

PROJETO
PiB
Perspectivas do
Investimento no
Brasil



Sistema Produtivo **01**

Perspectivas do Investimento em
Energia

Ronaldo Bicalho (Coord.)

Mariana Looty
Edmar de Almeida
Marcelo Colomer
André Leite
José Vitor Bomtempo

Instituto de Economia da UFRJ
Instituto de Economia da UNICAMP



PROJETO PIB: Perspectivas do Investimento em Energia

Ronaldo Bicalho (Coord.)

Mariana Lotty
Edmar de Almeida
Marcelo Colomer
André Leite
José Vitor Bomtempo

Abril de 2009

P467 Perspectivas do investimento em energia / coordenador Ronaldo Bicalho; equipe Mariana Ito... [et al.] Rio de Janeiro: UFRJ, Instituto de Economia, 2008/2009.
226 p.: 30 cm.

Bibliografia: p. 210-222

Relatório final do estudo do sistema produtivo Energia, integrante da pesquisa "Perspectivas do Investimento no Brasil", realizada por Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro e Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas, em 2008/2009.

1. Energia. 2. Investimentos. 3. Economia industrial. 4. Relatório de Pesquisa (UFRJ/UNICAMP). I. Bicalho, Ronaldo. II. Kupfer, David. III. Laplane, Mariano. IV. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de Economia. V. Universidade Estadual de Campinas. Instituto de Economia. VI. Perspectivas do Investimento no Brasil.

CDD 338.1

PROJETO PIB - P I B

EQUIPES:

COORDENAÇÃO GERAL

- Coordenação Geral** - David Kupfer (IE-UFRJ)
- Coordenação Geral Adjunta** - Mariano Laplane (IE-UNICAMP)
- Coordenação Executiva** - Edmar de Almeida (IE-UFRJ)
- Coordenação Executiva Adjunta** - Célio Hiratuka (IE-UNICAMP)
- Gerência Administrativa** - Carolina Dias (PUC-Rio)

Coordenação de Bloco

- Infra-Estrutura** - Helder Queiroz (IE-UFRJ)
- Produção** - Fernando Sarti (IE-UNICAMP)
- Economia do Conhecimento** - José Eduardo Cassiolato (IE-UFRJ)

Coordenação dos Estudos de Sistemas Produtivos

- Energia** – Ronaldo Bicalho (IE-UFRJ)
- Transporte** – Saul Quadros (CENTRAN)
- Complexo Urbano** – Cláudio Schüller Maciel (IE-UNICAMP)
- Agronegócio** - John Wilkinson (CPDA-UFRJ)
- Insumos Básicos** - Frederico Rocha (IE-UFRJ)
- Bens Salário** - Renato Garcia (POLI-USP)
- Mecânica** - Rodrigo Sabbatini (IE-UNICAMP)
- Eletrônica** – Sérgio Bampi (INF-UFRGS)
- TICs**- Paulo Tigre (IE-UFRJ)
- Cultura** - Paulo F. Cavalcanti (UFPB)
- Saúde** - Carlos Gadelha (ENSP-FIOCRUZ)
- Ciência** - Eduardo Motta Albuquerque (CEDEPLAR-UFMG)

Coordenação dos Estudos Transversais

- Estrutura de Proteção** – Marta Castilho (PPGE-UFF)
- Matriz de Capital** – Fabio Freitas (IE-UFRJ)
- Estrutura do Emprego e Renda** – Paulo Baltar (IE-UNICAMP)
- Qualificação do Trabalho** – João Sabóia (IE-UFRJ)
- Produtividade e Inovação** – Jorge Britto (PPGE-UFF)
- Dimensão Regional** – Mauro Borges (CEDEPLAR-UFMG)
- Política Industrial nos BRICs** – Gustavo Brito (CEDEPLAR-UFMG)
- Mercosul e América Latina** – Simone de Deos (IE-UNICAMP)

Coordenação Técnica

- Instituto de Economia da UFRJ
- Instituto de Economia da UNICAMP

REALIZAÇÃO



Fundação Universitária
José Bonifácio

APOIO FINANCEIRO



Ministério do
Desenvolvimento, Indústria
e Comércio Exterior



Após longo período de imobilismo, a economia brasileira vinha apresentando firmes sinais de que o mais intenso ciclo de investimentos desde a década de 1970 estava em curso. Caso esse ciclo se confirmasse, o país estaria diante de um quadro efetivamente novo, no qual finalmente poderiam ter lugar as transformações estruturais requeridas para viabilizar um processo sustentado de desenvolvimento econômico. Com a eclosão da crise financeira mundial em fins de 2008, esse quadro altamente favorável não se confirmou, e novas perspectivas para o investimento na economia nacional se desenham no horizonte.

Coordenado pelos Institutos de Economia da UFRJ e da UNICAMP e realizado com o apoio financeiro do BNDES, o Projeto PIB - Perspectiva do Investimento no Brasil tem como objetivos:

- Analisar as perspectivas do investimento na economia brasileira em um horizonte de médio e longo prazo;
- Avaliar as oportunidades e ameaças à expansão das atividades produtivas no país; e
- Sugerir estratégias, diretrizes e instrumentos de política industrial que possam auxiliar na construção dos caminhos para o desenvolvimento produtivo nacional.

Em seu escopo, a pesquisa abrange três grandes blocos de investimento, desdobrados em 12 sistemas produtivos, e incorpora reflexões sobre oito temas transversais, conforme detalhado no quadro abaixo.



ECONOMIA BRASILEIRA	BLOCO	SISTEMAS PRODUTIVOS	ESTUDOS TRANSVERSAIS
	INFRAESTRUTURA	Energia Complexo Urbano Transporte	Estrutura de Proteção Efetiva
	PRODUÇÃO	Agronegócio Insumos Básicos Bens Salário Mecânica Eletrônica	Matriz de Capital Emprego e Renda Qualificação do Trabalho Produtividade, Competitividade e Inovação
	ECONOMIA DO CONHECIMENTO	TICs Cultura Saúde Ciência	Dimensão Regional Política Industrial nos BRICs Mercosul e América Latina



PROJETO PIB: Perspectivas do Investimento em Energia

Coordenador

Ronaldo Bicalho*

Equipe

Mariana Looty*

Edmar de Almeida*

Marcelo Colomer*

André Leite**

José Vitor Bomtempo*

Abril de 2009

** Grupo de Estudos do Setor Elétrico do Instituto de Economia da UFRJ

* Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ

¹ Coutinho, L. & Ferraz, J. C. (coord.) (1994) - Estudo da Competitividade da Indústria Brasileira. 2. ed. Campinas: Papyrus; Editora da Universidade Estadual de Campinas.

Este documento elaborado foi sob coordenação de Célio Hiratuka

Os relatórios setoriais acima listados apenas serviram de base ou inspiração para a produção deste documento. As opiniões aqui contidas não refletem, necessariamente, a opinião dos autores dos relatórios setoriais.

Sumário

NOTA TÉCNICA	8
1. INTRODUÇÃO CONCEITUAL	8
2. DINÂMICA DOS INVESTIMENTOS NO MUNDO E NO BRASIL	11
2.1. Desafios e Oportunidades Associados às Mudanças nos Recursos Naturais	11
2.2. Desafios e Oportunidades Associados às Mudanças Tecnológicas	14
2.3. Desafios e Oportunidades Associados às Mudanças nos Padrões de Concorrência e na Demanda	17
2.4. Desafios e Oportunidades Associados às Mudanças nos Padrões Institucionais e Regulatórios	19
3. DINÂMICA DOS INVESTIMENTOS NO SETOR PETRÓLEO	22
3.1. Dinâmica Global do Investimento	22
3.2. Tendência do Investimento no Brasil	39
3.3. Perspectivas de Médio e Longo Prazos para os Investimentos	62
3.4. Propostas de Políticas para o Setor Petrolífero no Brasil	69
4. DINÂMICA DOS INVESTIMENTOS NO SETOR DE GÁS NATURAL	71
4.1. Dinâmica Global do Investimento	71
4.2. Tendências do Investimento no Brasil	81
4.3. Perspectivas de Médio e Longo Prazos para os Investimentos	94
4.4. Política Gasífera	102
5. DINÂMICA DOS INVESTIMENTOS NO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA	104
5.1. Dinâmica Global do Investimento	104
5.2. Tendências do Investimento no Brasil	108
5.3. Perspectivas de Médio e Longo Prazos para os Investimentos no Sistema Produtivo Setor Elétrico Brasileiro	121
5.4. Propostas de Políticas Setoriais	130
6. DINÂMICA DOS INVESTIMENTOS NO SETOR DE BIOCOMBUSTÍVEL	133
6.1. Dinâmica Global do Investimento	133
6.2. Perspectivas de Médio e Longo Prazos do Investimento	147
6.3. Propostas de Políticas Setoriais	158
7. SÍNTESE ANALÍTICA – PERSPECTIVAS DE MÉDIO E LONGO PRAZOS DOS INVESTIMENTOS NO SISTEMA PRODUTIVO ENERGIA	159
7.1. As Perspectivas de Curto Prazo para o Investimento no Sistema Produtivo Energia (2012)	159
7.2. As Perspectivas de Longo Prazo para o Investimento no Sistema Produtivo Energia (2022)	160
8. SÍNTESE PROPOSITIVA – POLÍTICAS PARA O DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA PRODUTIVO ENERGIA	163
9. BIBLIOGRAFIA	165

NOTA TÉCNICA

Sistema produtivo: energia

Subsistemas produtivos: petróleo; gás natural; energia elétrica; biocombustíveis

Área: Infraestrutura

Coordenador: Ronaldo Bicalho*

Subsistema petróleo: Mariana Iooty*

Subsistema gás natural: Edmar de Almeida* e Marcelo Colomer*

Subsistema energia elétrica: André Leite**

Subsistema biocombustíveis: José Vitor Bomtempo*

1. INTRODUÇÃO CONCEITUAL

O sistema produtivo energia pode ser visto como uma restrição ou uma oportunidade para o desenvolvimento produtivo do país. Na visão de Coutinho & Ferraz (1994, p. 145)¹, esse sistema faria parte de um conjunto mais amplo que compreende os sistemas de infraestrutura física e de prestação de serviços essenciais que têm um papel crucial na promoção das condições sistêmicas da competitividade industrial, ao proporcionar as chamadas externalidades às empresas que atuam no país, tanto voltadas ao mercado externo quanto interno.

Face ao caráter crucial e estratégico da energia para o desenvolvimento econômico e para o bem-estar da sociedade, as estratégias, os instrumentos e as ações de política para o conjunto de setores que compõem este sistema produtivo ultrapassam o âmbito restrito da política industrial. Desse modo, diferentemente de outros sistemas, energia apresenta um conjunto de estratégias, instrumentos e ações de política que lhe é próprio, identificado sob a denominação de política energética, cujo objetivo principal é a garantia do suprimento energético.

Outro aspecto importante da especificidade do sistema produtivo energia é a forte interdependência existente entre os subsistemas que o compõem. Em função dessa interdependência, as estratégias, os instrumentos e as ações de política transcendem o âmbito específico de cada subsistema, constituindo um conjunto articulado e interdependente. Esses subsistemas devem ser analisados e avaliados como conjunto, para que as propostas de estratégias, instrumentos e ações de política sejam consistentes sob a perspectiva do sistema como um todo. Em outras palavras, as análises, as avaliações e as propostas devem ser desenvolvidas sob a ótica da política energética; e não exclusivamente sob a perspectiva individual de cada subsistema.

Assim, a abordagem analítica desenvolvida para o sistema produtivo energia deve apresentar duas dimensões interdependentes: a dimensão específica a cada subsistema e a dimensão integrada do sistema produtivo em questão.

Em função do caráter abrangente dos objetivos, dos instrumentos e das ações da política energética, existe uma ampla interface dessa política com outras políticas públicas. Entre elas, a política industrial e tecnológica. Nesse sentido, essa última surge como um dos pontos de uma abordagem mais ampla, que é aquela definida pela política energética.

Face a isto, a abordagem desenvolvida neste trabalho será estruturada em torno da análise tradicional feita para este sistema produtivo, que é aquela estruturada em torno da política energética, do seu principal objetivo – a garantia do suprimento energético – e das interfaces com o conjunto de outras políticas públicas – entre elas, a política industrial e tecnológica.

Nesse contexto, o elemento que define, identifica e estrutura a política energética é o seu objetivo: a garantia do suprimento energético. Garantia do suprimento no curto, no médio e no longo prazo.

A garantia de suprimento no médio e no longo prazo, na maioria das vezes, envolve a expansão da capacidade instalada do sistema produtivo, por conseguinte, implica em novos investimentos na base de ativos que compõe a infraestrutura energética. Assim, garantir o suprimento de energia no médio e longo prazo implica garantir a expansão da capacidade instalada e, portanto, garantir o investimento.

O resultado disso é que a dinâmica do investimento no sistema produtivo energia é fundamental para se definir a possibilidade de se alcançar, ou não, o objetivo principal da política energética - ou seja, a garantia do suprimento no médio e longo prazo -; com todas as externalidades, positivas e negativas, sobre o desenvolvimento econômico e o bem-estar social, decorrentes do sucesso ou do fracasso dessa política².

Assim, o objetivo deste trabalho é analisar a dinâmica de investimento do sistema produtivo energia no Brasil, a partir da identificação dos seus fatores determinantes e da discussão sobre as perspectivas de sua evolução; estabelecendo as questões-chave para a definição do futuro desse sistema no país, e propondo estratégias, instrumentos e ações de política energética que garantam a energia necessária ao desenvolvimento produtivo do país.

O Âmbito da Análise

Na medida em que a evolução do sistema produtivo energia no Brasil não se dá à parte da evolução desse sistema produtivo no mundo, é incontornável a necessidade de inseri-la no contexto mais amplo da evolução global dessa atividade.

Neste sentido, deve-se, em primeiro lugar, discutir as perspectivas de desenvolvimento dos fatores determinantes da evolução desse sistema no mundo; para, em seguida, introduzir na análise as especificidades brasileiras, redimensionando e reestruturando a discussão, de forma a configurar uma agenda de questões-chave que, embora seja relativamente específica ao Brasil, retém uma relação direta com a agenda mundial do referido sistema.

Os Fatores Determinantes da Dinâmica de Investimento

O primeiro fator determinante da dinâmica de investimento no sistema produtivo energia é a sua dotação de recursos naturais.

O segundo fator determinante é a tecnologia, que possibilita a identificação, exploração e uso dos recursos citados anteriormente.

O terceiro fator determinante é a organização dos mercados, que envolve a estruturação das cadeias produtivas, das empresas e dos mercados, que se traduz, ao final, nas transações econômicas estabelecidas entre os agentes envolvidos com esse sistema produtivo.

² Cabe chamar a atenção que a garantia do suprimento não envolve apenas políticas que atuam sobre a oferta de energia. As chamadas políticas de gestão da demanda também são importantes na medida em que reduzem as pressões sobre a oferta e, portanto, sobre a expansão da capacidade e o investimento correspondente, a partir do uso mais eficiente da energia. Contudo, dada a natureza deste trabalho, a ênfase foi dada à garantia de suprimento que envolvesse a expansão da capacidade instalada e, em consequência, o investimento. Nesse sentido, a conservação de energia irá surgir neste trabalho na sua dimensão estrutural, que é aquela ligada às mudanças tecnológicas ao longo das cadeias energéticas que implicam em um uso mais eficiente dos recursos através de mudanças nos equipamentos de produção, transformação e uso da energia.

Finalmente, o quarto fator são as instituições, que diz respeito à intervenção do Estado nesta atividade econômica, tanto no âmbito das políticas públicas – energética e outras – quanto no âmbito regulatório.

Estes quatro fatores não operam de forma independente; muito pelo contrário, há uma forte interdependência entre eles, que define um horizonte de possibilidades, que é determinado pelo conjunto de fatores e não por cada um deles separadamente.

As Questões-Chave

Definidos os fatores determinantes da dinâmica do investimento no sistema produtivo energia, cabe a identificação das questões-chave – estabelecidas a partir das diferentes perspectivas de desenvolvimento desses fatores e, portanto, do próprio sistema – para a definição do seu futuro, tanto no âmbito mundial quanto no âmbito do país.

Desafios e Oportunidades

Identificadas as questões-chave, é possível elencar os desafios e as oportunidades colocadas para a expansão e, portanto, para o investimento no sistema produtivo energia.

Propostas de Estratégias, Instrumentos e Ações de Política

A partir do mapeamento das questões-chave e dos desafios e oportunidades por elas estruturados em suas diversas dimensões – recursos naturais, tecnologia, organização dos mercados e instituições –, é possível identificar o espaço de atuação dos instrumentos de política energética, assim como o da sua interface com outras políticas públicas, para promover a evolução do sistema produtivo energia na direção desejada.

Esse espaço de atuação é definido, de um lado, pelo conjunto de questões-chave e de suas distintas possibilidades de evolução, e, de outro, pela combinação de diretrizes e instrumentos de política mais adequados para promover os objetivos almejados.

2. DINÂMICA DOS INVESTIMENTOS NO MUNDO E NO BRASIL

A partir da definição do conjunto de questões-chave, que tem como base os fatores determinantes do investimento no sistema produtivo energia – recursos naturais, tecnologia, organização dos mercados e instituições –, é possível identificar os desafios e as oportunidades relacionados à evolução deste sistema.

A evolução do sistema produtivo energia dependerá da evolução desse conjunto estrutural de questões-chave. Nesse sentido, a sua expansão e o investimento correspondente estão intimamente ligados à evolução desse conjunto.

Na medida em que o sistema energético brasileiro está inserido no sistema energético mundial, é na evolução deste último, representada pela evolução do seu conjunto de questões-chave, que serão delimitadas as oportunidades e os desafios à expansão do sistema brasileiro, com os seus desdobramentos sobre a estratégia de investimento mais adequada para aproveitar estas oportunidades e enfrentar estes desafios.

2.1. Desafios e Oportunidades Associados às Mudanças nos Recursos Naturais

O primeiro fator determinante da dinâmica dos investimentos no sistema produtivo energia é a dotação de recursos naturais, tanto em termos de quantidade e qualidade quanto em termos de localização. Este fator é fundamental na evolução desses investimentos, em função do seu papel decisivo na configuração dos outros fatores.

2.1.1. Mundo

No que concerne a esse fator, o primeiro ponto a ser ressaltado é a concentração geográfica das reservas mundiais de petróleo nos países do Oriente Médio (61%).

Na medida em que, por um lado, o grande consumo desse energético se dá na Europa, nos Estados Unidos e em países emergentes como China e Índia e, por outro, as grandes reservas concentram-se nos países do Oriente Médio, estão criadas as condições para a geração de fortes tensões geopolíticas no mercado de petróleo.

Esse mesmo fenômeno pode ser observado em relação ao gás natural, em que 76% das reservas encontram-se nos países da OPEP e na Rússia.

Aqui, a situação é agravada pela baixa flexibilidade espacial dos gasodutos, que tornam a dependência do suprimento de gás a um determinado país, muito maior do que no caso do petróleo. Mesmo que se contemple a flexibilização dessa relação, mediante o uso do gás natural liquefeito, a concentração das reservas desse energético mantém, na melhor das hipóteses, a mesma natureza daquela observada para o petróleo.

Nesse sentido, a disputa entre detentores de recursos, que buscam valorizar ao máximo a sua posse, tanto em termos econômicos quanto políticos, e seus consumidores, que buscam reduzir os impactos dessas pressões econômicas e políticas, engendra estratégias de investimentos que procuram diminuir a dependência dos países que consomem os recursos naturais em relação aos países detentores destes recursos.

Assim, a primeira grande questão-chave do investimento no sistema produtivo energia, associada à configuração da dotação de recursos naturais no mundo hoje, é aquela concernente à busca de novas reservas de petróleo e gás natural fora dos países e regiões que hoje detêm as grandes reservas, de forma a reduzir a dependência do suprimento energético dos grandes países consumidores em relação a esse conjunto específico de países e regiões.

A segunda grande questão-chave do sistema produtivo energia ligada aos recursos naturais é a incorporação de fontes alternativas aos combustíveis fósseis como elementos efetivos dessa dotação. Nesse caso, embora também esteja presente a questão da redução da dependência em relação àqueles países que detêm o controle das reservas de combustíveis fósseis, o vetor principal é a mudança climática global.

O setor elétrico é um dos espaços importantes nesse movimento de incorporação de fontes alternativas – as chamadas novas fontes renováveis de energia: eólica, solar e biomassa. Nesse caso, tanto a redução da dependência quanto a “limpeza” da matriz de geração de energia elétrica atuam como importantes vetores na determinação do investimento neste setor.

Por outro lado, o setor de biocombustíveis é o grande estuário das correntes geradas a partir do esforço de incorporação das fontes renováveis. Nesse caso, além dos fatores mais evidentes ligados à determinação da dotação natural em biocombustíveis – disponibilidade de terras agriculturáveis e condições climáticas favoráveis –, surge outra dimensão importante que é a evolução da relação matérias-primas – tecnologias de conversão.

³ Cabe ressaltar que, mesmo sem contar com o pré-sal, já havia perspectivas concretas (DOE,2008a) do país se tornar nos próximos dois anos um dos maiores contribuintes de petróleo fora dos países membros da OPEP

A partir dessa constatação, é possível identificar uma terceira questão-chave da evolução dos investimentos em energia relacionada à dotação de recursos naturais que é a definição da efetividade dessa dotação a partir da evolução nas tecnologias de produção, transformação e uso da energia. O importante dessa questão é que ela pode requalificar a dotação natural – por exemplo, terras e clima – a partir da tecnologia. Nesse sentido, ela é uma questão-chave que faz a ponte entre dois fatores determinantes do investimento: recursos naturais e tecnologia.

Dessa maneira, quando se analisa as perspectivas de investimento no setor produtivo energia, tendo como referência a dotação de recursos naturais, o primeiro movimento que se identifica é aquele que se dá na esfera dos combustíveis fósseis, que se traduz na tentativa de se ampliar a base de recursos naturais mediante a incorporação de reservas que estejam fora do controle de um conjunto específico de países. O segundo movimento identificado é aquele que procura sair da esfera anterior e incorporar novas fontes renováveis que hoje se encontram efetivamente fora dessa dotação. O terceiro movimento diz respeito exatamente à qualificação dessas fontes a partir da evolução tecnológica na produção e uso da energia.

Em função disso, pode-se afirmar que os fatores determinantes do investimento em energia tendem a alterar a configuração da atual dotação de recursos naturais no mundo, tanto no que diz respeito à concentração espacial dos recursos quanto no que concerne à sua própria qualificação, procurando "desconcentrá-los" e "requalificá-los" a partir da busca de novas reservas e novas fontes fora da atual base de recursos, fazendo face aos reclames pela redução da dependência energética em relação a países "não-confiáveis" e por respostas efetivas aos problemas gerados pela mudança climática global.

