 5 vezes maior que Tupi, diz diretor da ANP. Folha de S. Paulo, 14 abr. 2008. Disponível em: <<http://www.folha.uol.com.br>>. Acesso em 13 dez. 2008.

CRUZ, Valdo. *China oferece US\$ 10 bi ao pré-sal, diz Lobão*. In Folha de S. Paulo, 8 dez. 2008. Disponível em: <<http://clippingmp.planejamento.gov.br>>. Acesso em 19 dez. 2008.

DoS, *The 1928 Red Line Agreement*. Disponível em: <<http://www.state.gov>>. Acesso em 3 dez. 2008.

DOHMEN, Frank. *Endesa Reflects Growing Government Interference*. Der Spiegel International. Disponível em: <<http://www.spiegel.de>>. Acesso em 01 dez 2008.

EconoticiasbBolivia. *Bolivia: Mesa se burla del referendo y exporta más gas*, 23 jul. 2004. Disponível em: <<http://www.aporrea.org>>. Acesso em 19 dez. 2008.

EFE. *Paran 60.000 camiones en Chile en protesta por los precios de los combustibles*. 3/06/2008. Disponível em: http://www.soitu.es/soitu/2008/06/03/info/1212496127_070107.html. Acesso em 19 dez. 2008.

El Clarín. *Brasil avanza como potencia petrolera* 24 maio 2008. Disponível em: <www.clarin.com>. Acesso em 10 nov. 2008.

ENGDHAL, William. *"NATO scuttles US plan to encircle Russia"*, in Asia Times Online, 9 dez. 2008. Site Acesso em 9 dez. 2008.

Folha de S. Paulo. *Entenda o que é a camada pré-sal*. 2 set. 2008. Disponível em: <http://www.folha.uol.com.br>. Acesso em 13 dez. 2008.

Gazeta Mercantil. *Governo admite que mamona não atende lei do biodiesel*. 14 jul. 2008. In Resenha eletrônica do Ministério da Fazenda. Disponível em: <http://www.fazenda.gov.br>. Acesso em 16 out. 2008.

GILLIES, Rob. *Further signs of stress in Canada's oil sands*. In USA Today 17 nov. 2008. Disponível em: <http://www.usatoday.com>. Acesso em 23 nov. 2008.

GHIRARDI, André. *Gás natural na América do Sul: do conflito à integração possível*. In Le Monde Diplomatique Brasil. 31 jan. 2008. Disponível em: <http://diplo.uol.com.br>. Acesso em 19 dez. 2008.

GOLD, Russel; Davis, Ann. *Oil Officials See Limit Looming on Production*. Rigzone.com 19 dez. 2007. Disponível em: <http://www.rigzone.com>. Acesso em 16 out. 2008.

HARGREAVES, Steve. *The End of Oil*. 14 set. 2007. In CNN.com. Disponível em: <http://www.cnn.com>. Acesso em fev. 2008.

HAWKSLEY, Hunphrey. *China's new Latin American revolution*. In The Financial Times, 4 maio 2006. Disponível em: <http://www.ft.com>. Acesso em 19 dez. 2008.

HOWDEN, Daniel. *"World oil supplies are set to run out faster than expected, warn scientists"*. In The Independent, 14 jun. 2007. Disponível em: <http://www.independent.co.uk>. Acesso em 6 out. 2008.

IEA. *World Economic Forum: Oil industry might face future supply problems*. In the Press. Disponível em: <http://www.iea.org>. Acesso em 31 jan. 2009.

JIANG, Wenran. *China and India Come to Latin America for Energy*. Chinese Institute at the University of Alberta. 2006. pág 16. Disponível em: <http://www.uofaweb.ualberta.ca>. Acesso em 28 dez. 2008.

_____. *China's Energy Engagement with Latin America*. In The Jamestown Foundation China Brief. Volume: 6 Issue: 16. 09 maio 2007. Disponível em: <<http://www.jamestown.org>>. Acesso em 15 dez 2008.

JUVERCY Junior. Brasil recusa convite para ingressar na Opep, afirma Lobão. 15 set. 2008. Disponível em: <http://www.otempo.com.br>. Acesso em 6 set. 2008.

KHAN, Joseph “*China Courts Africa, Angling for Strategic Gains*”, in The New York Times, 3 nov. 2006. Disponível em: <<http://www.nytimes.com>>. Acesso em 07 out. 2008.

KINVER, Mark. *China's "rapid renewables surge"*. BBC. 1 ago. 2008. Disponível em: <<http://news.bbc.co.uk>>. Acesso em 2 dez. 2008.
La Nacion: *Palacio enfrenta en Ecuador su peor crisis por huelgas y protestas*. 20 ago. 2005. Disponível em: <<http://www.lanacion.com.ar>>. Acesso em 17 dez. 2008.

LAHERRÈRE, Jean. “*The Hubbert Curve, its strengths and weaknesses*”. Disponível em: <<http://dieoff.org>>. Acesso em 09 out. 2008.