2.1.2. Brasil

Esses grandes movimentos do sistema energético mundial geram grandes desafios e oportunidades para o sistema produtivo energia no Brasil. Na medida em que o país detém uma base de recursos energéticos ampla e diversificada, as estratégias de investimento apresentadas anteriormente criam a possibilidade do país se tornar um protagonista importante no cenário energético mundial.

A descoberta da província petrolífera do pré-sal figura com sendo um dos fatores mais importantes para esse protagonismo. Ainda que os dados sobre essa descoberta sejam preliminares tanto em relação à verdadeira quantidade de reservas quanto sobre o comportamento dos reservatórios, já é possível afirmar que o setor de petróleo brasileiro está diante de uma nova e promissora fase de expansão.

Nesse sentido, o Brasil pode vir a se colocar, efetivamente, como um player de grande peso no cenário internacional de produção petrolífera³.

Nesse sentido, sob o enfoque da dotação de recursos naturais, a estratégia de investimento do setor petrolífero mundial de buscar novas reservas fora da OPEP, associada às possibilidades reais de ampliação vigorosa das reservas brasileiras, gera um quadro extremamente favorável à expansão e ao investimento no setor de petróleo no Brasil.

No caso do gás natural, a expansão inicial desse setor no Brasil foi feita baseada nos recursos dos vizinhos, em particular da Bolívia. Nesse contexto, os problemas associados à baixa flexibilidade e à consequente forte interdependência existente neste tipo de integração via gasoduto, traduzidos na instabilidade contratual advinda das mudanças políticas no país vizinho, geraram uma resposta semelhante àquelas observadas no setor gasífero mundial: diversificação das fontes supridoras através da ampliação da produção nacional e da introdução do gás natural liquefeito.

No entanto, as descobertas do pré-sal mudam totalmente a configuração das possibilidades do setor de gás natural brasileiro em relação à dotação de recursos naturais.

Aqui, como no caso do setor petróleo, essas descobertas permitem ao Brasil se tornar um *player* mundial; principalmente, quando se contempla o GNL como solução para escoar a produção da nova e promissora província gasífera do pré-sal. Note-se que os movimentos de ampliação da produção nacional e flexibilização via o GNL se vêem vigorosamente ampliados a partir do pré-sal e vão ao encontro da estratégia do setor gasífero mundial em direção a busca de novas reservas fora da OPEP e da Rússia.

Assim, ainda sob o enfoque da dotação de recursos naturais, a estratégia de investimento do setor gasífero mundial de buscar novas reservas fora da OPEP e da Rússia e flexibilizar a cadeia do gás através do GNL cria condições favoráveis à expansão e ao investimento no setor de gás no Brasil.

Levando-se em conta a segunda grande questão-chave do sistema produtivo energia na área de recursos naturais, que é a incorporação de fontes alternativas aos combustíveis fósseis, as oportunidades para o sistema energético brasileiro também são muito promissoras.

Tomando-se o caso do setor elétrico, a primeira questão a ser ressaltada é o grande potencial hidráulico, do qual, grande parte encontra-se ainda inexplorado. Como 70 % desse potencial encontram-se na região amazônica, o equacionamento da questão ambiental é um dos grandes desafios a serem enfrentados pelo setor elétrico brasileiro, de modo a ter acesso a esses recursos em condições adequadas de sustentabilidade ambiental.

O aproveitamento da biomassa – bagaço de cana –, da energia eólica e solar para a geração de eletricidade no Brasil não encontra restrições no que diz respeito à dotação brasileira de recursos naturais. Na verdade, a nossa dotação em relação a essas fontes de energia constitui um fator de incentivo à expansão e ao investimento nas fontes alternativas aos combustíveis fósseis.

Nesse mesmo sentido, a disponibilidade de terras agriculturáveis e as condições climáticas favoráveis no Brasil constituem uma base generosa para o desenvolvimento do setor de biocombustíveis, no qual o país detém uma posição indiscutível de liderança, por intermédio do etanol.

Visto sob esse ângulo, o movimento de incorporação de fontes renováveis como recursos efetivos favorece a expansão e os investimentos no setor de biocombustíveis no Brasil.

O grande desafio de longo prazo a essa situação extremamente favorável no campo dos biocombustíveis diz respeito à terceira questão-chave associada aos recursos naturais: a qualificação, ou não, destes recursos pelo desenvolvimento tecnológico na produção e uso de energia. Em outras palavras, a manutenção da hegemonia brasileira no campo do etanol, por exemplo, está diretamente associada à manutenção das vantagens da cana-de-açúcar como matéria-prima. O desenvolvimento de uma tecnologia competitiva de obtenção de etanol a partir de material celulósico poderia, em tese, colocar em xeque essa hegemonia.

Em suma, pode-se afirmar que a dotação de recursos naturais não constitui uma restrição ao investimento no sistema produtivo energia no Brasil. Ao contrário, constitui um fator que favorece esse investimento e vai ao encontro das grandes estratégias de investimento desse sistema no mundo.

No caso brasileiro, essa dotação surge como uma grande oportunidade. O desafio aqui é justamente encontrar a melhor maneira de aproveitar essa base de recursos naturais não só em termos da sua magnitude como também da sua diversidade; o que remete às outras questões-chave nas quais se encontram os grandes desafios ao aproveitamento da generosa e diversificada matriz brasileira de recursos naturais.

2.2. Desafios e Oportunidades Associados às Mudanças Tecnológicas

Outro fator determinante do investimento no sistema produtivo energia é aquele associado à tecnologia. As questões-chave ligadas às perspectivas do investimento global nesse sistema, definidas a partir desse determinante têm relações diretas com aquelas apontadas na seção anterior.

2.2.1. Mundo

A questão da ampliação do acesso aos recursos naturais – novas reservas e novas fontes –, premissa pela tentativa de reduzir a dependência energética e os impactos ambientais, direciona os esforços tecnológicos em energia e condicionam os futuros investimentos.

No caso do petróleo duas questões-chave se colocam. A primeira delas diz respeito à superação dos desafios tecnológicos associados à exploração de áreas geológicas desfavoráveis, como é o caso da exploração em águas profundas e ultra-profundas. A segunda questão-chave está relacionada ao desenvolvimento tecnológico na área de recursos não convencionais: areias betuminosas, petróleo ultra-pesado e combustíveis sintéticos.

Tanto em um caso quanto no outro, a tecnologia contribui para ampliar a base de recursos naturais, quer seja viabilizando a produção em áreas extremamente desfavoráveis, quer viabilizando a incorporação de novos recursos para a manutenção da cadeia petrolífera.

A primeira questão-chave abordada anteriormente também tem impactos sobre a ampliação da dotação de recursos do setor de gás natural, em particular no que concerne ao avanço na exploração em áreas desfavoráveis; contudo, as questões essenciais acerca da evolução da expansão deste setor envolvem esforços tecnológicos que ultrapassam essa dimensão.

A primeira delas está relacionada à busca de maior flexibilidade na cadeia produtiva desse energético. Concretamente, diz respeito ao avanço do conjunto de tecnologias associadas ao gás natural liquefeito; em particular, o desenvolvimento de plantas de liquefação menores e plantas de regaseificação embarcadas.

Nesse caso, pode-se dizer que o objetivo principal é alcançar no gás uma flexibilidade logística que tem como referência a do petróleo. Fugindo, dessa forma, das inflexibilidades características das integrações espaciais feitas por gasodutos. Por outro lado, a compactação das tecnologias de liquefação viabiliza a exploração de gás *off-shore* em termos distintos daquela realizada por dutos. Nesse sentido, vão ao encontro do objetivo de ampliação da efetivação do uso de recursos naturais que, sem essas tecnologias, teriam a sua exploração dificultada.

As duas outras questões-chave tecnológicas relativas ao gás natural dizem respeito à difusão do uso desse energético. Uma delas é a flexibilização dos insumos utilizados pela turbina a gás. Essa tecnologia de geração de eletricidade apresenta uma rigidez em termos de insumos que favorece o gás natural. A possibilidade efetiva de usar outros combustíveis dissocia a expansão da geração de eletricidade do aumento da demanda de gás, representando a perda de um fator que foi decisivo nas últimas décadas na sustentação da dinâmica expansionista do setor de gás.

A outra questão-chave tecnológica é mais específica ao setor e se refere ao desenvolvimento tecnológico na direção da maior compatibilidade dos cilindros utilizados nos veículos, de forma a ampliar a difusão do gás natural veicular.

Embora as três questões-chave sejam relevantes, cabe ressaltar que, neste caso, a flexibilização da cadeia é aquela que, em termos estratégicos, apresenta a maior importância para o futuro do setor.

A redução da dependência energética e dos impactos ambientais da matriz de geração de eletricidade são os dois grandes propulsores do esforço tecnológico no setor elétrico.

Nesse caso, surgem três questões-chave tecnológicas determinantes das perspectivas de investimento no setor.

A primeira é o esforço tecnológico para aumentar a eficiência das tecnologias de geração tradicionais; a segunda é o esforço para desenvolver tecnologias de geração que utilizem combustíveis renováveis: eólica, fotovoltaica, geotérmica e biomassa; e a terceira é o esforço tecnológico para melhorar a eficiência energética dos bens de consumo que utilizam a eletricidade.

Note-se que esse conjunto de esforços abarca dois movimentos importantes, que têm consequências sobre a base de recursos naturais. O primeiro deles implica na melhoria da eficiência ao longo de toda a cadeia energética da eletricidade, da produção à utilização, que tem como resultado a redução das pressões sobre essa base de recursos; a partir de uma mediação mais eficiente entre recursos e usos proporcionada pelo avanço esperado no ator principal dessa mediação que é a tecnologia.

O segundo movimento implica na incorporação de novos recursos renováveis à base de recursos naturais, mediante o avanço tecnológico na geração de energia elétrica que os utiliza como insumo, permitindo, justamente, a ampliação dessa base.

Se, por um lado, esses movimentos têm um impacto positivo sobre a base de recursos naturais, melhorando a sua "rentabilidade energética" e diversificando-a, por outro, tem claros dividendos ambientais, mediante a redução da emissão de gases de efeito estufa alcançada a partir dessa melhoria e dessa diversificação.

Nesse ponto cabe qualificar o papel da energia nuclear em termos de perspectivas de evolução do setor elétrico. É evidente que é possível situar a energia nuclear como uma resposta à necessidade de redução da dependência energética e dos impactos causados pelas emissões de gases de efeito estufa.

Contudo, os problemas relativos ao destino a ser dado aos rejeitos das usinas que usam essa tecnologia deixam essa solução em suspenso. Isto não significa que essa tecnologia não venha a desempenhar um papel importante na evolução futura do setor elétrico, mas que, no seu atual estágio de desenvolvimento, não é possível a construção de uma convergência que sustente a sua ampliação nos mesmos moldes daquela encontrada para as novas energias renováveis citadas anteriormente.

Em outras palavras, neste momento há uma convergência muito maior de que o avanço tecnológico que responde à necessidade de reduzir os fatores causadores das mudanças climáticas deve se concentrar nas fontes renováveis de geração elétrica, e não na nuclear.

No entanto, cabe sempre ressaltar que a tecnologia nuclear sempre esteve na agenda tecnológica dos países desenvolvidos e ali permanecerá. Portanto, sempre haverá a possibilidade, em superando os problemas dos rejeitos, dela vir a desempenhar um papel ativo na evolução do setor elétrico. Dessa forma, embora não seja a solução prioritária, capaz de caracterizar uma questão-chave tecnológica de primeira ordem, a tecnologia nuclear permanece no rol das soluções possíveis de virem a ser viabilizadas, portanto, dignas de serem acompanhadas com atenção.

Os mesmos fatores indutores do esforço tecnológico – redução de dependência e do impacto ambiental – no setor elétrico estão presentes no setor de biocombustíveis.

Esses fatores geram três questões-chave de natureza tecnológica. A primeira delas diz respeito à evolução da melhoria da produtividade das matérias-primas (convencionais – cana –; e não-convencionais – celulose, algas e novas plantas –); a segunda tem a ver com a evolução das inovações no processo de conversão (conversão celulósica); a terceira diz respeito à obtenção de novos produtos energéticos (combustíveis) e não-energéticos (produtos químicos).

2.2.2. Brasil

No caso brasileiro, as questões-chave ligadas à tecnologia, como no caso mundial, também estão profundamente relacionadas àquelas abordadas anteriormente: ou seja, à dotação dos recursos naturais.

No petróleo, a superação dos desafios tecnológicos associados à exploração de áreas geológicas desfavoráveis é um ponto da agenda da indústria petrolífera mundial que se coaduna perfeitamente com os desafios da indústria brasileira; principalmente, depois da descoberta do pré-sal.

Essa questão-chave configura dois grandes desafios para o setor de petróleo no Brasil: primeiro, a necessidade de não somente adaptar as tecnologias já estabelecidas e consagradas como também procurar soluções inovadoras; segundo, aproveitar a oportunidade definida pelo primeiro desafio para fomentar o desenvolvimento da indústria para-petrolífera brasileira.

A outra questão-chave tecnológica de âmbito mundial, o desenvolvimento tecnológico na área de recursos não convencionais não contempla diretamente a agenda brasileira. A não ser no caso específico do desenvolvimento de combustíveis sintéticos que, no longo prazo, poderia ter algum tipo de efeito sobre a demanda global de biocombustíveis.

No caso do gás natural, a questão-chave das perspectivas dos investimentos nesse setor no mundo que interessa ao Brasil diz respeito à busca de maior flexibilidade na cadeia gasífera, mediante o avanço nas tecnologias associadas ao gás natural liquefeito. O desenvolvimento de plantas de liquefação menores vai diretamente ao encontro das necessidades de escoamento da produção de gás do pré-sal, assim como a introdução de plantas de regaseificação embarcadas atende a demanda de maior flexibilização desejada pela indústria de gás nacional.

A flexibilização da turbina a gás em relação ao seu insumo, se no caso mundial representa uma ameaça, para a indústria de gás natural brasileira pode representar um recurso importante para atender a flexibilidade exigida pelo suprimento de gás às térmicas brasileiras, caracterizadas pelo seu papel de *hedge* físico às hidrelétricas em períodos de hidraulicidade desfavoráveis; papel este que não encontra similar no mundo, tanto em termos de volume quanto de variabilidade do suprimento de gás destinado à geração de eletricidade.

No que concerne ao desenvolvimento do gás natural veicular, dada a disponibilidade de uma variada gama de combustíveis, é possível que a questão brasileira se formule melhor como um desafio referente ao desenvolvimento e difusão de um motor multi-combustíveis, que permita uma flexibilidade maior da cadeia gasífera no âmbito dos usos. Esta mesma flexibilidade seria bem-vinda nos outros usos, principalmente os industriais, de forma a dotar o setor de gás natural brasileiro de uma estratégica e original flexibilidade, tanto pelo lado da oferta quanto pelo lado da demanda.

Para o setor elétrico brasileiro, a agenda setorial mundial gera avanços que permitem a diversificação da nossa matriz de geração e a otimização da cadeia elétrica: geração, transporte/distribuição e utilização. Desde o caso da introdução das turbinas bulbo, que permitem o aproveitamento de quedas de água menores, características da região amazônica, à adoção de equipamentos de uso mais eficientes, passando pela digitalização das redes de transmissão, o avanço tecnológico gerado pela agenda tecnológica do setor elétrico no mundo pode reforçar a possibilidade de que a expansão do setor elétrico brasileiro se dê em sintonia com a sua matriz diversificada de recursos naturais. Aqui, incluem-se não apenas os avanços nas tecnologias de geração eólica e fotovoltaica, mas também, por exemplo, os avanços na tecnologia nuclear – principalmente no que diz respeito à destinação dos resíduos –, de forma a utilizar os nossos recursos em termos de urânio que, também, não são modestos.

Desse modo, mesmo quando se contempla uma tecnologia complexa e sofisticada como a energia nuclear, que segue em seu desenvolvimento sustentado "à parte" das grandes questões-chave atuais relativas à mudança tecnológica no setor elétrico, o Brasil detém recursos naturais, técnicos e industriais que viabilizam o acompanhamento estratégico da evolução dessa tecnologia que, de uma maneira ou de outra, sempre está colocada no rol de soluções possíveis, em maior ou menor grau, para as restrições energéticas e ambientais ao uso dos combustíveis fósseis na geração de eletricidade.

No caso dos biocombustíveis, as questões-chave tecnológicas da indústria mundial surgem mais como desafios do que como oportunidades. Isto advém da posição de liderança ocupada pelo Brasil, principalmente, no caso do etanol. Aqui, o esforço tecnológico pode ter como objetivo justamente a contestação da hegemonia brasileira. Desprovidos das vantagens naturais brasileiras, caberia aos outros países contrabalançarem essa posição desvantajosa através do recurso ao avanço tecnológico.

Nesse sentido, a questão fundamental colocada para o setor de biocombustível no Brasil é não se deitar nos louros da vantagem inconteste atual, mas atuar de forma ativa na incorporação do avanço tecnológico na sua agenda estratégica.

2.3. Desafios e Oportunidades Associados às Mudanças nos Padrões de Concorrência e na Demanda

O terceiro fator determinante do investimento no sistema produtivo energia é a dotação organizacional e envolve a organização da cadeia produtiva, das empresas e dos mercados. As questões-chave determinadas a partir desse fator resultam da interação entre os dois fatores abordados anteriormente – recursos naturais e tecnologia – e um terceiro, que será visto a seguir, que é a dotação institucional.

2.3.1. Mundo

No setor de petróleo, a primeira questão-chave para o investimento é um prolongamento das anteriores e diz respeito justamente à superação das dificuldades organizacionais referentes à expansão da oferta de petróleo Não-OPEP, que tem implicado em uma expansão da oferta desse energético aquém daquela exigida pela expansão da demanda; caracterizando um equilíbrio apertado entre oferta e demanda que tem óbvias implicações sobre o preço dessa fonte de energia. Nesse sentido, esta é uma questão-chave que se alinha com as questões-chave relacionadas à busca de novas reservas fora do Oriente Médio e da Rússia e, mais do que isso, explicita as dificuldades encontradas na implementação dessa estratégia.

A outra questão-chave organizacional é a superação das dificuldades da expansão da capacidade de refino. Aqui, mais uma vez, a incorporação de novos recursos, de qualidade inferior (ex: óleos mais pesados), e maiores exigências ambientais (ex: produtos de melhor qualidade ambiental e restrições à construção de novas refinarias), mais a necessidade de produzir derivados mais leves, levaram a um forte movimento de flexibilização e modernização do parque de refino já existente. Contudo, esse movimento já apresenta sinais claros de exaustão, colocando a necessidade de construção de novas refinarias e a expansão efetiva da capacidade produtiva em um cenário de custos maiores, sem a qual não será possível, como na questão anterior, reduzir as pressões sobre os preços no mercado de petróleo e derivados.

Já no setor de gás natural, as questões-chave organizacionais têm uma forte influência das reformas institucionais liberalizantes levadas a cabo nos anos 1990s.

Nesse caso, a primeira questão-chave se refere à forte elevação do grau de concentração dos mercados, fruto dos processos de fusão e aquisição de empresas de gás e energia elétrica, e de verticalização, resultante do movimento de integração ao longo da própria cadeia de gás – produção, transporte e distribuição.

A segunda questão-chave organizacional no setor de gás é o desenvolvimento e consolidação dos mercados secundários e spots.

Note-se que a configuração das duas questões só se tornou possível a partir das referidas reformas e a sua evolução está intimamente ligada à evolução dessas mesmas reformas.

As questões-chave organizacionais no setor elétrico seguem o mesmo diapasão do setor de gás natural.

Aqui, a grande questão-chave organizacional também está relacionada aos grandes movimentos de concentração e verticalização observados no mercado elétrico; como a formação e consolidação de grandes empresas nacionais verticalmente integradas na Europa e fortes movimentos de fusões através dos mercados de capitais nos Estados Unidos.

Na definição das questões-chave organizacionais do setor de biocombustíveis irão confluir fortemente dois fatores determinantes do investimento: tecnologia e instituições.

No caso do etanol, em termos de organização dos mercados, podem ser identificadas três questões: a manutenção da posição de *benchmark* do etanol brasileiro; a inserção do Brasil como grande exportador; e a incorporação às estratégias dos produtores brasileiros dos desafios tecnológicos e das oportunidades de diversificação associadas à indústria do futuro de biocombustíveis.

Já para o biodiesel, são duas as questões-chave organizacionais: a busca de matérias-primas competitivas e a definição do tripé tecnologia – escala de produção – modelo de negócios.

Cabe observar que nessa indústria, a posição do Brasil é de protagonista e definidor de padrões industriais. Se no caso do etanol esse protagonismo é claro, no caso do biodiesel existe o potencial de sê-lo, face, por um lado, à indefinição hoje existente em relação ao padrão tecnológico/organizacional/institucional dessa indústria, por outro, às claras ambições brasileiras de implantar e ampliar fortemente a sua indústria de biodiesel.

Portanto, a atuação brasileira, como sujeito, na definição da evolução desse setor é totalmente distinta daquela encontrada nos setores anteriores.

2.3.2. Brasil

Quando se observa esse conjunto de questões-chave organizacionais, sob a ótica do sistema energético brasileiro, constata-se que as questões da agenda nacional são, em linhas gerais, coerentes com a agenda internacional. Face às dificuldades organizacionais encontradas em implementar uma estratégia de busca de novas reservas fora do Oriente Médio e da Rússia, o Brasil antepõe não apenas o pré-sal, mas a existência de uma empresa nacional de estatura internacional, que é a Petrobras. Nesse sentido, o fato do país ter uma empresa nacional que historicamente estruturou com sucesso a indústria de petróleo no país, amalhando ao longo do tempo uma vigorosa capacitação técnica, gerencial, financeira e política, coloca o país em condições privilegiadas diante da agenda internacional de busca de ampliação da oferta Não-OPEP.

Já no que se relaciona a expansão da capacidade de refino, o Brasil vem desenvolvendo ao longo de muitos anos uma estratégia de modernização e flexibilização da sua estrutura de refino, no sentido de compatibilizar a demanda por derivados médios, em particular o diesel, com as características mais pesadas do petróleo brasileiro.

O pré-sal pode requalificar esta questão não só no que diz respeito à melhor qualidade do petróleo desta província petrolífera, mas também no que se relaciona à ampliação da capacidade de refino para atender a uma estratégia brasileira de exportar derivados ao invés do óleo cru.

No caso do gás natural, a indústria brasileira já nasce sob o signo da concentração elevada, em função da presença marcante da Petrobras neste setor. Essa concentração tem efeitos importantes sobre a dinâmica do investimento, sobre a competição e sobre as tarifas no mercado de gás no Brasil, e não há sinais no horizonte de que essa situação venha a mudar. Nesse sentido, a expansão do setor de gás no Brasil hoje depende essencialmente das estratégias de investimento da Petrobras.

Já o desenvolvimento e consolidação dos mercados secundários e spots se encontram hoje restringidos em função da escassez de gás. Nesse contexto, dependem da evolução da produção gasífera do pré-sal para terem um horizonte mais propício.

Nesse ponto, assim como na agenda organizacional internacional, a evolução também irá depender da evolução institucional.

No setor elétrico, embora também sejam observados movimentos de concentração e verticalização (contratual) no caso brasileiro, a intensidade e amplitude desse movimento não chegam a alcançar a possibilidade de configuração de um "campeão nacional", como se constata na Europa; em função da grande heterogeneidade característica do setor elétrico brasileiro.

No caso brasileiro, a agenda organizacional se afasta um pouco da agenda internacional, se concentrando em temas específicos ao modelo brasileiro, que passam pela estruturação dos leilões de energia, definição do papel do mercado livre, o desenvolvimento das parcerias público-privadas e a anunciada internacionalização da Eletrobrás.

Em um mercado elétrico altamente regulado, como é o brasileiro, os espaços para o desenvolvimento de estratégias competitivas é mais restrito do que aqueles nos quais a regulação é menor. O que leva a configuração de um conjunto de desafios e oportunidades para a expansão e o investimento no setor elétrico brasileiro mais marcado pelas especificidades apresentadas pelo setor no Brasil, do que pela agenda de questões-chave no setor no mundo.

No caso do setor de biocombustíveis no Brasil, dado o papel importante do Brasil neste setor, os desafios e as oportunidades ao investimento neste setor estão associados à pauta internacional que foi apresentada anteriormente.

Assim, o primeiro grande desafio é a manutenção da posição de benchmark do etanol brasileiro. O segundo é a inserção do Brasil como um grande exportador desse combustível. O terceiro é a incorporação dos desafios tecnológicos à agenda estratégica dos produtores brasileiros.

No caso do biodiesel, permanece o desafio de buscar um modelo de negócios que seja compatível com a tecnologia e a escala escolhidas, no âmbito de uma produção que se pretende não só competitiva em termos internacionais, mas suficientemente robusta para atender à crescente demanda definida pelas políticas públicas que visam aumentar a percentagem deste biocombustível na mistura do diesel consumido no país.

2.4. Desafios e Oportunidades Associados às Mudanças nos Padrões Institucionais e Regulatórios

O último fator determinante do investimento em energia é a dotação institucional.

Na medida em que remete diretamente às políticas públicas e, portanto, à atuação do Estado, as questões-chave derivadas deste fator determinante do investimento sintetizam o conjunto daquelas abordadas anteriormente.

2.4.1. Mundo

No geral, a grande questão-chave institucional da energia é a redução da dependência energética dos Estados nacionais e a redução dos impactos da mudança global do clima. Neste contexto, o caso paradigmático é a política energética do novo governo americano.

No setor de petróleo, a grande questão-chave institucional é a definição dos papéis dos setores público e privado nessa indústria, em um contexto de ampliação do controle do Estado sobre as reservas e, por conseguinte, sobre as rendas petrolíferas.

No setor de gás natural, a questão-chave institucional é a evolução da gestão de dois processos antagônicos: a introdução da competição – desverticalização e o aumento do número de competidores –, por parte do Estado, e o aumento da verticalização e da concentração do mercado, por parte das empresas.

Esta questão se amplia no caso do setor elétrico, no qual a questão-chave institucional consiste na evolução da coordenação de um conjunto de políticas públicas: energia, meio ambiente, tecnologia, indústria e segurança nacional.

Nos biocombustíveis, três questões-chave relacionadas às perspectivas do investimento neste setor podem ser definidas.

A primeira delas diz respeito à evolução das restrições ambientais; a segunda está associada à evolução das políticas de incentivos à utilização de biocombustíveis; e a terceira está ligada à evolução de políticas de apoio ao desenvolvimento dos biocombustíveis avançados, os chamados biocombustíveis de segunda geração.

2.4.2. Brasil

Esse conjunto de questões-chave institucionais do sistema produtivo energia no âmbito mundial desenha oportunidades e desafios institucionais para o sistema energético brasileiro. A superação desses desafios e o aproveitamento dessas oportunidades envolvem a atuação do Estado brasileiro por intermédio de um conjunto de políticas públicas, no qual a questão crucial é justamente a coordenação dessas políticas.

Como no caso internacional, a dimensão institucional dos desafios e oportunidades para a expansão do sistema energético brasileiro sintetiza as dimensões anteriores.

A questão da definição dos papéis dos setores privado e público na indústria do petróleo se repete no setor brasileiro; principalmente no que diz respeito à exploração do pré-sal, em particular, a definição do regime regulatório que irá vigorar nessa província petrolífera.

No entanto, dadas as dimensões do pré-sal, a intervenção do Estado brasileiro na exploração dessa área petrolífera não se resume à definição regulatória, não só pela óbvia presença de uma grande empresa estatal no setor de petróleo brasileiro, mas pela necessidade desse Estado configurar uma série de políticas públicas – fiscal, energética, tecnológica, industrial – que permita transformar o pré-sal em uma alavanca de desenvolvimento econômico e social, que transcenda os restritos limites do setor petrolífero.

No gás natural, o campo institucional passou a ser delimitado pela nova lei do gás aprovada em Dezembro de 2008. Nesse sentido, as mudanças trazidas por essa lei irão configurar uma nova dinâmica no segmento de distribuição, com possibilidade de estímulos concretos à competição, através da criação de figuras como o consumidor livre, o autoprodutor e o auto-importador. No entanto, o alcance da nova lei irá depender do processo que irá envolver a sua regulamentação.

No setor elétrico, a questão da coordenação já vem sendo colocada no Brasil desde 2004, quando a implantação do novo modelo institucional do setor privilegiou claramente a coordenação em contraposição à competição. Nesse sentido, a situação do setor elétrico brasileiro, em relação à pauta internacional, é mais confortável, na medida em que a mudança institucional realizada pelo Estado favoreceu a melhor definição e focalização dos problemas relacionados à garantia do suprimento elétrico.

Dessa forma, o grande desafio do setor elétrico brasileiro hoje concentra-se justamente no avanço da coordenação das políticas específicas do setor com o conjunto de políticas públicas relacionadas a ele: energética, ambiental, tecnológica, industrial, etc.

No caso dos biocombustíveis, as questões-chave institucionais no âmbito internacional tendem a criar oportunidades para o setor nacional ampliando a demanda por esse tipo de combustíveis a partir da ampliação das restrições ambientais e dos incentivos ao seu uso.

Para a política do setor no Brasil, o grande desafio é a manutenção da hegemonia do país no campo do etanol, a tradução dessa hegemonia em termos da ampliação das suas exportações e, ao mesmo tempo, a tentativa de repetir no biodiesel o sucesso alcançado pelo álcool.

Ultrapassando os limites das questões-chave específicas a cada setor energético chega-se àquela que talvez seja a grande questão de política energética para o país nas próximas décadas que é a possibilidade de uma nova inserção internacional nos mercados de energia, viabilizada pelo pré-sal e pelos biocombustíveis.

Essa possibilidade implica em uma grande oportunidade para o país, porém, o seu aproveitamento envolve também um grande desafio.

Cabe chamar a atenção que esse desafio apresenta uma natureza totalmente diversa daquele que historicamente as instituições brasileiras se acostumaram a enfrentar. Durante décadas e décadas, o grande objetivo da política energética brasileira foi garantir o suprimento energético necessário ao desenvolvimento econômico do país. Para atingir esse objetivo foi construído um vigoroso sistema energético com fortes características autárquicas que não só foi capaz de suprir a energia necessária ao país, como também abriu possibilidades de geração futura de excedentes energéticos que tornam viável o exercício de um protagonismo internacional inimaginável anteriormente.

Essa ampliação dos limites do sistema energético brasileiro não apenas modifica a agenda da política energética do país, mas a sua própria inserção no conjunto de políticas públicas do Estado brasileiro.

Em outras palavras, as questões de política energética transcendem o seu espaço institucional tradicional e passam a ser discutidas em um âmbito estratégico que se reporta diretamente ao conjunto de políticas estruturantes da inserção internacional do país; ocupando uma posição privilegiada nesse conjunto.

Na verdade, essa é a grande questão-chave do sistema produtivo energia, que delinea a grande oportunidade a ser aproveitada e o grande desafio a ser superado. Nesse sentido, é a partir desse aproveitamento e dessa superação que se desenha as perspectivas de longo prazo de expansão e, em consequência, dos investimentos nesse sistema produtivo.

Por último, e não menos importante, cabe discutir um evento que tem o potencial de redimensionar, ou não, as questões-chave, as oportunidades e os desafios ao sistema produtivo energia aqui abordados: a crise financeira do segundo semestre de 2008.

É evidente que essa crise introduz incertezas significativas sobre a evolução da economia mundial nos próximos anos e, por conseguinte, sobre a evolução do próprio sistema produtivo energia. No entanto, é preciso distinguir os seus efeitos em termos dos horizontes de tempo contemplados neste trabalho.

Nesse sentido, pode-se afirmar que as maiores incertezas concentram-se justamente no horizonte de médio prazo; ou seja, aquele que contempla a expansão e os investimentos no período que vai até 2012.

Contudo, quando se detém, em particular, sobre o caso brasileiro, constata-se que as perspectivas de investimento no médio prazo não só permanecem no mesmo patamar, como também, no caso específico do petróleo, o volume de investimento da Petrobrás foi aumentado. Aqui, a opção pela utilização dos investimentos na área de energia como mecanismo de política anticíclica cria as condições necessárias para a sustentação desses investimentos, no mínimo, nos patamares estimados antes da crise.

Dessa forma, esses investimentos não só não são ameaçados, mas jogam um papel decisivo na sustentação do investimento e, portanto, da dinâmica de crescimento da economia.

No que concerne ao horizonte de longo prazo, a questão fundamental é em que medida a crise altera qualitativamente as questões-chave aqui colocadas.

Nesse contexto, em termos da tensão hoje existente entre os detentores dos recursos naturais e os seus consumidores, pode-se imaginar uma redução momentânea dessa tensão, em função da diminuição da pressão da demanda acarretada pela redução da atividade econômica. Contudo, essa mesma redução, via as expectativas dos produtores de energia, pode levar a uma redução na expansão da oferta, o que, ao fim e ao cabo, aponta para o ressurgimento da tensão mais à frente, no momento da recuperação.

Em outras palavras: dadas às restrições concretas hoje existentes à expansão da oferta, não existe nada que aponte no sentido da redução da importância da estratégia de redução da dependência do suprimento de energia de determinados países e regiões, no contexto global do sistema produtivo energia.

O mesmo raciocínio vale para aqueles fatores que determinam uma expansão desse sistema baseada na intenção de reduzir os impactos ambientais relativos à mudança climática.

Nesse caso, embora a redução da atividade econômica, causada pela crise, atenuar os impactos ambientais, ela não muda a natureza do problema, tampouco as pressões políticas para que ele seja enfrentado.

Face a isto, pode-se afirmar que a crise não modifica essencialmente os vetores principais que hoje movem as transformações no mundo da energia: redução da dependência energética dos países centrais e diminuição dos impactos ambientais associados à mudança climática global.

Na medida em que não modifica esses vetores, a crise também não modifica as questões-chave, as oportunidades e os desafios que nascem, justamente, desses vetores.

3. DINÂMICA DOS INVESTIMENTOS NO SETOR PETRÓLEO

3.1. Dinâmica Global do Investimento

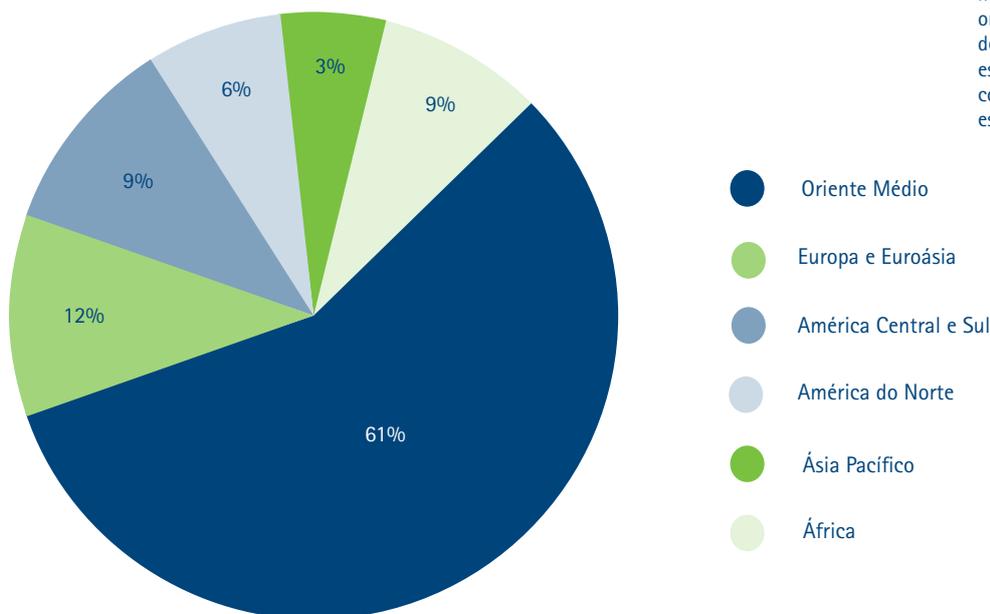
De forma a examinar a dinâmica global de investimento no setor de petróleo, este capítulo analisa os determinantes que influenciam diretamente o processo de investimento na cadeia petrolífera, quais sejam: recursos naturais; tecnologia; organização dos mercados; e instituições.

3.1.1. Recursos Naturais

As reservas petrolíferas possuem relevância que transcende a questão meramente econômica, sendo, ao contrário, também entendidas como uma questão de ordem política. Neste sentido, a análise acerca da disponibilidade e viabilidade (seja econômica ou geopolítica) de acesso às reservas provadas de petróleo no mundo assume considerável importância. Em específico, deve-se examinar o panorama de divisão das reservas provadas no mundo, de modo a verificar em que medida a concentração das mesmas por região produtora, e as questões de geopolítica associadas a esta disposição, condicionam a dinâmica global de investimento⁴.

Um exame simples sobre a distribuição geográfica das reservas provadas de petróleo no mundo indica uma clara concentração no Oriente Médio. De acordo com dados da BP (2008), referentes ao ano de 2007, o Oriente Médio possui 61% das reservas provadas totais, sendo passíveis de destaque neste grupo a Arábia Saudita e o Irã, respectivamente com 35% e 18% do total das reservas mundiais. A segunda principal região concentradora de reservas provadas de petróleo corresponde à região denominada Europa e Eurásia, com 11,6% das reservas provadas totais. Neste grupo, cabe destacar a expressiva participação da Rússia, com 55%, enquanto os países europeus não se configuram como relevantes detentores de reservas petrolíferas.

Figura 3.1 - Distribuição das reservas provadas por região em 2007

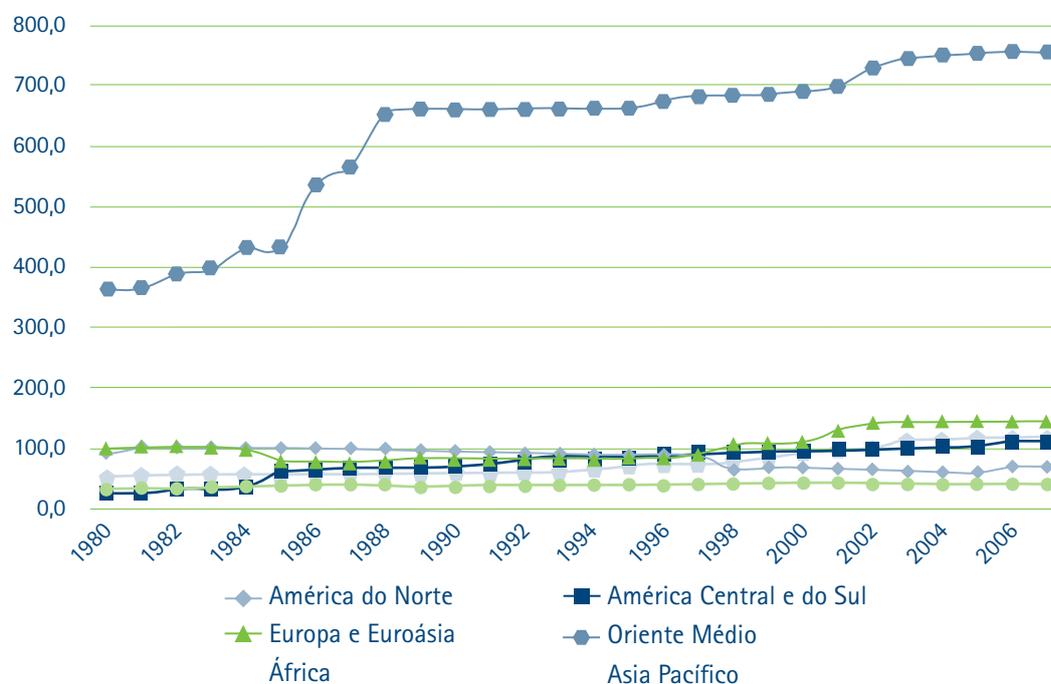


Fonte: BP (2008)

⁴ Para o bom desenrolar desta análise, deve-se destacar previamente a definição de dois conceitos básicos que serão, inúmeras vezes, utilizados: recursos e reservas petrolíferas. Recursos petrolíferos correspondem a todo volume de óleo que pode ser efetivamente produzido considerando a tecnologia disponível à recuperação de petróleo. As reservas, por sua vez, constituem jazidas que já foram identificadas e cuja produção é economicamente viável. Neste sentido, as reservas são um subconjunto dos recursos petrolíferos, e podem ser classificadas de acordo com o grau de certeza de sua existência. Segundo Pinto Jr et al (2007), as reservas provadas, também conhecidas como P90 (probabilidade de ocorrência de 90%), correspondem às reservas que podem ser estimadas com elevado grau de certeza de serem recuperáveis dentro das condições econômicas e tecnológicas existentes. As reservas prováveis, P50 (probabilidade de ocorrência de 50%), são aquelas recuperáveis com um grau de certeza menor. Por último, têm-se as reservas possíveis, com nível de certeza muito pequeno, típicas de campos onde ainda não houve perfuração de poços, tendo havido somente estudos sísmicos e de correlação com campos próximos já estudados.

Quando se examina a evolução das reservas provadas no mundo desde 1980, verifica-se que a incorporação de novas reservas vem se dando a uma taxa média anual de 2,2%, embora tal comportamento seja distinto entre as regiões. O Oriente Médio, que sempre esteve à frente das demais regiões produtoras de petróleo no mundo, fez crescer suas reservas a uma taxa de 2,7%, enquanto outras regiões, como América Central e Sul e África vêm imprimindo um ritmo superior, com, respectivamente, 5,2% e 2,8%.

Figura 3.2 - Evolução das reservas provadas por região (bilhões de barris)



Fonte: BP (2008)

O exame do perfil de distribuição da produção petrolífera no mundo indica um perfil razoavelmente distinto do observado com relação às reservas provadas. A figura a seguir, referente a 2007, indica ser bastante inferior a concentração da produção no Oriente Médio (com 31,5%), sendo, ao contrário, passíveis de destaque as regiões da América do Norte (com 9,1%) e Europa e Eurásia (com 22,8%). Associado a isto se verifica uma razão Reserva/Produção para estas duas últimas regiões, em 2007, de 13,9 e 22,1 anos, respectivamente, enquanto para o caso do Oriente Médio, nesse mesmo ano, a razão era de 82,2 anos. Considerando conjuntamente todos estes números é possível verificar que as elevadas participações das regiões Norte-Americana e Europa - Eurásia na produção petrolífera mundial vêm se desenvolvendo graças a um ritmo de depleção dos reservatórios superior ao impresso pelos países do Oriente Médio.

Figura 3.3 - Distribuição geográfica das reservas provadas e produção de petróleo em 2007

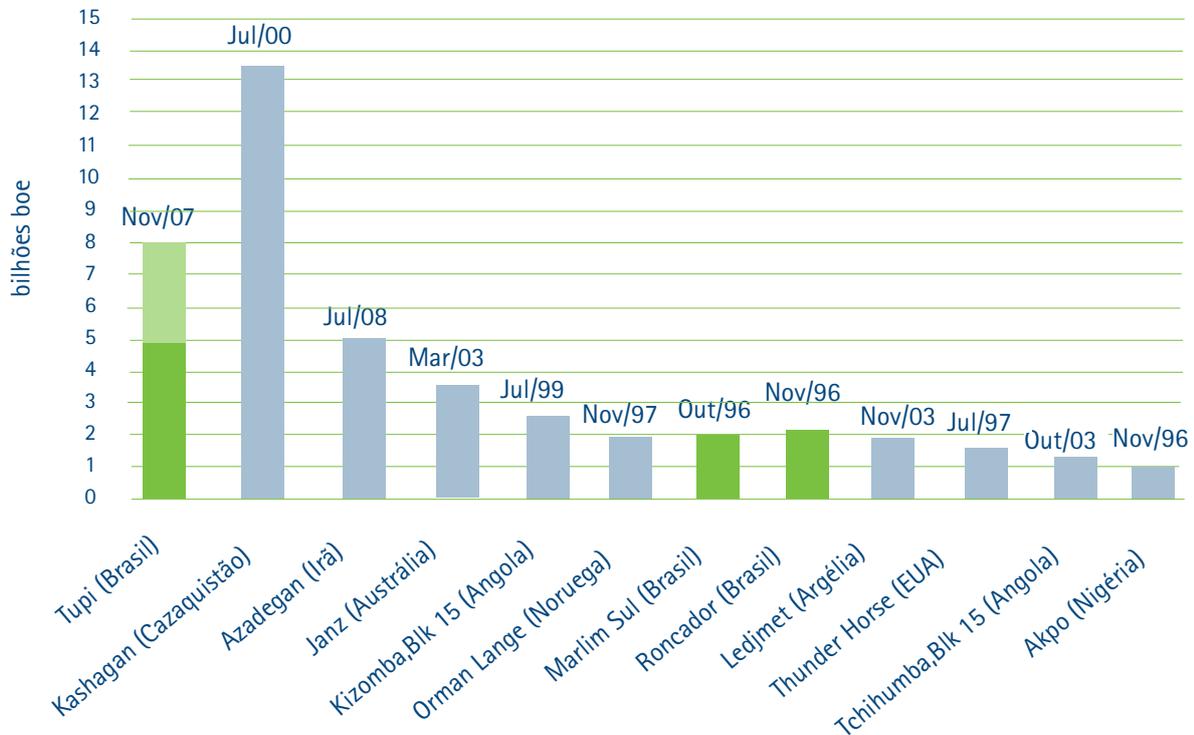
Região	Produção (Mil Barris Diários)	%	Reservas (Bilhões de Barris)	%
América do Norte	6.499,1	9,1%	69,3	5,6%
América Central e Sul	9.796,1	13,7%	111,2	9,0%
Europa e Eurásia	1.6317	22,8%	143,7	11,6%
Oriente Médio	2.2495	31,5%	755,3	61,0%
África	9065,7	12,7%	117,5	9,5%
Ásia-Pacífico	7.309,2	10,2%	40,8	3,3%
Total	71.482	100%	1.237,8	100%

Fonte: BP (2008)

Tal aspecto configura-se, portanto, num claro indicador a respeito da necessidade de descoberta de novas reservas, de preferência em grandes volumes e em regiões fora do Oriente Médio, influenciando, por sua vez, a dinâmica internacional de investimento no setor petrolífero.