LEGGET, Jeremy. “*At Poznan, no one is listening*”. In The Guardian, 11 dez. 2008. Disponível em: <www.guardian.co.uk>. Acesso em 23 nov. 2008.

LEONARD, Andrew. *George Soros explains the oil bubble*. Salon.com 2 jun. 2008. Disponível em: <<http://www.salon.com>>. Acesso em 31 jan. 2009.

LYNCH, J. David. *Debate brews: Has oil production peaked?* In USA Today, 16 out. 2005. Disponível em usatoday.com. Acesso em 29 nov. 2008.

MCGRAY, Douglas. *Pop-Up Cities: China Builds a Bright Green Metropolis*. In Wired Magazine, 4/24/2007.

MMA. *Principais objetivos que integrarão o Plano Nacional de Mudança Climática*. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br>>. Acesso em 3 dez. 2008.

MILLER, Sara. *Brazil as a new kind of oil giant*. 14 nov. 2008. Disponível em: <www.csmonitor.com>. Acesso em 19 dez. 2008.

MONBIOT, George. *When will the oil run out?* The Guardian, 15 dez. 2008. Disponível em: <<http://www.guardian.co.uk>>. Acesso em 19 dez. 2008.

O Tempo. *Brasil é convidado para OPEP*. 4 set. 2008. Disponível em: <<http://www.otempo.com.br>>. Acesso em 6 set. 2008.

PACHECO, Natália. *Pré-sal anima mercado*. EnergiaHoje. 07 nov. 2008. Disponível em: <<http://www.energiahoje.com>>. Acesso em 15 dez. 2008.

PAMPLONA, Nicola. *Exxon descobre petróleo no pré-sal*. Estado de S. Paulo, 22 jan. 09. Disponível em: <<http://www.estadao.com.br>>. Acesso em 22 jan. 2009.

PETROBRAS. *Os campos de petróleo no Brasil*. Disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br>>. Acesso em 30 out. 2008.

_____. *Petrobras assina contrato de parceria para exploração e produção com estatal da Índia*. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br>. Acesso em 16 dez. 2008.

PT. *Conflitos na Bolívia causaram mortes e dezenas de feridos*. 12 set. 2008. Disponível em: <<http://www.pt.org.br>>. Acesso em 13 dez. 2008.

RAMESH, M. *Great potential to leverage synergies between India and Latin America*, The Hindu. 10 out. 2007. Disponível em: <<http://www.thehindubusinessline.com>>. Acesso em 19 dez. 2008.

Reuters. *Canada says oil sands must capture carbon by 2012*. 10 abr. 2008. Disponível em <<http://www.enn.com>>. Acesso em 10 out. 2008.

_____. *Q+A: Bremmer and Roubini on protectionism, oil price*. 29 jan. 2009. Disponível em: <http://www.reuters.com> Acesso em 30 jan. 2009.

Revista Veja: *70 Questões para entender o etanol*. Disponível em: <http://veja.abril.com.br>. Acesso em 15 nov. 2008.

RICH, Emma. *Microbes drive new Amyris biodiesel plant*. Cleantech. 11 nov. 2008. Disponível em: <http://cleantech.com>. Acesso em 26 jan. 2009.

RICUPERO, Rubens. *A geoestratégia do petróleo*. In Folha de S. Paulo, São Paulo, 25 abr. 2004.

RUBIN, Jeff. *What's the Real Cause of the Global Recession?* In CBIC World Markets. 31 out. 2008. Pág. 4. Disponível em: <http://research.cibcwm.com>>. Acesso em 29 nov. 2008.

_____. "Will Soaring Transport Costs Reverse Globalization?". CBIC World Markets. 27 maio 2008. Pág 4 e 5. Disponível em: <http://research.cibcwm.com>>. Acesso em 29 nov. 2008.

SALGADO, Eduardo. *A era pós-petróleo – Entrevista com Jeremy Rifkin*. In Veja. Disponível em: <http://vejaonline.abril.com.br>. Acesso em fev. 2008.

SCHNEYER, Joshua. *Brazil, the New Oil Superpower* 19 nov. 2007. Disponível em: www.businessweek.com>. Acesso em 12 jan. 2009.

SCRIVANO, Roberta. "Petróleo em queda não afeta pré-sal" 8 dez. 2008. Gazeta Mercantil. Disponível em: <http://www.gazetamercantil.com.br>>. Acesso em 15 dez. 2008.

SNOW, Nick. *Clinton: Energy security a major US foreign policy element*. Oil and Gas Journal. 26 jan. 2009. Disponível em: <http://www.ogj.com>>. Acesso em 3 fev. 2009.

The Economist. *Brazil, an economic superpower, and now oil too*. 17 abr. 2008. Disponível em: <http://www.economist.com>>. Acesso em 27 dez. 2008.

The Times of India. *India has big plans for N-power utilization*. 19 set. 2008. Disponível em: <<http://timesofindia.indiatimes.com>>. Acesso em 27 out. 2008.

WEATHLEY, Jonathan. *Brazil – Surfing a big wave of confidence*. 8 jul. 2008. Disponível em: <www.ft.com>. Acesso em 10 nov. 2008.