Contudo, na procura por novas áreas de exploração petrolífera um entrave se destaca: a frequência cada vez menor de descobertas de grandes campos. Isto condiciona o processo de busca – e o planejamento dos gastos envolvidos neste processo – por novas reservas, ao indicar a reduzida probabilidade de obtenção de campos capazes de alterar, de forma significativa, a relação risco-recompensa das atividades de Exploração & Produção (E&P) no mundo.

Figura 3.4 - Grandes descobertas (> 1 bilhão boe) no mundo nas últimas três décadas



Fonte: Petrobras

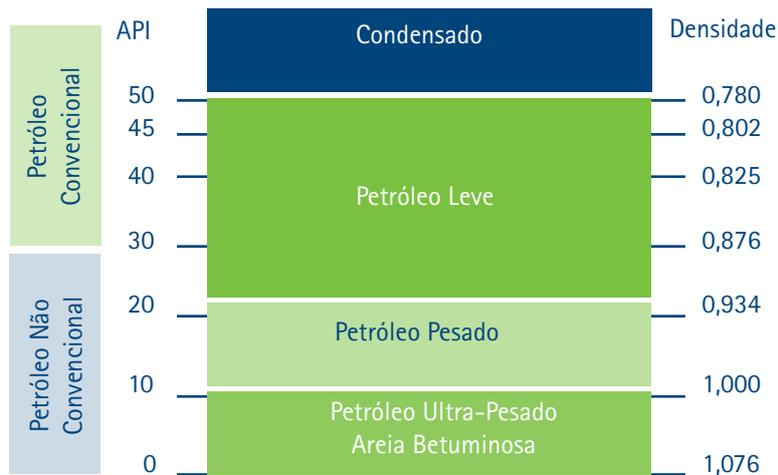
3.1.2. Tecnologia

De acordo com as projeções do Departamento de Energia dos EUA, DOE (2008a), as perspectivas para o consumo futuro de combustíveis líquidos apontam um expressivo nível de crescimento, cerca de 1,2% anuais, entre 2005 e 2030, indicando um aumento da demanda da ordem de 28,9 milhões de barris de óleo equivalente/dia neste período. Para atender a este consumo adicional, prevê-se o aumento da participação dos combustíveis líquidos não convencionais – entendidos como os combustíveis obtidos a partir de areias betuminosas (*oil sands*), do petróleo ultra-pesado, do gás (*Gás To Liquids – GTL*), do carvão (*Coal To Liquids – CTL*), do xisto betuminoso (*shale oil*) e de biomassa (biocombustíveis) na oferta total. Segundo o mesmo órgão, a oferta deste tipo de combustíveis aumentará de 2,5 para 9,7 milhões de barris de óleo equivalente/dia, alcançando uma participação de 8,6% na oferta total de combustíveis líquidos em 2030. Neste contexto de crescente participação dos combustíveis não convencionais, especial relevância assume a produção de óleo a partir de areia betuminosa e do petróleo ultra-pesado.

Neste sentido, se considerado a já destacada raridade de descobertas de grandes reservas de óleo, a tendência é de que a produção marginal petrolífera venha de áreas até então pouco exploradas, o que implica, naturalmente, a necessidade de aprofundar o avanço em direção a (novas) fronteiras exploratórias de petróleo, incluindo aí as de óleo não convencional. Assim, cabe ressaltar a necessidade da indústria petrolífera mundial de superar alguns desafios tecnológicos de modo a desenvolver os recursos associados a óleo não convencional e trazê-los ao mercado. A manutenção de preços em patamares elevados pode favorecer esta jornada.

Diante disso, cabe examinar a questão associada à expansão da exploração em direção a fronteira petrolífera não convencional, dando especial atenção ao óleo a partir de areia betuminosa e o óleo ultra-pesado, ambos com grau API entre 0 e 10, conforme demonstra a figura abaixo.

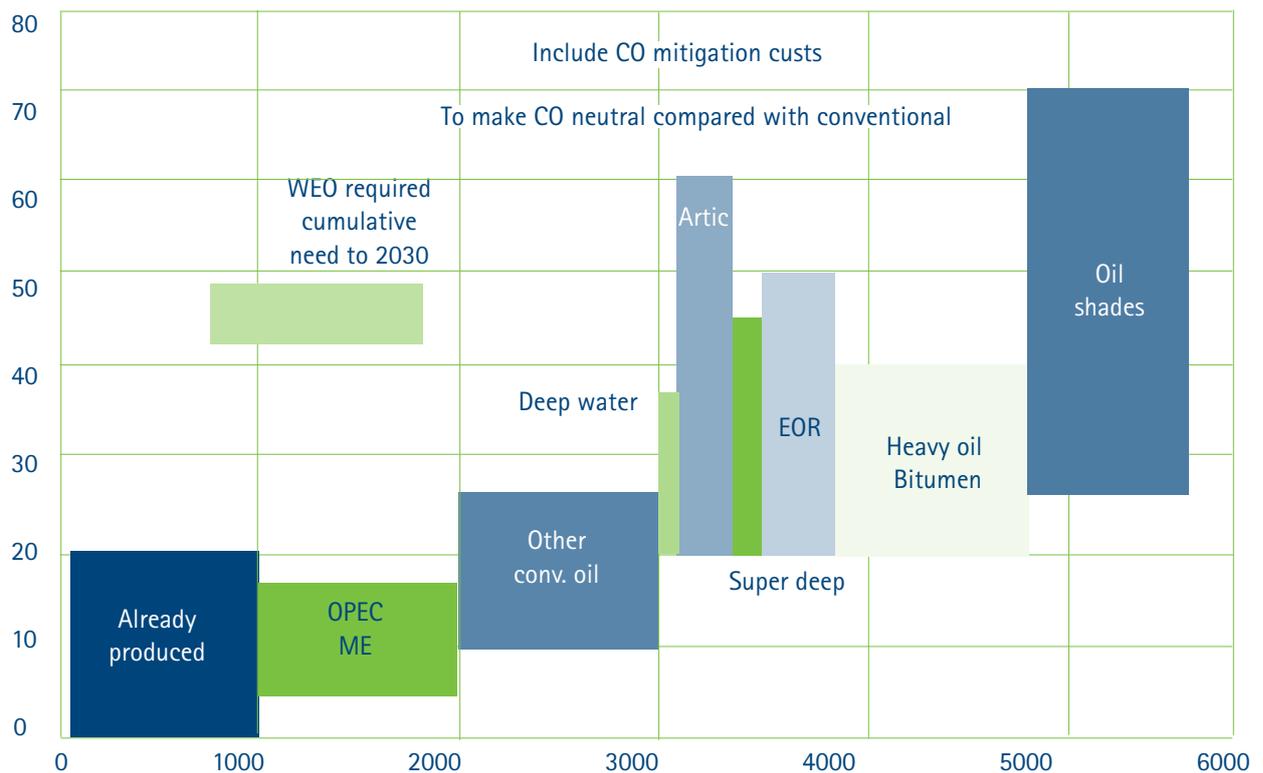
Figura 3.5 - Classificação do Petróleo



Fonte: BGR – Federal Institute for Geosciences and Natural Resources

A dificuldade de recuperação das reservas, a qualidade do petróleo não-convencional e, em alguns casos, o difícil acesso implicam custos maiores quando comparados com a produção de óleos convencionais. Como consequência direta, a viabilidade de projetos desta natureza está associada a preços de petróleo mais elevados; como visto na figura abaixo.

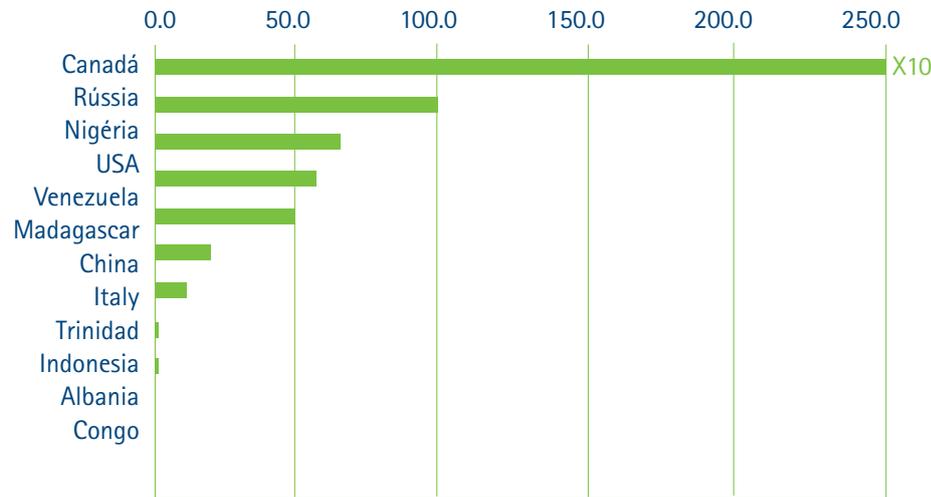
Figura 3.6 - Custo de Produção de Petróleo: A Disponibilidade de Recursos como Função do Preço



Fonte: AIE (2005)

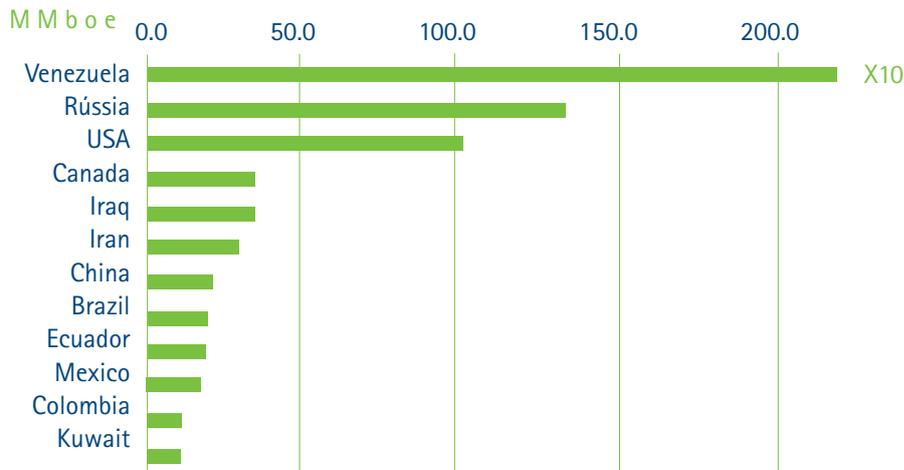
Atualmente, os principais países detentores de recursos de petróleo não convencionais (i.e, areia betuminosa e petróleo ultra-pesado) são Canadá e Venezuela, conforme demonstra a figura abaixo.

Figura 3.7 - Distribuição por País de Recurso Não-Convencional: Areia Betuminosa



Fonte: CERA (2006).

Figura 3.8 - Distribuição por País de Recurso Não-Convencional: Petróleo Ultra- Pesado



Fonte: CERA(2006)

O petróleo não-convencional produzido no Canadá encontra-se sob a forma de areia betuminosa, localizada principalmente no estado de Alberta, sendo disponíveis duas tecnologias de produção de betume: mining e *in situ*⁵.

Segundo AIE (2005), os custos de produção em areia betuminosa pela tecnologia *mining* caiu de US\$ 30/barril, em 1985, para cerca de US\$ 15/barril, em 2003. No caso da tecnologia *in situ*, a queda dos custos foi menos expressiva, porém ainda relevante: em 1985 o custo era de cerca de US\$17/barril, e em 2003 foi para cerca de US\$10/barril.

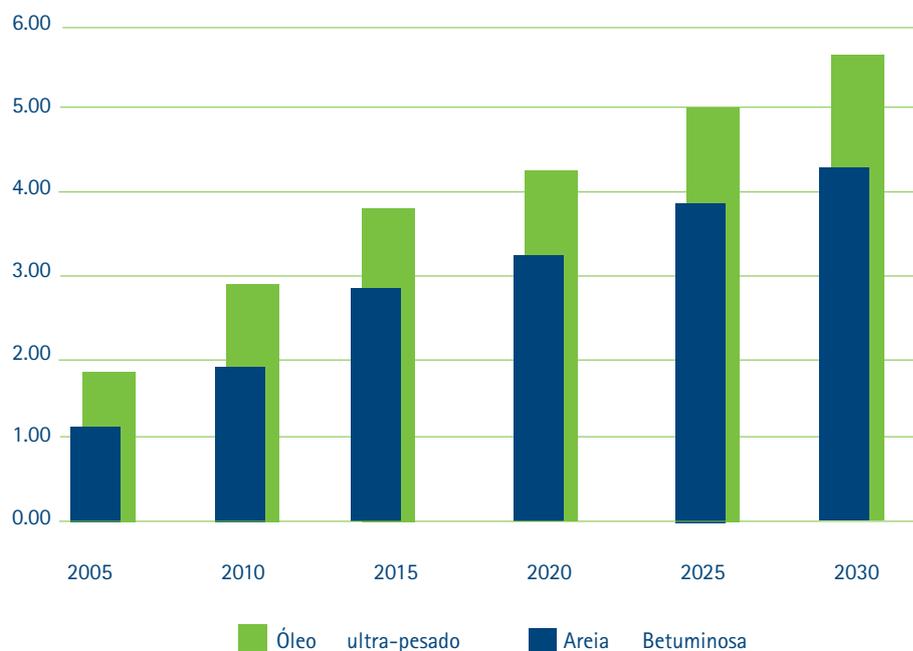
⁵ A primeira corresponde à mineração da areia betuminosa "a céu aberto", sendo efetiva para o caso da extração em depósitos localizados próximos a superfície. A técnica *in situ* por sua vez, apresenta-se eficaz para o alcance de depósitos localizados no subsolo (o que corresponde a 80% dos depósitos de areia betuminosa no país), e se resume à injeção de vapor e solventes para a separação do betume da areia, e posterior suspensão do óleo para reservatórios de coleta na superfície.

Uma vez findo o processo de extração do betume da areia, por qualquer uma das duas técnicas, é possível então adicionar hidrocarbonetos leves ao betume e processá-lo para gerar óleo sintético mais leve, o chamado *syncrude*, que pode ser então vendido para qualquer refinaria.

A Venezuela também se constitui num importante *player* na produção de petróleo não convencional, ao deter bilhões de barris de óleo ultra-pesado e depósitos de betume, a maior parte deles localizados na região do Orinoco, no centro do país. Estimativas do DOE (2008a) indicam a posse de reservas recuperáveis 100 a 270 bilhões de barris. Para explorar estes recursos, o governo, através da PDVSA, estabeleceu associações estratégicas com empresas estrangeiras (BP, Total, Chevron e Statoil) de modo a produzir o *syncrude*. A capacidade produtiva instalada deste óleo sintético a partir destas quatro associações totaliza 580 mil barris/dia.

De forma geral, as perspectivas a respeito do crescimento da produção de óleo não convencional no mundo são extremamente positivas. O DOE estima que a oferta de óleo ultra-pesado e betume (a partir dos depósitos de areia) totalizará 5,47 bilhões de barris de óleo equivalente diários em 2030, representando quase 5% da oferta total de petróleo mundial.

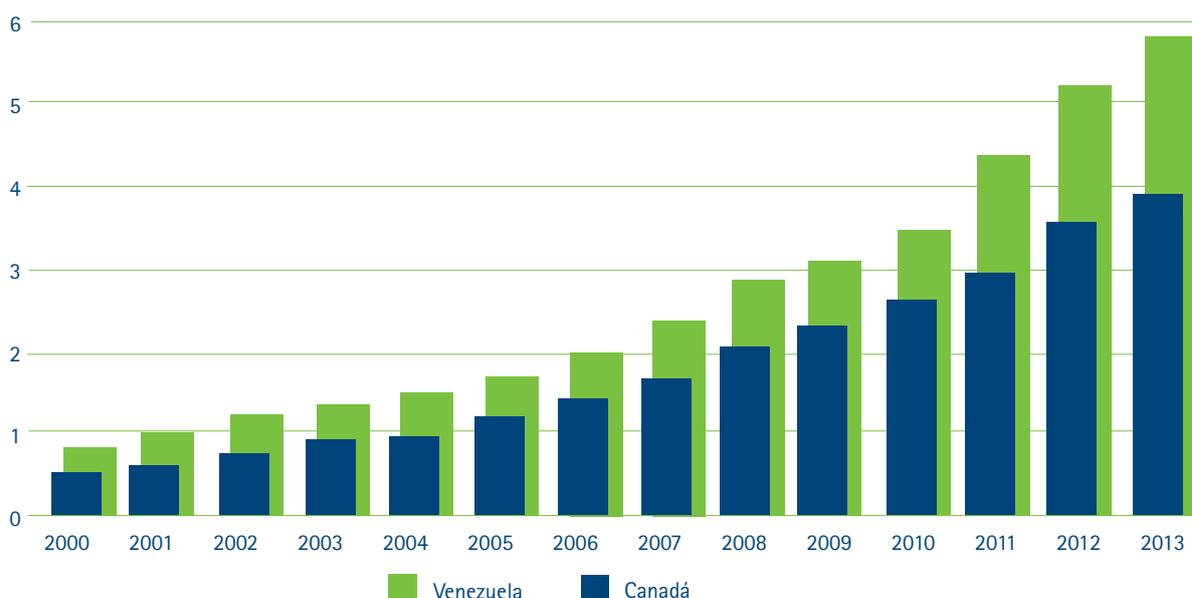
Figura 3.9 - Produção Mundial de Óleo Ultra Pesado e Areia Betuminosa: 2005-2030
(milhões de barris de óleo equivalente por dia)



Fonte: DOE (2008a).

Como esperado, o papel da Venezuela e Canadá se configura como destaque neste cenário. Dados da Petrobras indicam que os dois países devem apresentar, considerando o período 2006-2013, uma taxa de crescimento acumulado expressiva, da ordem específica de 199% no caso canadense e 179% no caso venezuelano, (ver figura abaixo).

Figura 3.10 - Expectativa de Crescimento da Produção de Petróleo Não Convencional: Canadá e Venezuela – (milhões barris/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de informações da Petrobras

A concretização desta tendência de aumento da oferta de óleo a partir de petróleo ultra-pesado e de areias betuminosas depende, todavia, da confluência de alguns fatores, seja na Venezuela e Canadá, como também na China e Kuwait, outros países com potencial produtivo. Primeiramente, como já destacado, o preço constitui-se em variável central para viabilizar a produção de óleo não convencional, e, portanto apesar do avanço tecnológico, com conseqüente redução de custos como ressaltado, é bastante provável que a produção de óleo sintético (*syncrude*) continuará a depender da vigência de preços de petróleo em patamares bastante elevados, o que se coloca como restrição de ordem não desprezível para a viabilidade futura do negócio. Em segundo, destaca-se a dependência em relação ao gás natural, pois o processo de separação do betume e o processamento do óleo sintético demandam, além de água, grandes quantidades de gás natural. Isto configura uma relação de dependência em relação ao movimento dos preços do gás, adicionando mais uma variável que pode comprometer a viabilidade futura deste tipo de atividade. Por fim, porém não menos importante, as questões ambientais assumem considerável relevância, pois a produção e o processamento de óleos não convencionais ocasionam efeitos deletérios em relação à poluição do ar, desperdício de água, e devastação das superfícies. Contornar estas questões demanda aumento de custos o que pode, assim como os fatores anteriores, vir a limitar, ou ao menos prejudicar, a viabilidade econômica deste tipo de exploração.

O desenvolvimento tecnológico envolvido na redução da dependência do suprimento energético advindo de um conjunto de países e regiões não confiáveis não se resume à incorporação de combustíveis líquidos não convencionais, mas inclui a superação dos desafios tecnológicos associados à exploração de áreas geológicas desfavoráveis, como no golfo do México, águas profundas e ultra-profundas no Brasil. Aqui, a superação dos desafios tecnológicos implica no acesso efetivo a recursos que estão fora do controle dos países considerados "problemáticos".

No entanto, cabe ressaltar que, em termos de desenvolvimento tecnológico, a exploração de petróleo em áreas extremamente desfavoráveis encontra-se em um estágio muito mais avançado, ao menos em termos de escala, do que aquele envolvido na incorporação ao mercado de combustíveis não convencionais.

Dessa forma, explorar petróleo, por exemplo, em águas profundas, representa um desafio tecnológico – dado o atual estado de conhecimento e os custos operacionais a ele associados – com grau de dificuldade inferior ao que seria aquele associado aos combustíveis líquidos não convencionais.

Contudo, tanto em caso quanto no outro, a tecnologia contribui para ampliar a base de recursos naturais, quer seja viabilizando a produção em áreas geologicamente desfavoráveis, quer viabilizando a incorporação de novos recursos não convencionais para a manutenção da cadeia petrolífera.

3.1.3. Organização dos Mercados

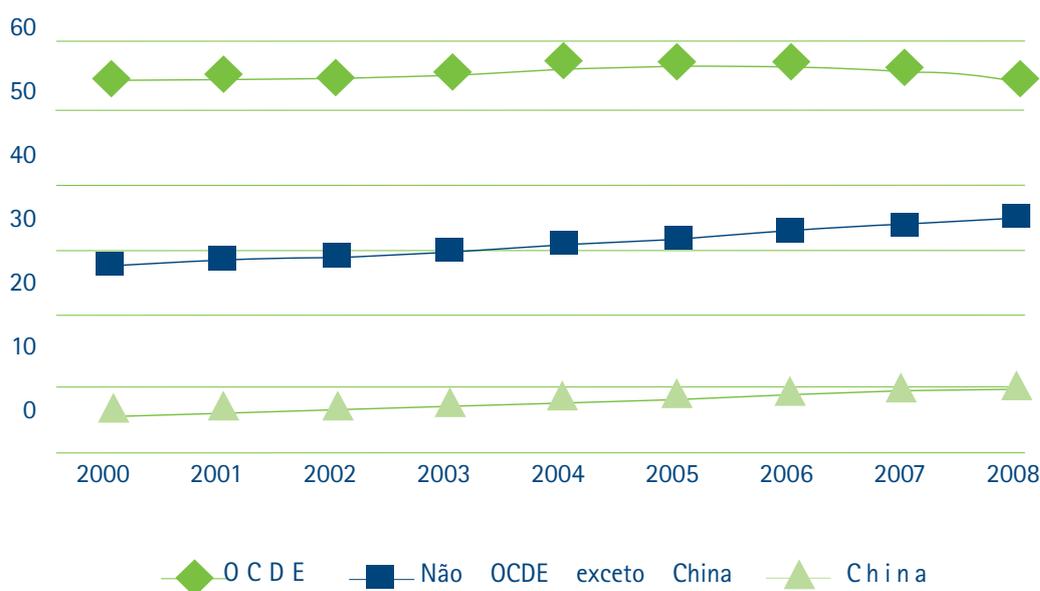
No exame dos fatores que influenciam – ou refletem – o processo de investimento no setor petrolífero no âmbito mundial, cabe examinar alguns aspectos relevantes referentes à dinâmica produtiva nos segmentos de *upstream* e *downstream*. Ainda que as dinâmicas produtivas e concorrenciais de tais segmentos sejam inter-relacionadas em alguma medida, elas devem ser analisadas separadamente, de modo a facilitar a identificação isolada dos fatores que condicionam, positiva ou negativamente, os investimentos no setor.

No que tange ao segmento de *upstream*, dois aspectos devem ser examinados: i) ajuste entre oferta e demanda petrolífera mundial; e, ii) movimento recente de aumento de preços de petróleo.

O ajuste entre a oferta e a demanda mundial de petróleo vem apresentando clara tendência de “aperto”, ao longo dos últimos anos; enquanto a demanda vem se expandindo a uma taxa média anual de 1,26% no período 2000 – 2008, a oferta aumenta a uma taxa de 1,04% anuais. Dois grandes fatores podem ajudar a compreender este descompasso: o ritmo acelerado de crescimento da demanda e a dificuldade de expansão da oferta.

Pelo lado da demanda, o que se observa nos últimos anos é a tendência de crescimento puxado pelos países Não-OCDE, destacando-se aí o comportamento da China. Enquanto os países da OCDE reduziram seu consumo num ritmo anual de 0,03%, os países Não-OCDE (descontando a China) expandiram a demanda em 2,55% a.a, e a China aumentou seu consumo em 5,84% anuais. Destaca-se, neste último caso, que o consumo chinês de óleo é predominantemente baseado em importações, uma vez que, em média, cerca de 43% do consumo petrolífero do país é atendido por compras no exterior.

Figura 3.11 - Demanda Mundial de Petróleo (em milhões barris/dia): 2000-2008*

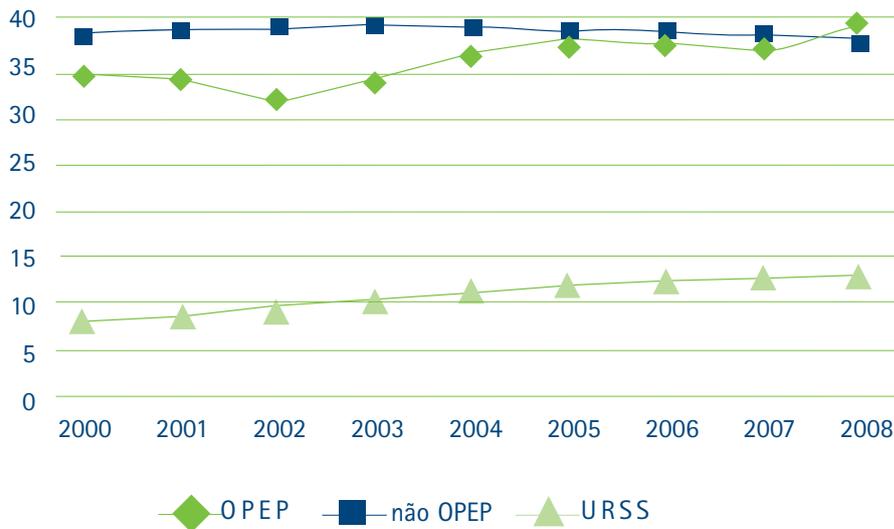


Nota: *Valores previstos para 2008

Fonte: DOE (2008a)

Pelo lado da oferta, a região produtora da antiga União Soviética conseguiu imprimir um ritmo de expansão bastante superior ao da demanda, de 4,9% a.a. A OPEP, por sua vez, vem aumentando a sua oferta em compasso bastante próximo ao observado no consumo, 1,34% a.a. O destaque (negativo) fica por conta do ritmo de queda na produção Não-OPEP, de (-) 0,23% a.a, indicando ser esta a fonte eminente de dificuldade de expansão da oferta.

Figura 3.12 - Oferta Mundial de Petróleo (em milhões barris/dia): 2000-2008*



Nota: *Valores previstos para 2008

Fonte: DOE (2008a)

O comportamento da oferta OPEP, ainda que em média siga o ritmo de expansão da demanda, está obviamente associado às opções estratégicas do cartel de manipular suas capacidades produtivas para, sempre que possível, influenciar os preços do petróleo. O que se questiona, a este respeito, é a viabilidade futura do referido grupo de países de tornar efetivo o uso estratégico da sua capacidade excedente de produção. Como se verifica, a utilização da capacidade produtiva deste grupo de países vem aumentando, indicando que mesmo para a Arábia Saudita, o "espaço" de manobra para manipulação estratégica da produção frente à variação de preços parece diminuir ao longo do tempo. Com isso, a princípio, poder-se-ia imaginar uma redução da influência efetiva da OPEP sobre a definição estratégica de oferta de petróleo. Os eventos recentes de cortes da produção por parte da instituição e a não resposta dos preços corroboram esta percepção⁶. Todavia, há de se considerar também as perspectivas de expansão da capacidade produtiva deste grupo de países. Estimativas apresentadas em DOE (2008c) recentemente indicam um aumento desta capacidade produtiva da ordem de 4 milhões de barris diários, o que, associada à previsão de redução da demanda de óleo produzido neste grupo de países, pode vir a implicar em aumento da capacidade ociosa num futuro próximo. Se tal fator vai se refletir em uma possível recuperação do poder do cartel na determinação de preços dependerá da recuperação da dinâmica econômica mundial.

⁶No dia 17/12/08, em reunião realizada em Oran, na Argélia, a OPEP decidiu promover um corte na sua produção petrolífera da ordem de 2,2 milhões de barris/dia. Apesar do mercado já esperar uma redução por parte da organização, foi surpreendente a magnitude do corte, tendo sido a maior da história da OPEP, desde sua fundação nos anos 60. Em nota, a OPEP considerou a medida como sendo complementar ao corte anterior de 2 milhões de barris diários, anunciados em setembro deste ano. Com isso, a partir de janeiro de 2009, a produção terá redução total de 4,2 milhões de barris/dia. Os preços, todavia, não reagiram às perspectivas de redução da oferta. Os dois anúncios de cortes não foram suficientes para interromper a queda acentuada dos preços: os valores referentes à cotação diária do Brent passaram de US\$ 103,88 em 3/09/08 para US\$ 38 em 18/12/2008.

Figura 3.13 - Capacidade Ociosa de Produção de Petróleo pelos Países OPEP.
(em milhões barris/dia).

	2007				2008		
	1.º Trim	2.º Trim	3.º Trim	4.º Trim	1.º Trim	2.º Trim	3.º Trim
Argélia	0,03	0,03	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Angola	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Equador	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Indonésia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Irã	0,05	0,05	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Iraque	0,00	0,00	0,02	0,02	0,05	0,02	0,00
Kuwait	0,17	0,18	0,12	0,08	0,02	0,00	0,00
Líbia	0,02	0,02	0,00	0,00	0,05	0,05	-0,01
Nigéria	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Qatar	0,03	0,03	0,00	0,01	0,03	0,06	0,11
Arábia Saudita	1,85	1,90	1,83	1,53	1,40	1,48	1,23
Emirados Árabes	0,11	0,10	0,05	0,02	0,00	0,00	0,00
Venezuela	0,09	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total OPEP	2,35	2,34	2,09	1,66	1,55	1,61	1,33

Fonte: DOE (2008b).

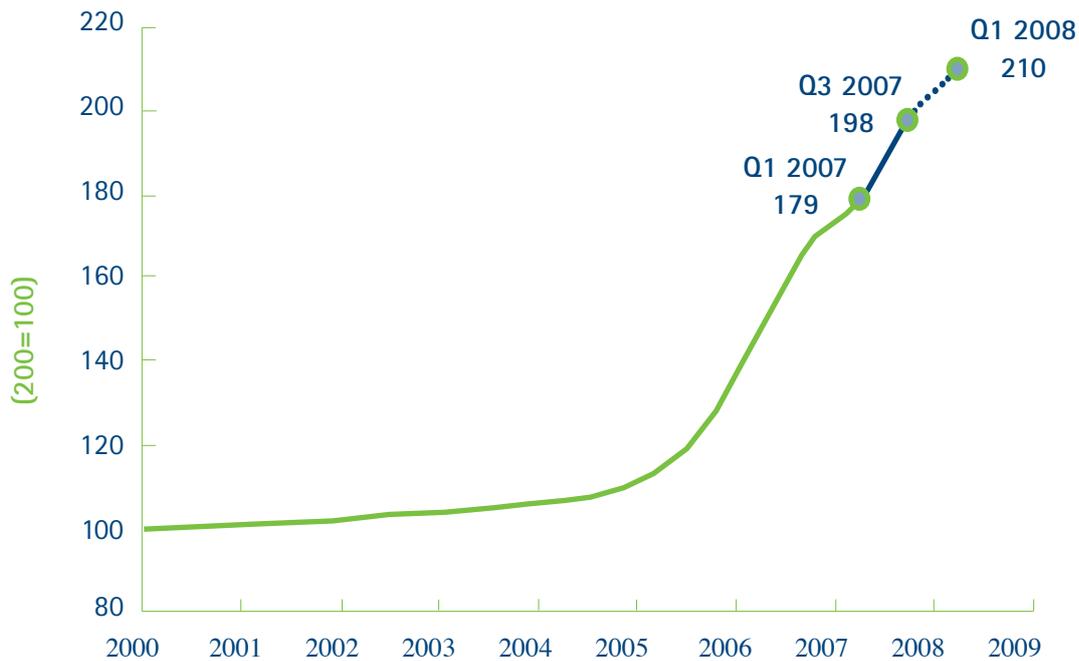
O desempenho negativo da oferta Não-OPEP está naturalmente associado à dificuldade de expansão da capacidade produtiva deste grupo de países. Alguns fatores podem ser apontados para explicar este ponto. Embora se reconheça a relevância daqueles de ordem conjuntural – associados, por exemplo, a eventos isolados como fenômenos climáticos e greves de trabalhadores em importantes plataformas –, é a combinação dos aspectos relacionados às restrições tecnológica e geológica que vem dificultando a expansão da capacidade produtiva Não-OPEP.

Em particular, a tendência de exploração de áreas geológicas desfavoráveis – como no Golfo do México, águas profundas (e ultra-profundas) no Brasil, depósitos de areia betuminosa no Canadá, Oeste da África e Sibéria, entre outros – e o consequente aumento da complexidade dos projetos produtivos a ela associados, exige o uso de tecnologias ainda imaturas e o gerenciamento subsequente de custos crescentes de exploração e desenvolvimento.

É notório que o aumento dos custos de produção petrolífera se explique também pela escassez de fatores produtivos relacionada à crescente atividade de perfuração estimulada pela tendência de preços elevados nos últimos anos.

Algumas evidências disto podem ser facilmente apontadas. Por exemplo, de acordo com CERA (2008), o índice de custo de capital no *upstream* aumentou 6% nos meses que antecederam a crise financeira de 2008, tendo dobrado desde 2005. As perspectivas, de acordo com a mesma fonte, eram de aprofundamento desta tendência de aumento dos custos, conforme mostra a figura 3.14.

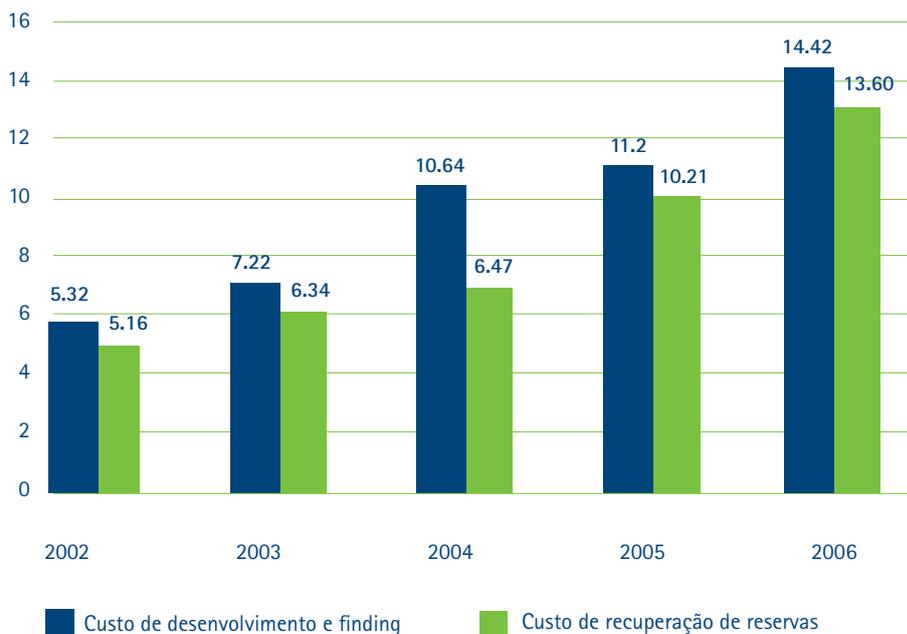
⁷ O custo estimado de desenvolvimento e finding em 2006 era igual a US\$14,42 por barril de óleo equivalente.

Figura 3.14 - Índice de Custo de Capital no *Upstream*

Fonte: CERA (2008).

Na mesma direção, dados apresentados pela BP em seu balanço referente a 2007 indicam um claro aumento dos custos para a indústria petrolífera. Especificamente, os custos estimados de desenvolvimento e *descoberta* aumentaram 29%⁷ de 2005 para 2006. Já o custo total estimado de recuperação de reservas aumentou 33% no mesmo período, ou seja, US\$ 13,60/boe.

Figura 3.15 - Custo de Reposição das Reservas e Custos de Desenvolvimento e Descoberta (US\$/Barril de Óleo Equivalente)



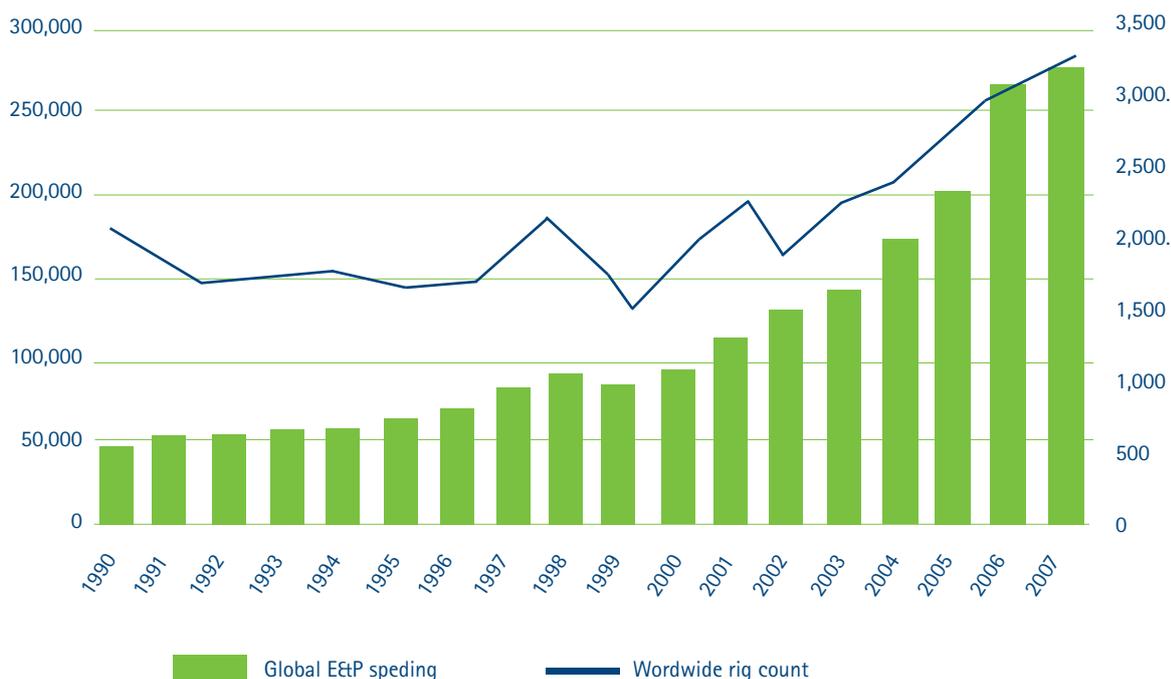
Fonte: BP (2008)

Os custos com fornecimentos de bens e serviços também vêm sofrendo substanciais aumentos. Evidências apresentadas em recente estudo da Agência Internacional de Energia (AIE (2008)⁸) indicam que entre 2000 e 2008 os custos com atividades de upstream cresceram 93%. As perspectivas pelo menos para o curto prazo não parecem apontar uma reversão deste quadro. Na verdade, é notório o quadro de operação a quase plena capacidade da indústria para-petrolífera mundial, evidenciado pelos atrasos na construção de plataformas e na reduzida disponibilidade de sondas de perfuração no mercado. Evidências apresentadas em AIE (2008) indicam que todas as sondas de perfuração em águas profundas que chegarão ao mercado entre 2008 e 2010 já estão comprometidas para o desenvolvimento de projetos já em andamento, não restando sonda alguma para oportunidades que venham surgir nos próximos anos.

⁸ O estudo calculou um Índice de Custos em Atividades *Upstream*, e tendo considerado as seguintes atividades: atividades sísmicas; gerência de projeto; aluguel de sondas; serviços de perfuração; e outros serviços (como tratamento e processamento de plantas, compressores, geradores e construção de gasodutos). Para maiores detalhes de método a respeito da construção e cálculo deste índice, ver AIE (2008).

O processo de inversões no setor petrolífero vê-se amplamente influenciado por este panorama, uma vez que parte do aumento do volume de investimentos no setor vem sendo direcionado para arcar com esta elevação dos custos. Dados recentes apresentados pela OPEP (2008) indicam que, apesar dos custos crescentes, a indústria vem investindo fortemente de modo a expandir a produção e repor reservas. Conforme ilustração da figura 3.16, há uma nítida aceleração das atividades upstream, evidenciada tanto pelo número de sondas em atividade quanto pelos gastos em E&P. Frente a este aumento de gastos, a questão que se coloca é a seguinte: os crescentes esforços em E&P vêm se traduzindo em aumento da produção?

Figura 3.16 - Gastos globais em E&P e número de sondas em atividade



Fonte: OPEP (2008).

Dados da OPEP (2007) referentes às majors petrolíferas (Exxon Mobil, Total, Shell, BP e Chevron) indicam que apesar dos crescentes gastos com o E&P - que apresentou uma taxa de crescimento médio anual de 12,1% entre 2003 e 2007 - não se observou aumento efetivo da produção, uma vez que esta diminuiu, em média, 0,63% anuais no mesmo período.

Figura 3.17 - Gastos em E&P e Produção de Óleo pelas Majors: 2003-2007

	2003	2004	2005	2006	2007
Gastos em E&P (milhões US\$)	41,446.0	44,270.0	54,206.0	70,242.0	73,279.0
Produção de óleo cru (1000 barris/dia)	10,439.0	10,680.0	10,373.0	10,342.0	10,113.0

Fonte: Elaboração Própria a partir da OPEP ⁹

Todavia, esta parcela do aumento dos custos embute algum grau de incerteza, podendo não ser permanente, devendo se normalizar, à medida que a oferta dos fatores produtivos se ajuste à demanda¹⁰. Por outro lado, a parcela da elevação dos custos devido à maior complexidade tecnológica tende a perdurar por mais tempo.

Deste modo, é então pela conjunção dos fatores tecnológicos e geológicos que se pode explicar porque, mesmo num contexto de crescente preço de petróleo, os também crescentes investimentos em E&P – por exemplo das grandes empresas privadas – não se traduziram em efetivo aumento da produção. Em específico, o fato é que o aumento dos custos decorrentes dos referidos fatores tende a aumentar o tempo a partir do qual o investimento se traduz em efetiva produção. Evidência deste fenômeno é observada a partir de recente estudo do FMI (2008) que, baseado no exame de dados de 150 projetos de investimento de empresas petrolíferas (privadas ou estatais, porém não pertencentes aos países da OPEP) entre 2003 e 2007, constatou que o *lag* de tempo entre o início do investimento e a efetiva produção vem aumentando em mais de 100% em relação ao que se observava em projetos tradicionais.

Com base ainda em FMI (2008), vale ressaltar também que esta rigidez tecnológica e geológica integra um quadro mais amplo de piora das condições de operação das empresas da região Não-OPEP, conforme mostra a figura 3.18.

Figura 3.18 - Variáveis-chave do Mercado Petrolífero em Duas Fases

Fatores relacionados à demanda	1977-80	2004-06
Ritmo de crescimento da capacidade produtiva	2,5%	1,6%
Participação na produção total pelas sete maiores empresas privadas	21%	15%
Participação do óleo convencional* na produção total de petróleo	93%	52%
Participação na produção total pelos países da OCDE	61%	38%
Observação:		
Intensidade petrolífera na OCDE (milhares de barris de óleo consumido por dia como razão do PIB)	1,07	0,57

*Petróleo não convencional entendido como petróleo *offshore*, petróleo da Sibéria e areia betuminosa

Fonte: FMI (2008)

⁹ A série foi deflacionada utilizando o Índice de Preço ao Produtor – *Commodity divulgado pelo U.S Department of Labor*.