WENTZEL, Marina. *Chineses querem investir mais em projetos do PAC*. Folha Online. 11 jul. 2008. Disponível em: <<http://www.folha.uol.com.br>>. Acesso em 15 out. 2008.

YANK, Marcos Sawaya. *O despertar da bioeletricidade*. In O Estado de S. Paulo em 13 ago. 2008.

Entrevistas

Embaixador André Mattoso Maia Amado, Subsecretário Geral de Energia e Alta Tecnologia, em 27 jan. 2009.

Ministro André Aranha Correa do Lago, Chefe do Departamento de Energia, em 26 jan. 2009.

David Fyfe, Diretor da Divisão para a Indústria do Petróleo e Mercados, da IEA, em 19 set. 2008.

Eloi Fernández y Fernández, Diretor Geral da Organização Nacional da Indústria do Petróleo (ONIP), concedida em 25 nov. 2008.

José Ricardo da Silveira, Assessor de Planejamento e Coordenação da Diretoria Técnica da ITAIPU Binacional, em 10 jan. 2009.

John Forman, ex-Diretor da Agência Nacional do Petróleo, em 20 nov. 2008.

Newton Reis Monteiro, ex-Diretor da Agência Nacional do Petróleo, em 26 nov. 2008.

Embaixador Sebastião do Rego Barros, ex-Diretor da Agência Nacional do Petróleo, em 25 nov. 2008.

Simões, Ivan. Diretor da BP do Brasil, em 27 nov. 2008.

Sítios eletrônicos mais utilizados

<http://www.321energy.com>
<http://www.aspo-usa.com>
<http://www.bp.com>
<http://www.energybulletin.net>
<http://www.eia.doe.gov>
<http://www.eclac.org/brasil/>
<http://www.epe.gov.br>
<http://www.iea.org>
<http://www.mme.gov.br>
<http://www.mre.gov.br>
<http://www.olade.org.ec>
<http://www.rigzone.com>
<http://www.theoil drum.com>
<http://www.worldenergy.org>

Expedientes telegráficos e outros documentos do Ministério das Relações Exteriores

Circular-telegráfica N°66922/89/DE/DAM II/DAF II/DOC/ABC/DPB/DE I, de Exteriores, em 01/02/2008.

CIRCTEL 67862/2008 DRN/CGFOME.

CIRCTEL 63249/2007

TEL 946/08 de Brasemb Quito: DREN/DECAS/DAM III

TEL 1300/08 de Brasemb Quito: DREN/DECAS/DAM III

TEL 567/08 de Brasemb Quito: DREN/DECAS/DAM III

TEL 1061/08 de Brasemb Buenos Aires DREN/DRN/DAM I

OBRAS DE REFERÊNCIA

Livros, ensaios e relatórios:

GOLDEMBER, José e MOREIRA, José Roberto. *Política Energética no Brasil*. In Estudos Avançados, Vol. 19, Nº 55, São Paulo, setembro/dezembro 2005.

HAAS, Richard N. *O novo Oriente Médio*. In Política Externa, Vol 15, Nº4. Março/Abril/Maio. 2007.

KOZULJ, Roberto. *A Integração Gasífera latino-americana: uma perspectiva cercada de incertezas*. In Política Externa, Vol 15, Nº 3. Dezembro/Janeiro/Fevereiro 2006-2007.

LAGO, André Aranha Corrêa do. *Estocolmo, Rio, Joanesburgo: o Brasil e as Três Conferências Ambientais das Nações Unidas*. Brasília: Instituto Rio Branco; Fundação Alexandre de Gusmão, 2007.

MORGENTHAU, Hans J. *Politics Among Nations: the struggle for power and peace*. Nova York: Alfred A, Knopf. 1954.

PNUD. “*Progress in achieving MDGs under threat, new report finds*”, 2008. Disponível em: <http://content.undp.org/go/newsroom/2008/september>. Acesso em 29 nov. 2008.

POMERANZ, Lenina. *Temas centrais sobre a política externa da Rússia*. In Política Externa, Vol 16, Nº 1. Junho/Julho/Agosto, 2007.

RICUPERO, Rubens. *De Bali a Copenhague: o futuro regime internacional sobre mudança do clima*. In Política Externa, Vol 16, Nº 4, 2007.

SOARES, Maria Regina Soares de. *O Lugar da América do Sul na Política Externa Brasileira*. In *Obras de Integração Física na América do Sul*. Ministério das Relações Exteriores, 2007.

WRIGHT, James Terence e SPERS, Renata Giovinazzo. *O país no futuro: aspectos metodológicos e cenários*. In *Estudos Avançados*. USP. Volume 20, N° 56, Janeiro-Abril, 2006.



<i>Formato</i>	<i>15,5 x 22,5 cm</i>
<i>Mancha gráfica</i>	<i>12 x 18,3cm</i>
<i>Papel</i>	<i>pólen soft 80g (miolo), duo design 250g (capa)</i>
<i>Fontes</i>	<i>Times New Roman 17/20,4 (títulos), 12/14 (textos)</i>