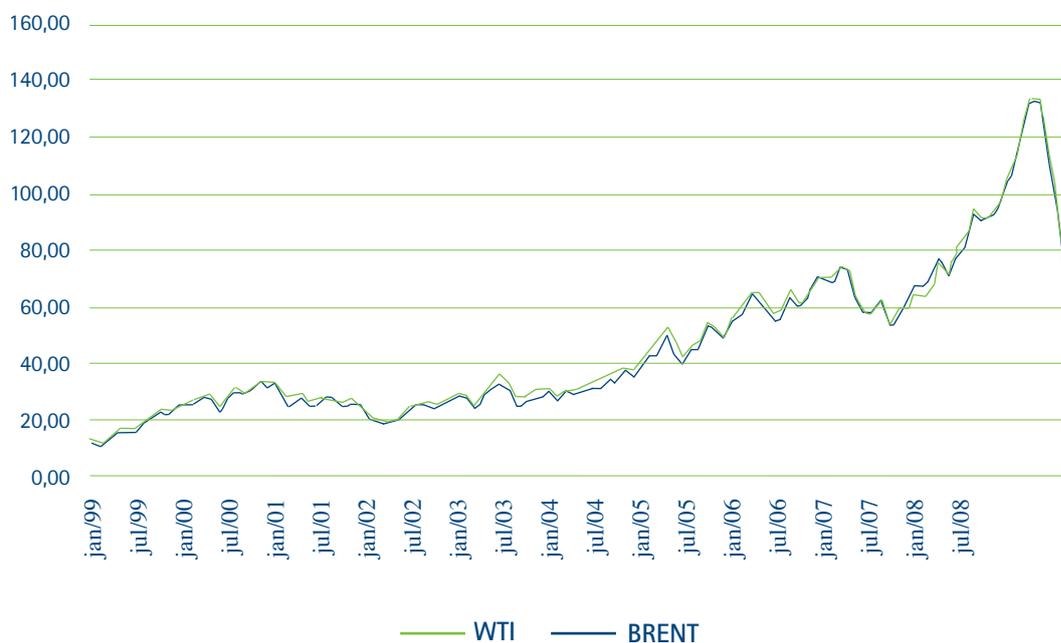
¹⁰ Segundo levantamento apresentado em AIE (2008) é possível identificar, por exemplo, um movimento de aumento de oferta futura de equipamentos para exploração. Cerca de 160 sondas offshore estavam em construção em meados de 2008, número superior aos 140 em 2007 e menos de 20 em 2004. Previsões apresentadas em AIE (2008) indicam, inclusive, perspectivas acerca da estabilização dos custos de operação no segmento upstream em 2009, em virtude da consolidação de uma tendência recente de uso de sondas com tecnologias mais eficientes (as do tipo "*rotary steerable systems*"), o que implica uma redução substancial do número de dias necessários para perfurar um poço.

A já relatada dificuldade, sobretudo dos países Não-OPEP, em expandir a capacidade produtiva - dada a, provavelmente, duradoura rigidez tecnológica e geológica - traz como consequência não somente a limitação à expansão da oferta, mas também a elevação dos preços, como vem se observando nos últimos anos (ver figura 3.19).

¹¹ Dados disponíveis em www.eia.doe.gov

Todavia, existem ainda outros fatores que podem ajudar a explicar esta tendência al-tista. No grupo dos aspectos de ordem estrutural, é possível apontar a já notória baixa elasticidade-preço da demanda, o que torna qualquer variação da oferta, mesmo inesperada e pequena, apta a causar significativa variação dos preços. A este respeito, vale ressaltar que este comportamento estrutural da inelasticidade da demanda vem sendo, nos últimos anos, fortalecido, tendo em vista as políticas macroeconômicas, sobretudo dos países emergentes e em desenvolvimento, de amortecer o repasse das variações dos preços do petróleo aos preços internos de derivados em virtude de políticas de controle da inflação.

Figura 3.19 - Preços Internacionais do Petróleo no mercado *Spot* (US\$/barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do DOE¹¹

No grupo dos fatores conjunturais, várias observações podem ser feitas. Primeiramente, a desvalorização do dólar nos últimos anos exerce pressão de alta sobre os preços de muitas formas. Sendo o petróleo cotado em dólar, uma depreciação da moeda estadunidense torna o petróleo mais barato em regiões de consumo não dolarizadas, pressionando assim a demanda. Uma queda no dólar reduz a rentabilidade de ativos cotados na referida moeda, o que tende a tornar as commodities, como o petróleo, aplicações mais atrativas. Além disso, conforme ressaltado em FMI (2008), uma depreciação do dólar tende a elevar as pressões inflacionárias nos Estados Unidos estimulando os investidores a se "moverem" para ativos reais, como as *commodities*, de modo a se protegerem da inflação. Uma análise empírica realizada no mesmo estudo indica que um percentual de depreciação do dólar eleva o preço do petróleo (em dólar) em mais de um ponto percentual.

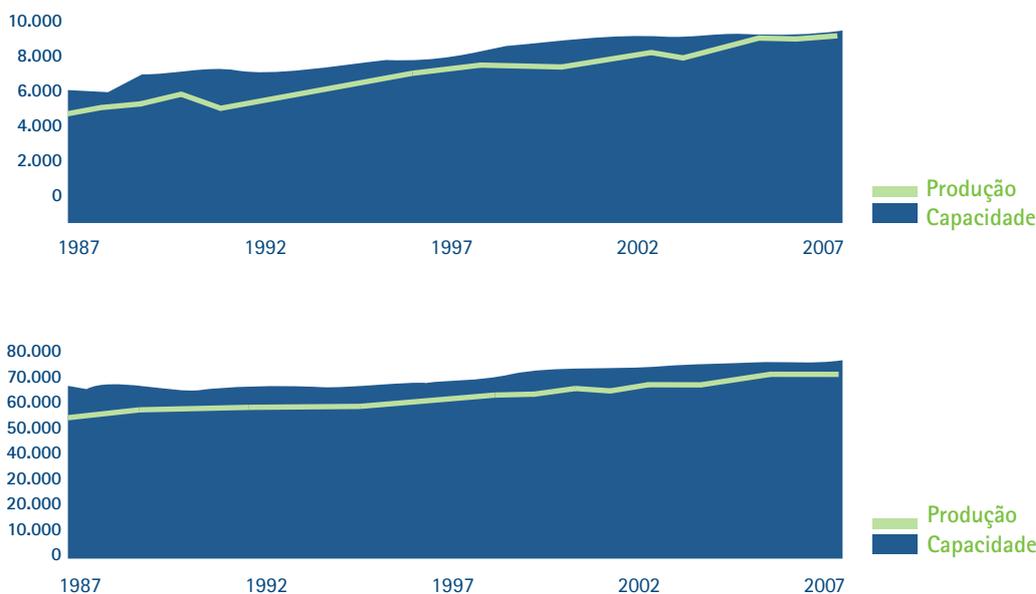
O segundo fator conjuntural relevante é a tendência de redução das taxas de juros internas, mesmo antes do início da recente crise econômica dos EUA em 2008. Taxas de juros básicas menores tendem a reduzir os custos de manutenção de estoques e podem induzir mudanças do mercado de ativos financeiros para ativos reais, como é o caso do petróleo.

O terceiro fator de ordem conjuntural se refere ao fato de que, em resposta ao crescimento da demanda, verificou-se um aumento do uso da capacidade instalada de processamento de petróleo nos últimos anos, sobretudo nos países da OPEP (ver figura 3.20). Este quadro de desajuste reflete a volatilidade das margens de refino, sobretudo nos últimos anos, o que tende a intimidar a construção de novas refinarias. Como efeito disso, e associado também à dificuldade de obtenção de licenças ambientais cada vez mais rigorosas, observou-se uma redução do número de refinarias. O caso dos EUA é emblemático neste sentido: o número de refinarias no país vem diminuindo continuamente nas últimas décadas, tendo passado de 205, em 1990, para 150, em 2007, segundo o DOE.

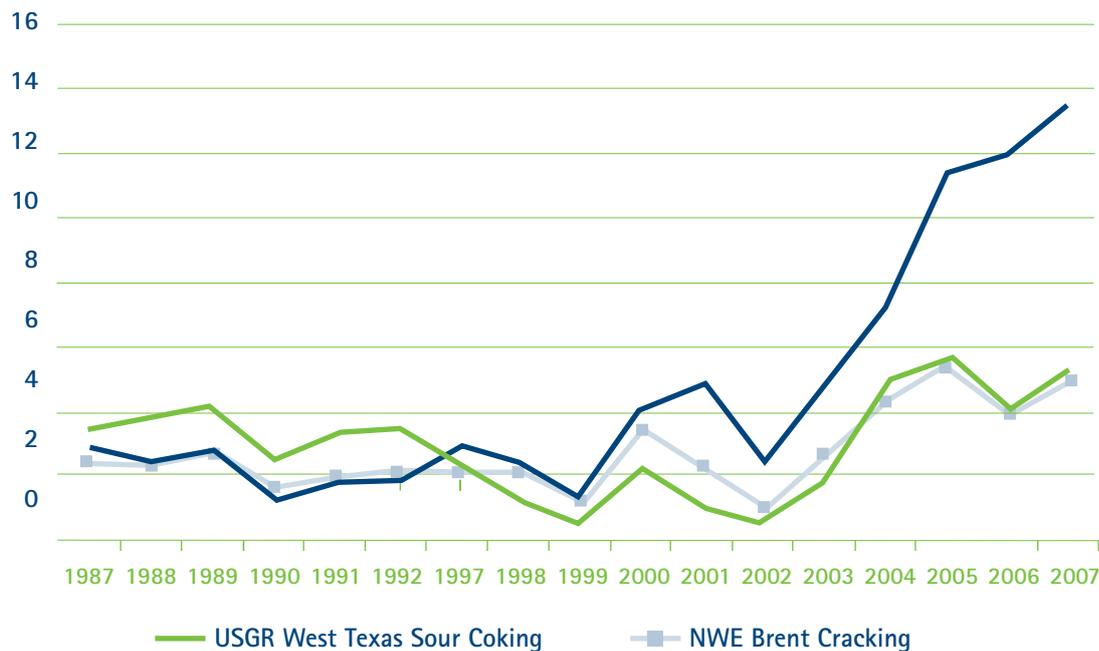
Neste contexto, a solução encontrada para elevar a capacidade produtiva até então foi a realização de investimentos em modernização/flexibilização, destinada a aumentar não somente o rendimento do processamento, mas também o perfil qualitativo deste, uma vez que a participação do óleo pesado no *mix* a ser refinado vem aumentando assim como a necessidade de produzir derivados mais leves e médios em resposta ao perfil de demanda. Todavia, as perspectivas futuras de expansão da capacidade produtiva apontam para a opção de construção de novas unidades, dado o esgotamento da possibilidade de flexibilização do parque de refino mundial. O desafio a ser superado, nesta direção, são os custos crescentes: dados da OPEP (2008) indicam uma elevação dos custos de construção de refinaria da ordem de 70% desde 2000. A viabilidade de construção de novas refinarias, e a consequente expansão da capacidade produtiva neste cenário de custos maiores, será determinante para que o refino deixe de constituir um elemento de pressão sobre os preços petrolíferos.

¹² Nota: As margens são calculadas para os três centros de referência: Costa do Golfo Americano, Roterdã e Cingapura. São calculadas com base em um petróleo representativo de cada região em rendimentos de produtos otimizados obtidos em uma refinaria, cuja configuração também é representativa de cada região. São margens calculadas descontando-se os custos variáveis e os custos de energia da refinaria.

Figura 3.20 - Produção de produtos refinados *versus* a capacidade de refino, 1987-2007 (1.000 b/d)

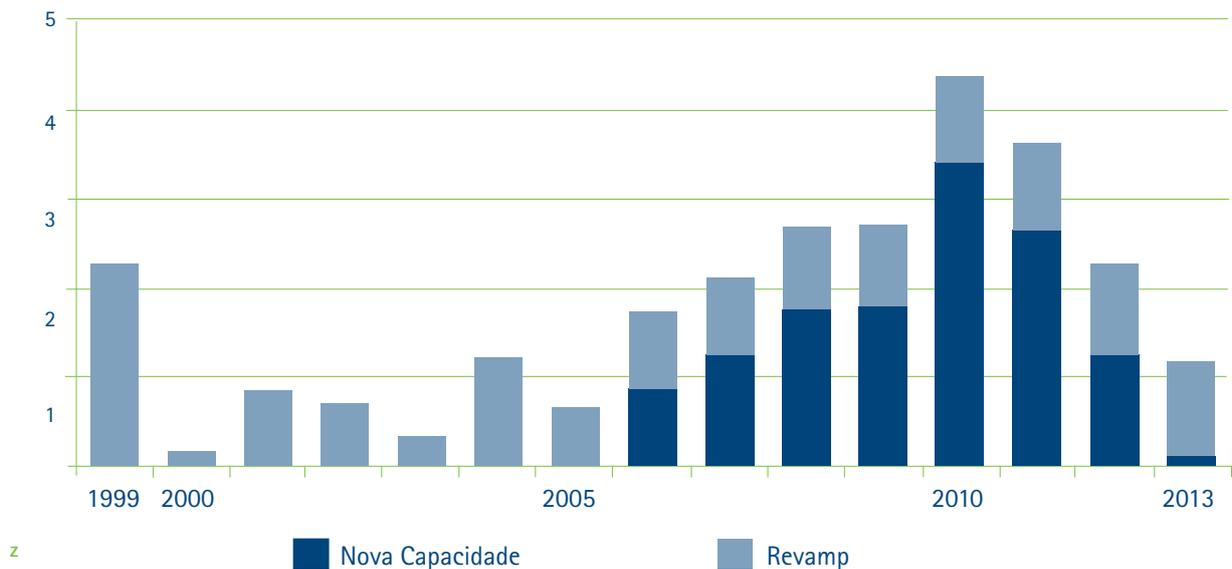


Fonte: OPEP (2007)¹²

Figura 3.21 - Margens de Refino Regionais (US\$/barril)¹²

Fonte: BP (2008)

Figura 3.22 - Expansão Estimada da Capacidade Instalada de Refino – 1999-2013 (milhões de barris/dia)



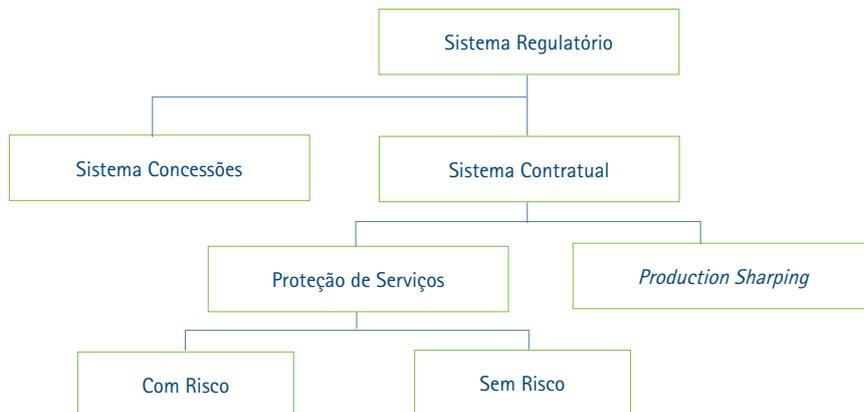
Fonte: Morgan Stanley Research

A queda recente dos preços de petróleo, na segunda metade de 2008, poderia, a princípio, levantar algumas suspeitas a respeito de uma possível inversão da tendência altista dos últimos anos. Alguns fatores são facilmente identificados como causadores deste processo recente: indícios de um contínuo declínio na economia dos EUA; perspectivas de baixo crescimento para as maiores economias desenvolvidas num futuro próximo; e aumento da produção da OPEP (sobretudo da Arábia Saudita). Estes fatores, quando tomados em conjunto parecem proporcionar uma redução do "aperto" no balanceamento da demanda e oferta de óleo no mundo, o que tende a favorecer a queda dos preços num prazo mais curto. Todavia, não parece que estes fatores venham alterar a dificuldade de expansão da oferta, o que indica que, muito provavelmente, os preços num futuro próximo – e enquanto perdurar a situação de retração econômica mundial – devam se situar acima do nível vigente no período anterior ao "boom" e sujeitos a uma volatilidade não desprezível.

3.1.4. Instituições

O último condicionante do processo de investimento diz respeito aos sistemas regulatórios referentes, principalmente, às atividades de E&P na indústria petrolífera. Entendidos como um conjunto de arranjos institucionais, legais e fiscais, tais sistemas regulatórios condicionam de forma decisiva o processo de investimento no setor de upstream ao definir os limites para a apropriação da renda petrolífera pelas empresas.

Figura 3.23 - Regimes Regulatórios na Área de E&P de Petróleo



Fonte: elaboração própria

Conforme apresenta a figura 3.23, basicamente são dois os tipos de sistemas regulatórios: sistema de concessões e sistema contratual, compreendendo, neste último caso, contrato de partilha de produção e contratos de prestação de serviços, sendo que os contratos de serviços se subdividem em contratos de serviços sem risco (entendidos como "puros"), e contratos de serviços com risco. A principal diferença entre o sistema regulatório de concessões e o sistema contratual diz respeito ao direito da propriedade do óleo após a sua extração.

No sistema de concessões, a propriedade do óleo após a produção é da empresa concessionária - selecionada com ou sem processo de licitação - durante o período da concessão. Em troca deste direito, a empresa se compromete a realizar esforços exploratórios mínimos, a pagar ao Estado tributos, *royalties* ou outras formas de participações governamentais, e, algumas vezes, se compromete com alguma outra obrigação, como a contratação de bens e serviços no mercado local. Estes contratos de concessão - adotados, por exemplo, na Argentina, Estados Unidos, Peru, Portugal, Canadá, África do Sul, Venezuela¹³, Reino Unido e Brasil - seguem a lógica básica de transferência dos direitos de propriedade do Estado para a empresa concessionária como forma de compensar esta última pelos gastos incorridos com as atividades de E&P e com o próprio pagamento da parcela governamental.

No sistema contratual, por sua vez, a propriedade do petróleo após sua produção é do Estado, que pode usar de duas formas para compensar a empresa pelos seus esforços em E&P e pelos pagamentos ao governo, quais sejam: i) repartir a produção, em volume, com a empresa (partilha de produção/*production sharing*); ou ii) conceder um ressarcimento financeiro à empresa, sem dar a esta o direito de acesso à parte do volume de óleo produzido (prestação de serviços). Vale destacar que em alguns países que adotam os sistemas contratuais (seja de partilha de produção, seja de serviços) são definidas outras obrigações para as empresas, a exemplo do que ocorre no sistema de concessões, tais como: a obediência a um percentual mínimo de conteúdo local na contratação de bens e serviços de E&P e o pagamento de *royalties* e tributos à parcela do governo.

¹³ A Venezuela alterou recentemente o seu sistema regulatório, tendo inclusive alterado contratos. Atualmente, o sistema regulatório permite a atuação de empresas estrangeiras, mas exige a aceitação da participação do Estado em parceria empresarial por intermédio da PDVSA. Em termos práticos, a concessão é feita com parceria empresarial societária com a PDVSA (superior a 50%) obrigatória

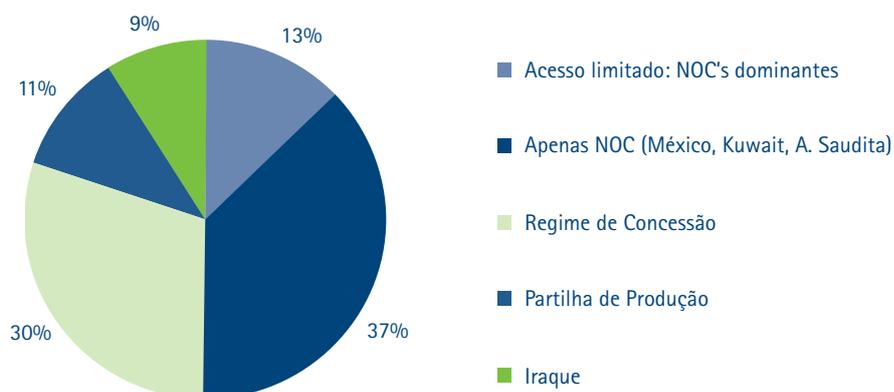
No caso do sistema de contrato de serviços, – adotado no Irã e México, por exemplo – o Estado contrata as companhias privadas para prestação de serviços que recebem pela atividade de exploração e produção, sem propriedade sobre o petróleo produzido. Por este sistema, são previstos dois tipos de contrato, que diferem no que tange ao retorno obtido pela empresa. Caso a remuneração da empresa preveja não somente o reembolso dos custos mas também uma remuneração do capital, o contrato de prestação de serviços é tido como sem risco, também classificado como serviço puro. Caso a remuneração da empresa contratada não seja garantida no contrato, sendo, ao contrário, parametrizada pela sua performance, de modo a estimular a disciplina de custos, diz-se que o contrato de prestação de serviços é com risco.

Os contratos de partilha de produção (*production sharing*) constituem o regime regulatório dominante em lugares onde se têm um grande volume de petróleo, sendo adotados, por exemplo, nos seguintes países: Angola, Colômbia, Equador, Líbia, Moçambique, Nigéria, China e Malásia. Em termos operacionais, por este sistema, o Estado entra como parceiro e investidor com empresas privadas e remuneram essas empresas com um percentual pré-determinado da produção. Por este sistema de partilha de produção, o Estado possui então maior controle sobre a produção e exportação de petróleo, o que possibilita, portanto, um grau de interferência maior do governo como, por exemplo, na determinação do ritmo de exploração dos novos campos.

Ainda que a tipologia dos sistemas regulatórios seja facilmente identificada, na prática a análise das experiências regulatórias dos países indica não ser tão simples e "cartesiana" a escolha por um modelo regulatório, havendo, em muitos casos, a adoção de sistemas regulatórios diferentes dentro de um mesmo país, em áreas que possuem distintos riscos exploratórios. Independente disso, o fato é que as estratégias de investimento em E&P petrolífero se encontram fortemente condicionadas pelo sistema regulatório adotado num dado país, e que, a princípio, existem sistemas mais favoráveis a ação das empresas privadas que planejem a realização de investimentos no setor, como, por exemplo, o sistema de concessão.

Diante disso, as evidências mostram que, atualmente, grande parte das reservas descobertas não está sob forma de contratos que favoreça a empresa privada. Como se observa na figura 3.24, 37% do acesso às reservas provadas é garantido apenas às empresas estatais; além disso, 11% estão sob forma de contrato de partilha e 13% do acesso são limitados às empresas privadas. Portanto, 61% das reservas provadas no mundo encontram-se sob o controle total ou predominante do Estado.

Figura 3.24 - Formas de Acesso às Reservas Provadas no Mundo



¹⁴ Dados da Petrobras disponíveis em: http://www2.petrobras.com.br/ri/port/ApresentacoesEventos/Apresentacoes/pdf/Gabrielli_IBEF_180308.pdf

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Petrobras¹⁴

3.2. Tendência do Investimento no Brasil

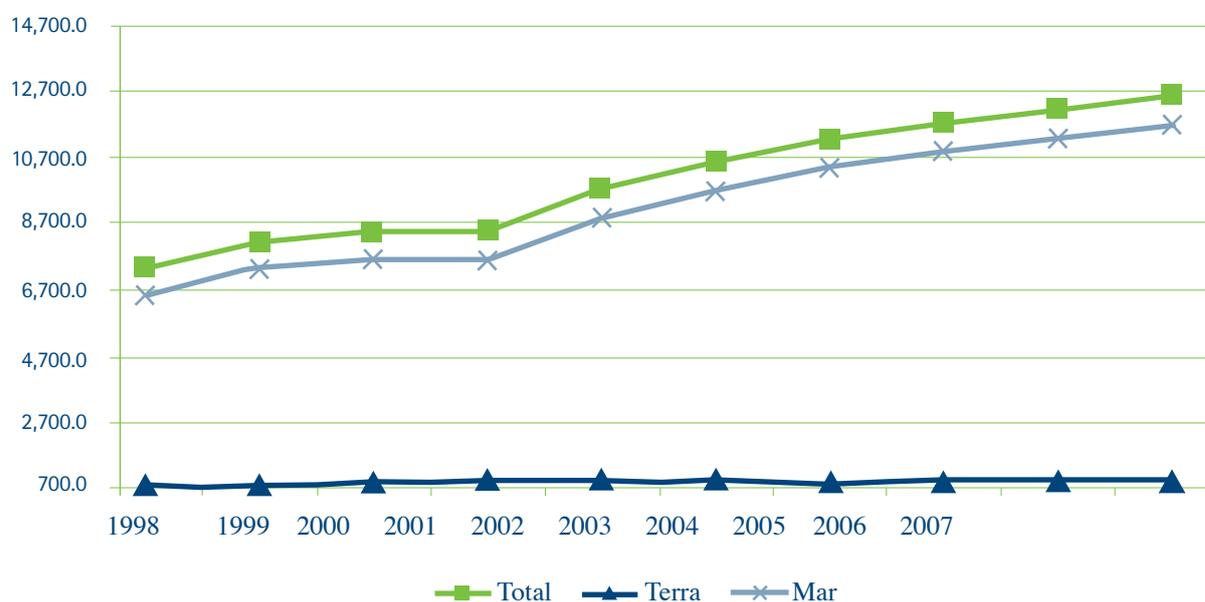
Nesta seção, adota-se o mesmo procedimento utilizado no exame da dinâmica global de investimento, para analisar, especificamente, a indústria petrolífera brasileira. Como será visto adiante, a descoberta recente dos campos de petróleo no pré-sal assume o condão de delimitar as novas condições de evolução da indústria petrolífera no Brasil, influenciando, assim, a dinâmica de investimentos no setor. Novamente, como meio de operacionalizar esta análise, são considerados os determinantes que influenciam diretamente o processo de investimento na cadeia petrolífera; quais sejam: recursos naturais; tecnologia; organização dos mercados e instituições.

3.2.1. Recursos Naturais: Evolução Recente do Ritmo Exploratório e as Novas Descobertas do Pré-Sal

No que tange aos recursos naturais, três aspectos principais devem ser examinados: a evolução dos indicadores Reservas Provasdas/Reservas Totais (RP/RT) e Reserva/Produção (R/P) do país e o Índice de Reposição de Reservas (IRR) da Petrobras nos últimos anos. O objetivo é mapear a tendência de produção e esgotamento das reservas até então em curso.

De acordo com dados da ANP (2008), as reservas provadas de petróleo no Brasil vêm aumentando de forma sistemática nos últimos anos. Entre 1998 e 2007, a taxa de crescimento foi de 6,18% a.a tendo alcançado, em 2007, 12.623,9 bilhões de barris. Deste total de reservas provadas, 92,9% estão localizadas no mar, evidenciando a já notória vocação pela produção *offshore* da indústria petrolífera brasileira. Destas reservas *offshore*, o estado do Rio de Janeiro concentra 80,62%, sendo seguido pelo Espírito Santo, que detém 10,11%. Das reservas provadas *onshore*, os destaques são os estados do Rio Grande do Norte com uma reserva provada de 264,6 milhões de barris, Sergipe com 231 milhões de barris, e a Bahia com 216,1 milhões de barris.

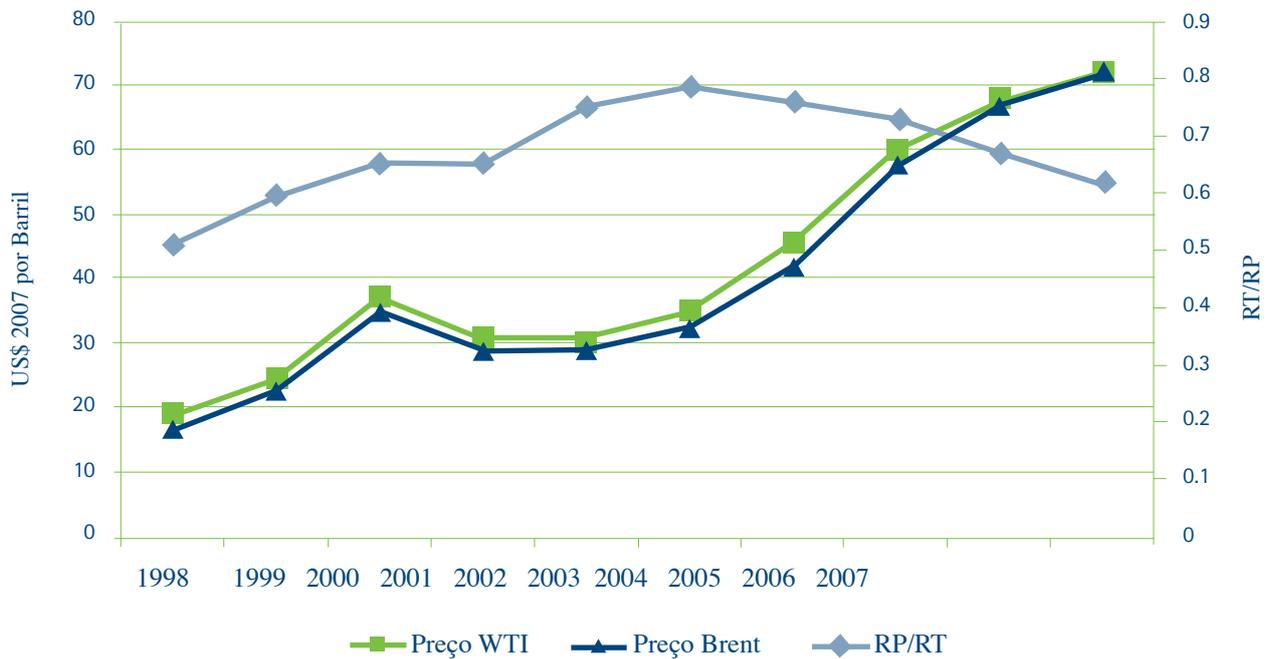
Figura 3.25 - Evolução das Reservas Provasdas por Localização (Milhões de Barris)



Fonte: Elaboração Própria a partir de ANP (2008)

Quando se observa a evolução da razão entre reservas provadas e reservas totais (RP/RT) - que mede a proporção de reservas que são economicamente recuperáveis com as condições atuais de tecnologia e preço - verifica-se que no país em 2007, de acordo com dados também da ANP, 61,9% das reservas eram consideradas economicamente recuperáveis. O exame da evolução deste indicador, ao longo dos últimos anos, torna-se mais interessante se considerado, em conjunto, com a evolução do preço spot do petróleo. Espera-se que a preços mais elevados a razão RP/RT também se eleve, posto que a comprovação da recuperação do óleo se tornaria mais interessante do ponto de vista econômico e seria mais facilmente financiada. No caso brasileiro, observa-se que a proporção das reservas totais que são economicamente passíveis de recuperação vem se reduzindo desde 2003, ainda que os preços venham se elevando de forma sistemática. Uma provável explicação para este comportamento é a natureza do óleo que se vem adicionando ao estoque das reservas brasileiras. À medida que a fronteira exploratória no país caminha para áreas de exploração ultra-profundas, os custos associados e os desafios tecnológicos a serem superados tendem a se elevar, indicando que a exploração e o desenvolvimento destes campos estão associados a um patamar de preços mais elevado.

Figura 3.26 - Evolução da Razão RP/RT e dos Preços do Petróleo WTI e Brent (\$2007 por barril)



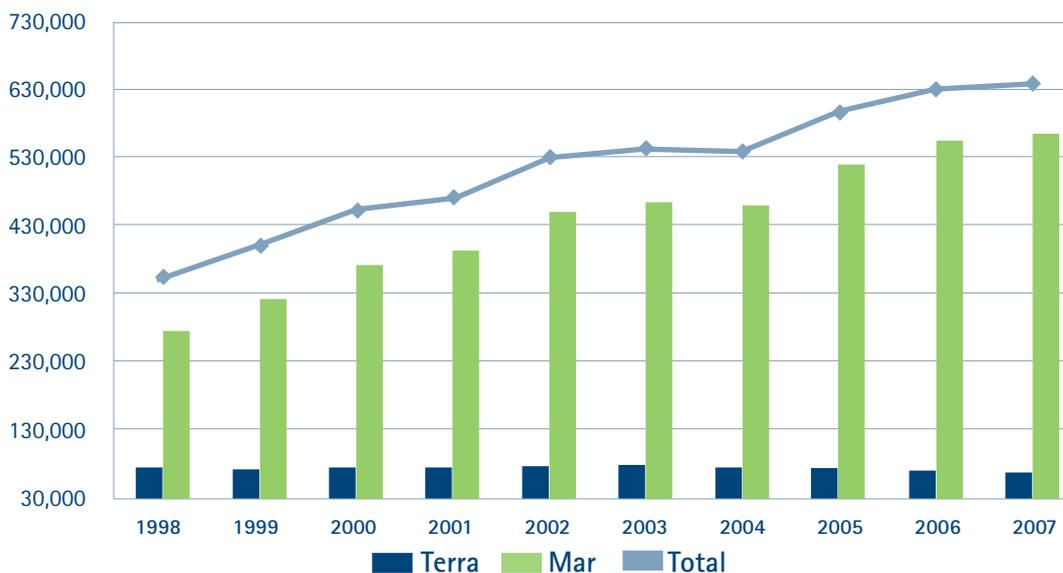
Fonte: Elaboração Própria a partir de ANP (2008) e BP (2008)

A exemplo do ocorrido com as reservas provadas, observa-se também um aumento na produção nacional de petróleo - com ritmo de expansão de 6,74% a.a no período 1998-2007 - o que se explica, sobretudo, pela variação expressiva da produção *offshore*. O petróleo aqui produzido é classificado como pesado, abaixo de 22º grau API, com teor de enxofre intermediário¹⁵ e ácido¹⁶. Este tipo de óleo recebe o nome de Marlim (Machado, 2008), pois corresponde a composição principal da mistura de petróleo que tem estas características e é comercializado no mercado internacional.

¹⁵ Teor de enxofre entre 0,7% e 0,8%

¹⁶ TAN, Total Number Acid, de 1,26 mg KOH/g. Para comparar, o petróleo tipo Brent, que corresponde hoje a uma mistura de petróleo (Brent-Forties-Oseberg), tem as seguintes características: leve (39º API) e doce (0,45% de teor de enxofre)

Figura 3.27 - Produção Nacional de Petróleo (Mil Barris)

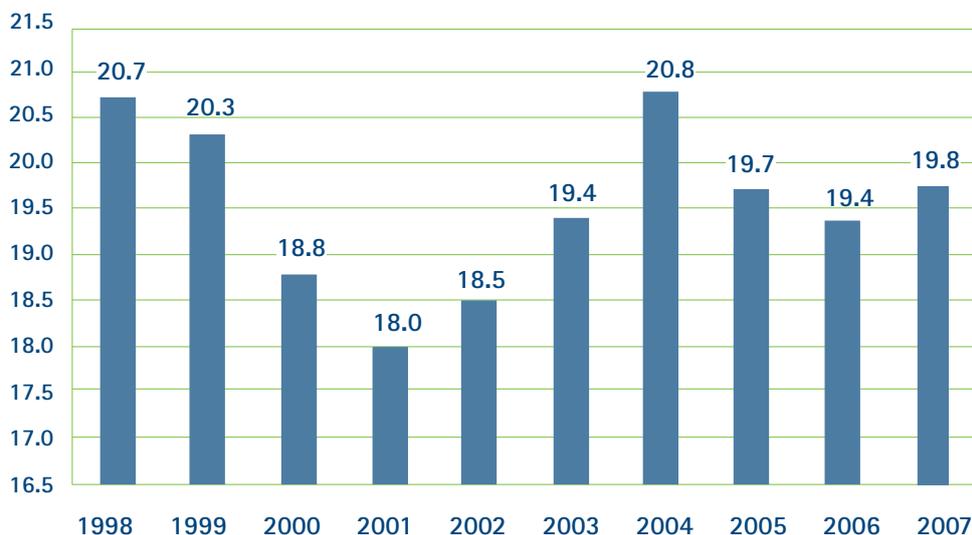


Fonte: Elaboração Própria a partir de ANP (2008)

A sustentabilidade deste ritmo de produção pode ser analisada se considerado o indicador R/P (razão entre reservas provadas e produção), que mede em quantos anos um determinado volume de reservas seria esgotado, caso fosse mantido o nível de produção observado no período corrente. Verifica-se que, apesar da queda observada no triênio 1998-2000, a partir de 2001, a longevidade das reservas de petróleo nacional vem se recuperando, tendo alcançado o valor de 19,8 anos em 2007.

¹⁷ De acordo com a SPE, "reservas são aquelas quantidades de petróleo que se espera ser comercialmente recuperada de reservatórios conhecidos, até uma determinada data futura". Ou seja, todo aquele petróleo que pode ser extraído, processado e comercializado, gerando receita para a companhia.

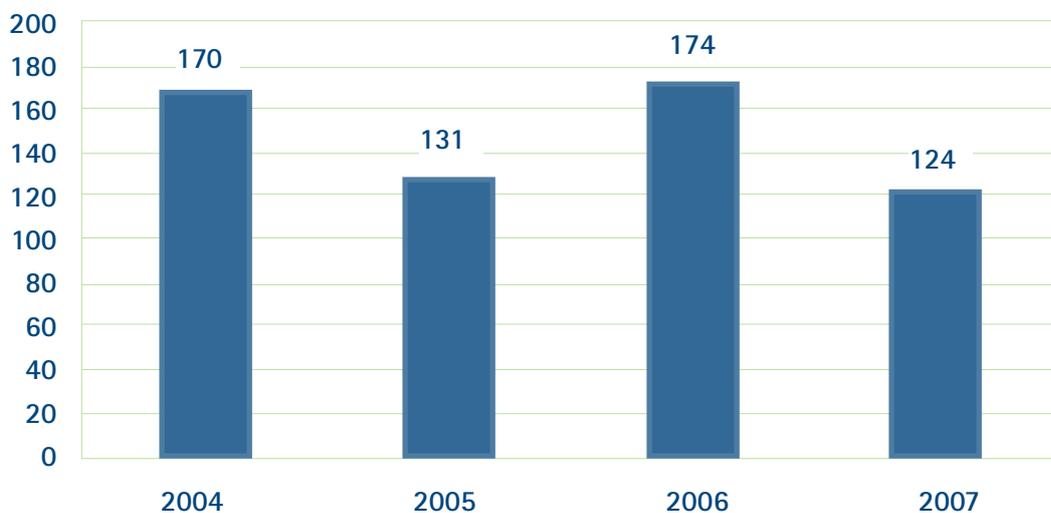
Figura 3.28 - Evolução do indicador R/P



Fonte: Elaboração Própria a partir de ANP (2008)

Também ilustrativa é a observação do Índice de Reposição de Reservas da Petrobras, que mede a relação entre o volume de reservas incorporadas no ano e o volume de petróleo produzido no mesmo ano. A série de valores da figura 3.29, que utiliza a metodologia SPE¹⁷, mostra que nos últimos anos tal indicador manteve-se sempre acima dos 100%, sugerindo que para cada barril de óleo equivalente (boe) produzido foram acrescentados 1,236 barris às reservas.

Figura 3.29 - Índice de Reposição de Reservas (%)

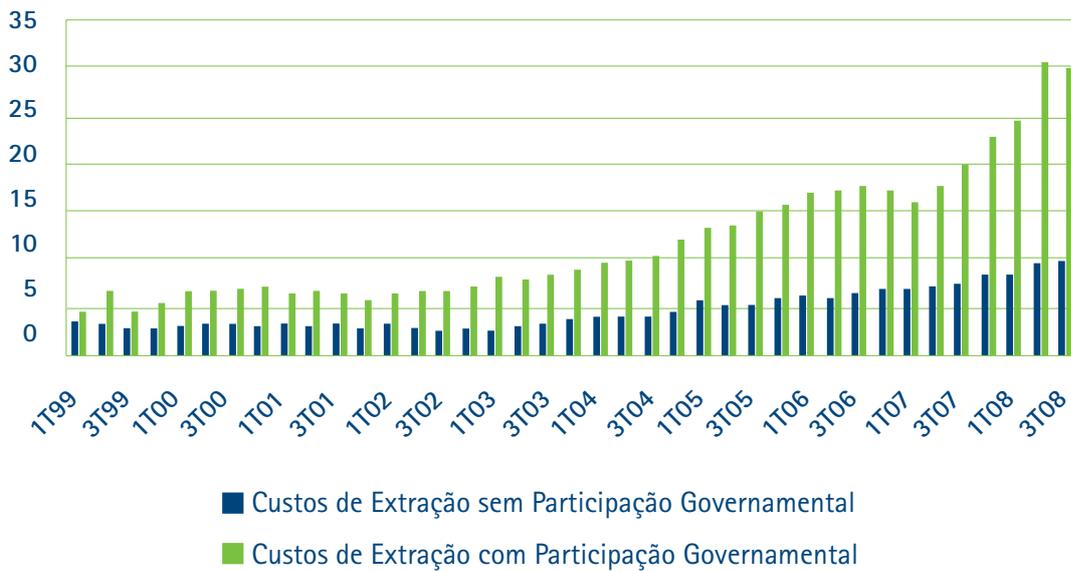


Fonte: Petrobras (2008)

Outro ponto importante que influencia diretamente a capacidade sustentada de produção de petróleo é o custo de extração, o qual está intimamente associado a fatores como: qualidade do óleo cru; localização geográfica do campo; e grau de desenvolvimento do mesmo (EPE (2007)). No caso brasileiro, assumindo os dados da Petrobras como referência, verifica-se claramente um aumento dos custos, sem considerar as participações governamentais¹⁸. Tais custos mais do que dobraram nos últimos cinco anos (os valores do terceiro trimestre variaram de 3,42 US\$/barril em 2003 para 10,42 US\$/barril, em 2008), refletindo não somente um cenário de escassez mundial de equipamentos e serviços, como também a expansão da fronteira petrolífera em direção a áreas mais inóspitas, leia-se, no caso brasileiro, a exploração *offshore* em profundidades cada vez maiores.

¹⁸ As participações governamentais respondem pela soma dos seguintes tributos: bônus de assinatura, royalties, participação especial e pagamento pela retenção ou ocupação da área.

Figura 3.30 - Evolução dos Custos de Extração no Brasil (US\$ por Barril)

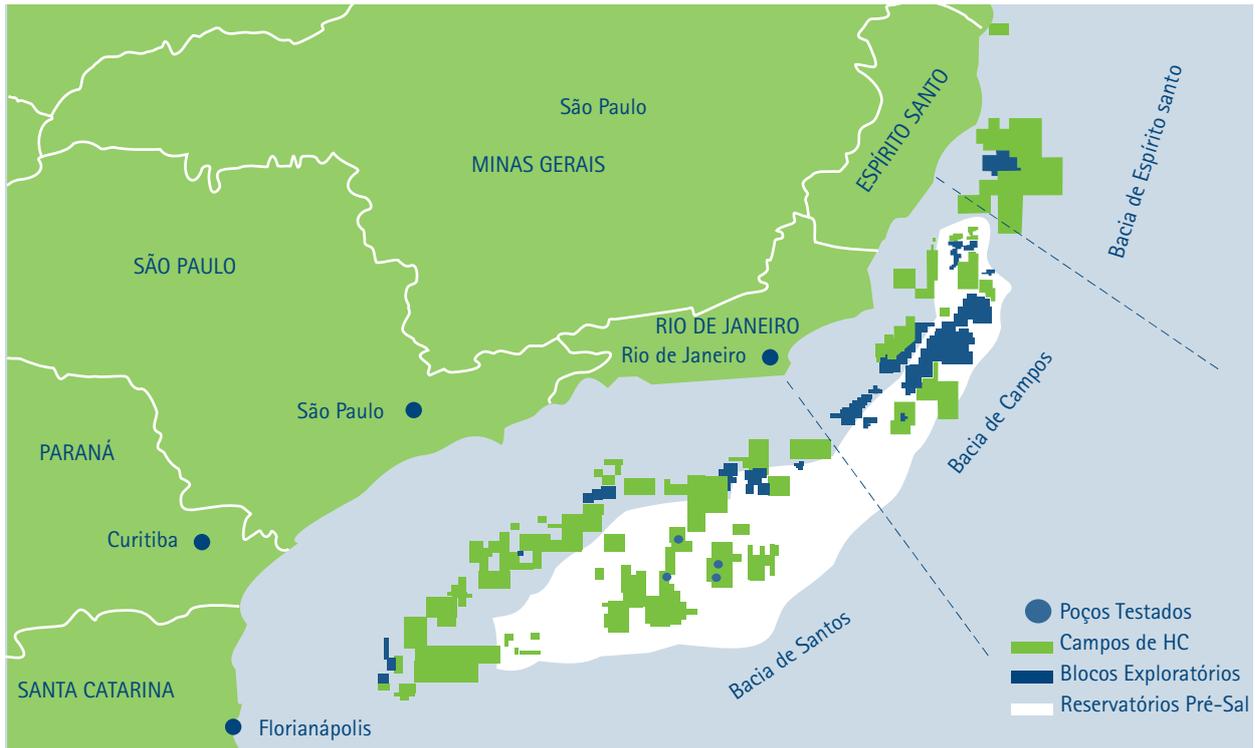


Fonte: Elaboração Própria a partir da Petrobras

Neste contexto de discussão a respeito das reservas de óleo e da capacidade e sustentabilidade de produção petrolífera no país, um aspecto recente merece destaque pelo seu enorme potencial em definir novos horizontes para a indústria: a descoberta da província petrolífera do pré-sal.

Tal província possui cerca de 800 quilômetros de extensão e 200 quilômetros de largura, e se distribui pelas bacias do Sul e Sudeste do Brasil incluindo as Bacias de Campos, Santos, Espírito Santo e compreende desde o litoral do Espírito Santo até o norte de Santa Catarina (conforme figura 3.31). Dos cerca de 120.000 km² de área, 41.000 km² já foram concedidos, dentre os quais a Petrobras está presente em 38.000 km², restando assim 79.000 km² a serem licitados.

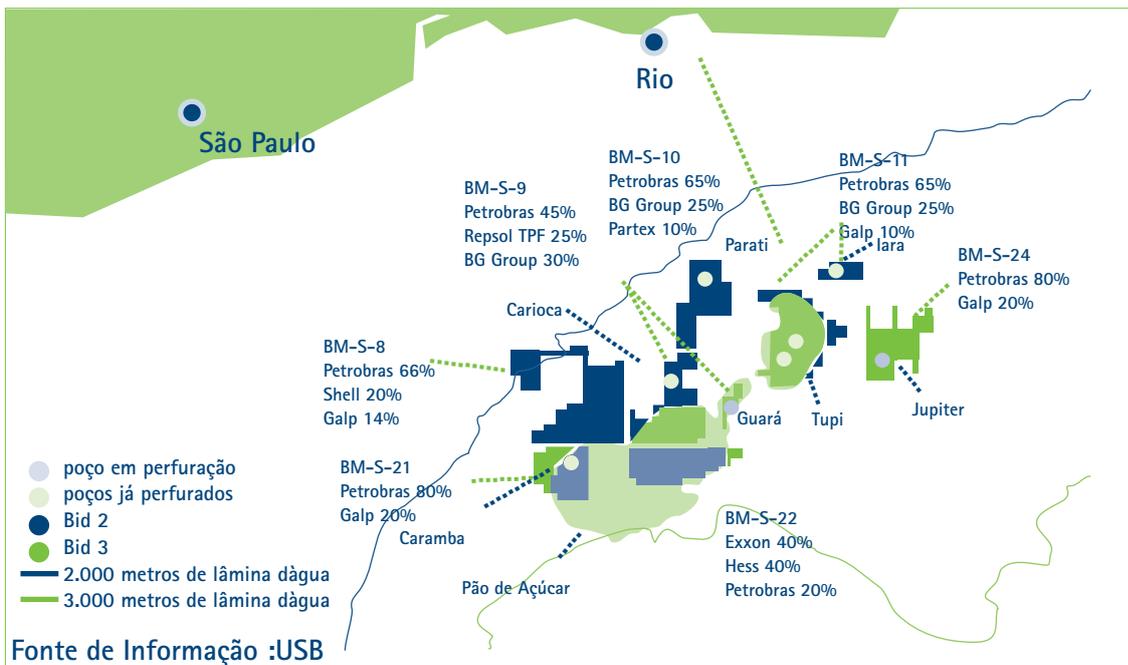
Figura 3.31 - Província do Pré-Sal



Fonte: Petrobras

As sucessivas descobertas realizadas no interior da área licitada vêm contribuindo para a definição de um cenário bastante promissor quanto à posse de reservas de petróleo e gás, tanto para a Petrobras, quanto para outras empresas que ingressaram nesta jornada em associação com a empresa brasileira, como Exxon, Repsol YPF, BG, Galp e Hess (ver figura 3.32).

Figura 3.32 – As empresas no Pré-Sal



Fonte de Informação :USB

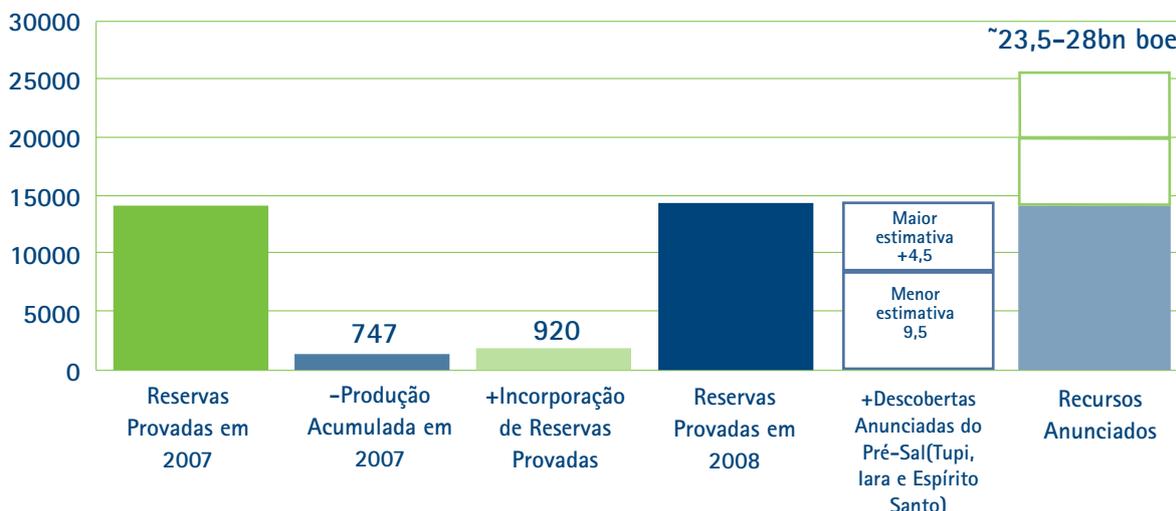
Fonte: Petrobras

A primeira descoberta data de novembro de 2007, quando então a Petrobras, como operadora – numa *joint venture* formada junto a BG e a Galp Energia – anunciou a finalização de testes de formação no campo de Tupi, na Bacia de Santos, tendo sido estimadas reservas recuperáveis da ordem entre 5 a 8 bilhões de boe com qualidade média (28 a 30 graus API). Após isto, outras descobertas vieram a reforçar a perspectiva de existência de gigantescas reservas: os campos de Júpiter; Iara; Carioca; Bem-Te-Vi; Parati; Guará e, mais recentemente, Parque das Baleias.

Ainda que os dados sobre estas descobertas sejam preliminares, tanto em relação à verdadeira quantidade das reservas dispostas numa área tão extensa quanto sobre o comportamento dinâmico dos reservatórios, já é possível afirmar que a indústria petrolífera nacional está diante do início de uma nova fase de expansão. Apesar das incertezas, a própria Petrobras estima que os volumes recuperáveis anunciados no pré-sal venham a dobrar o nível das atuais reservas provadas da empresa, como se verifica pela figura 3.33. Apenas para situar esta estimativa, somente o campo de Tupi, com reservas prováveis entre 5 e 8 bilhões de boe, situa-se como sendo o dobro do campo de Roncador, na Bacia de Campos, que é, atualmente, o maior campo desenvolvido no país.

¹⁹ Ainda segundo o DOE, os demais países que devem contribuir para um aumento da oferta de petróleo fora da OPEP são os Estados Unidos e o Azerbaijão. Em particular, espera-se que o Brasil e os Estados Unidos contribuam com 1,2 milhões de barris por dia entre 2008 e 2009, representando metade do crescimento esperado de oferta de petróleo dos países NÃO-OPEP para o período

Figura 3.33 - Previsão de Reservas Provadas a Partir do Pré-Sal



Fonte: PN – Petrobras (2009)

Neste sentido, o Brasil pode vir a se colocar como um *player* de grande peso no cenário internacional de produção petrolífera. De qualquer forma, há de se destacar que, mesmo antes da produção oriunda das descobertas da província do pré-sal se tornar efetiva, são previstas expectativas altamente positivas para o país. De acordo com os estudos mais recentes realizados pelo DOE (2008a) espera-se que o Brasil seja, nos próximos dois anos, um dos maiores contribuintes de petróleo fora dos países membros da OPEP. Espera-se que a produção no Brasil (incluindo etanol) aumente em 440.000 barris por dia em 2008 e em 270.000 barris em 2009. Para fins de comparação, em 2007, o crescimento foi de 120.000 barris. O aumento da produção é resultado de três projetos feitos na Bacia de Campos no final de 2007, quais sejam: Golfinho II, Roncador P-52 e Roncador P-54, que devem alcançar o pico de capacidade produtiva no final de 2008¹⁹.

3.2.2. Tecnologia: Os Desafios e Incertezas para Viabilizar o Pré-Sal

²⁰ Apresentação Petrobras disponível em: http://www2.petrobras.com.br/ri/pdf/RioOilGas_2008_Formigli.pdf

Embora ainda longe de serem delimitadas, pois dependem da realização de testes de longa duração, as reservas oriundas do pré-sal assumem uma escala gigantesca frente aos parâmetros atuais. As perspectivas de incremento nas reservas petrolíferas trazidas por estas descobertas do pré-sal colocam um claro desafio tecnológico para a indústria petrolífera brasileira, em especial à Petrobras, na medida em que se faz necessário não somente acessar os hidrocarbonetos, mas, sobretudo, efetivar a sua extração a custos viáveis em termos econômicos.

Neste contexto, a exploração e produção destes recursos petrolíferos irão requerer o gerenciamento de significativos riscos, tais como a produtividade dos reservatórios, os custos envolvidos na extração, e o preço de robustez necessário para viabilizar a produção. Por esta razão, a exploração e o desenvolvimento da produção do pré-sal vão demandar imensa quantidade de recursos financeiros, humanos e tecnológicos. Esta seção trata especialmente dos aspectos tecnológicos associados a este desafio.

As atividades de E&P na camada do pré-sal não constituem propriamente uma novidade na indústria petrolífera mundial. Nos últimos 10 anos, experiências bem sucedidas na exploração de óleo em camada do pré-sal no Golfo do México, por parte de várias empresas, indicam a relativa viabilidade em lidar com os desafios impostos por esta fronteira exploratória. Apesar deste histórico positivo da indústria no âmbito global, algumas particularidades dos reservatórios do pré-sal brasileiro indicam, para a indústria nacional especificamente, um contexto repleto de desafios.

Os desafios principais se reúnem em cinco áreas, sendo as suas linhas gerais elencadas abaixo²⁰:

- Caracterização e engenharia de reservatórios: interpretação da sísmica; caracterização interna dos reservatórios; factibilidade técnica da injeção de gás e água para recuperação secundária; e geomecânica das rochas adjacentes em estágio de depleção.
- Completação e perfuração de poços: desvios de poços na zona salitre, e gerenciamento do CO₂, altamente corrosivo para os materiais.
- Engenharia submarina: qualificação dos *risers* (tubulações flexíveis que levam petróleo e gás do poço às plataformas) para operação em profundidade de 2.200 metros, considerando o CO₂ e a elevada pressão.
- Unidades flutuantes de produção: ancoramento das unidades considerando profundidade de 2.200 metros, e conexões com o sistema de *risers*
- Logística para o gás associado: desenvolvimento de materiais para equipamentos expostos a fluxos gasíferos com elevadas concentrações de CO₂, e de dutos com mais de 18 polegadas em profundidade de 2.200 metros.

Todos estes desafios extremamente técnicos acabam delineando duas grandes diretrizes de mudanças para a indústria petrolífera nacional: i) a necessidade de não somente adaptar as tecnologias já estabelecidas e consagradas como também procurar soluções inovadoras; e ii) a importância de aproveitar a oportunidade definida pelos referidos desafios para fomentar o desenvolvimento da indústria para-petrolífera brasileira.

Para alcançar a primeira das metas, a base de conhecimento existente assume considerável relevância. O sistema tecnológico da Petrobras, coordenado pelo Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello, o CENPES, teve participação importante no processo que levou à consolidação do conhecimento tecnológico da empresa²¹, tendo contribuído, neste sentido, para a própria descoberta de petróleo e gás natural na camada pré-sal em 2007. Nos últimos anos, a estratégia de desenvolvimento tecnológico da Petrobras, consubstanciada através do CENPES, assumiu quatro objetivos principais: aumento da capacitação tecnológica para a produção em águas profundas e ultra-profundas; aumento da recuperação de petróleo nas jazidas já descobertas; novas tecnologias de refino para adequar a produção de derivados tanto aos petróleos disponíveis no país quanto às características de seu consumo; e tecnologias de novas fontes de energia.

Graças à perseguição destes objetivos, a Petrobras conseguiu alcançar a liderança na exploração de petróleo em alto mar, com poços comerciais com profundidade de 1.800 metros de lâmina d'água. A exploração da área do pré-sal exige, todavia, maior ousadia²². Assim, tendo passado pelas fases de descoberta, quando então os custos dos primeiros poços são excessivamente elevados²³, a empresa, mediante o CENPES, vem delineando um programa especialmente destinado à superação dos gargalos tecnológicos que podem entrar o desenvolvimento da produção na referida fronteira exploratória. O programa PROSAL (Programa Tecnológico para o Desenvolvimento da Produção dos Reservatórios do Pré-Sal) possui um portfólio de 23 projetos, e se ancora em três grandes áreas: construção de poços; geociência e engenharia de reservatórios.

O sucesso deste programa e a consequente superação dos desafios tecnológicos impostos pela exploração de petróleo no pré-sal estão intimamente associados à segunda das metas delineadas para a indústria petrolífera nacional, na medida em que delimita uma oportunidade capital para que a indústria nacional de fornecimento de bens e serviços aumente sua competitividade, criando bases para uma expansão sustentada.

A divulgação de dados recentes a respeito do planejamento de algumas das contratações de equipamentos por parte da Petrobras para o período até 2015 indica claramente a existência de uma mudança na escala de compras, em consonância com as perspectivas de expansão da produção e do consumo domésticos de petróleo (e de gás natural também). Cria-se, portanto, uma oportunidade excepcional para que o parque nacional de fornecedores se desenvolva e se consolide como supridor competitivo, inclusive em termos internacionais.

²¹ Segundo dados da PFC Energy, apresentados no Plano Estratégico da Petrobras (PN-Petrobras (2009)), a Petrobras situou-se, em 2007, entre as 10 maiores empresas do setor de energia que mais gastam com P&T. Dos investimentos realizados para este fim, o segmento de E&P é aquele que mais recebe recursos, sendo responsável por cerca de 50% dos gastos em P&T da empresa.

²² Tamanho comprometimento da Petrobras com P&T a faz ser líder mundial na exploração de águas profundas. Pelos dados da PFC Energy, apresentados em PN-Petrobras (2009), a Petrobras responde por 23% da produção mundial em profundidade acima de 300 m de lâmina d'água. A segunda colocada, Exxon Mobil, responde por 15%.

²³ Dados de mercado indicam que o custo da perfuração do primeiro poço na área do pré-sal foi de US\$ 240 milhões, sendo que no pós-sal o custo por poço, chega, ao máximo, em US\$ 15 milhões. As perspectivas são de que nas próximas perfurações o custo por poço caia para US\$60 milhões.

Figura 3.34 - Demanda da Petrobras por Equipamentos Relevantes, 2008-2015

Itens	Unidade de Medida	Quantidade Total (2008~2015)
Aço Estrutural	Tonelada	1.250.000
Refrigeradores	Unidade	721
Cabos de ancoragem	Quilômetro	2.726
Árvore de Natal	Unidade	3.930
Bote Salva-Vidas	Unidade	344
Bombas	Unidade	10.264
Botes salva-vidas	Unidade	1.978
Compressores	Unidade	969
Bobinas de ventilação	Unidade	2.818
Fornos	Unidade	252
Fornos de reforma	Unidade	8
Gerador Elétrico	Unidade	439
Gruas	Unidade	220
Canos Flexíveis	Metro	7.200
Motores a diesel	Unidade	717
Motores Elétricos	Unidade	17.035
Reatores	Unidade	317
Tanques de estocagem	Unidade	2.824
Torres de Processamento	Unidade	732
Transformadores Elétricos	Unidade	1.236
Trocadores de Calor	Unidade	5.913
Tubulações	Tonelada	1.542.266
Turbinas	Unidade	441
Sondas de Produção	Unidade	36
Câmaras de pressão	Unidade	4.829

Fonte: Petrobras (2008)²⁴

Conforme se verifica pela figura 3.35, que considera apenas duas das esferas da competitividade aparente²⁵ (i.e, preços e prazo de entrega), em termos de preço, o setor apresenta-se em situação inferior ao dos concorrentes internacionais. Em termos de prazo de entrega, as atividades mapeadas encontram-se em situação relativamente parecida com o quadro internacional.

Figura 3.35 - Competitividade Atual da Indústria Nacional de Equipamentos

Produtos	Preço (Mercado Brasileiro)	Data de Entrega (Mercado Brasileiro)
Bombas	Similar	Melhor
Válvulas	10 a 30% mais caro	Melhor
Canos	20 a 40% mais caro	Similar
Acessórios para Canos	30 a 50% mais caro	Melhor
Pressure Vessels	30 a 50% mais caro	Boa
Trocadores de Calor	30 a 40% mais caro	Boa
Instrumentação	20% mais caro	Boa
Painéis Elétricos	Similar	Melhor
Cabos Elétricos	10 a 15% mais caro	Boa

Fonte: Petrobras (2008)²⁶

²⁴ Apresentação disponível em http://www2.petrobras.com.br/ri/pdf/consulado_noruega.pdf

²⁵ A competitividade é entendida como sendo "a capacidade (da empresa) de formular e implementar estratégias concorrenciais, que lhe permitam ampliar ou conservar, de forma duradoura, uma posição sustentável no mercado" (Ferraz et al, 1995, pg 3). Assim, para efeito de análise prática, é possível entender a competitividade de uma firma como sendo a capacidade de ofertar produtos ao mercado a preços competitivos, com qualidade adequada e prazos de entrega.

²⁶ Apresentação Petrobras disponível em http://www2.petrobras.com.br/ri/pdf/consulado_noruega.pdf

Em estudo recente, Oliveira (2008) - no âmbito do Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (PROMINP) - avalia a competitividade do setor de fornecimento de bens e serviços para a indústria petrolífera no país e, como resultado, aprofunda a percepção rapidamente apontada na figura 3.35. Partindo de uma estruturação das atividades em grupos de base tecnológica (metalúrgica, mecânica e elétrica) e dois grupos relacionados a projetos de engenharia (serviços de engenharia e construção/montagem), o estudo levanta conclusões relevantes a respeito da escala produtiva e da capacitação tecnológica das atividades para-petrolíferas analisadas.

Com relação à escala, o estudo conclui que poucas delas possuem capacidade produtiva suficiente para atender a demanda esperada da indústria petrolífera a partir da exploração do pré-sal. Desta forma, o estudo indica a necessidade de definição de um ritmo de contratação com maior constância no tempo para minimizar os picos e vales de atividade setorial. Isto poderia se viabilizar mediante mudanças na forma de contratação da Petrobras - a principal, e praticamente única, empresa demandante - de modo a evitar o que atualmente se constitui prática no setor que é a importação de equipamentos, simplesmente porque a capacidade produtiva nacional é insuficiente para atender aos requisitos de conteúdo local mínimo nos momentos de pico de demanda.

Outra forma de resolução dos problemas de falta de escala produtiva seria a entrada dos fornecedores domésticos no mercado internacional, o que garantiria a estes o alcance de uma demanda menos errática. A este respeito, deve ser ressaltado que o canal de exportações configuraria relevante oportunidade para a indústria local de equipamentos nos mesmos moldes que o ocorrido com a indústria para-petrolífera local de outras províncias petrolíferas internacionais, como foi o caso das experiências do Reino Unido e Noruega.

Finalmente, com relação à capacitação tecnológica, o mesmo estudo de Oliveira (2008) aponta diagnóstico interessante ao elencar três importantes constatações.

Primeiramente, a partir da análise de dados da PINTEC (IBGE), verificou-se que as empresas para-petrolíferas desenvolvem, em média, inovações de produto e processo em ritmo superior a média da indústria. Especificamente, 33% das empresas para-petrolíferas que constam na base PINTEC produzem inovações de produto, e 15% dessas empresas introduzem as inovações de processo, sendo que na indústria brasileira em geral esses valores são, respectivamente, 8% e 3%. Apesar de relevantes em nível da média da indústria no Brasil, tais valores figuram abaixo dos patamares empregados pelas empresas para-petrolíferas em outras localidades mundiais. Foi verificado que os gastos em atividades inovativas da indústria para-petrolífera nacional são ainda muito reduzidos, pois a razão entre o gasto em P&D e a receita operacional líquida situa-se em 0,65%, patamar muito inferior ao identificado por firmas semelhantes em outras partes do mundo.

Também relacionada a este aspecto, a segunda constatação do trabalho se refere ao fato de que dentre as fontes internas de conhecimento disponíveis para as firmas - i) pesquisa e desenvolvimento (P&D) local; ii) engenharia; iii) aprendizado na atividade (*learning-by-doing*) - a principal não foi a opção de P&D local, mas sim a de *learning by doing*. Como bem ressaltado no trabalho, se, a princípio, tal resultado configura-se como um aspecto positivo, indicando que as empresas dedicam parte do seu tempo de produção para adquirir informações tecnológicas, deve-se considerar, todavia, que relegar as atividades de P&D ao segundo plano indica que o esforço inovativo fica essencialmente orientado para aprender com o passado. Como consequência, limita-se o conhecimento adquirido orientado para o futuro, tão relevante para o preenchimento de lacunas produtivas.

Em terceiro, destaque para a importância da Petrobras na coordenação do papel inovativo das empresas para-petrolíferas. Através da monitoração por parte da Petrobras das práticas de produção e consolidação de tecnologia industrial básica (nas áreas de válvulas e *city gates* e flanges e conexões) e do desenvolvimento de novos produtos (nas áreas de turbinas e compressores), as empresas fornecedoras obtêm informações tecnológicas tão relevantes para o processo de consolidação de suas competências. O papel da Petrobras, neste sentido, acaba tendo sua necessidade reforçada em função da insuficiente articulação entre as empresas fornecedoras e a infraestrutura científica e tecnológica nacional, o que leva a empresa a manter equipes de supervisão da qualidade dos equipamentos, inclusive com inspeções residentes, para garantir sua competitividade econômica.

3.2.3. Organização dos Mercados

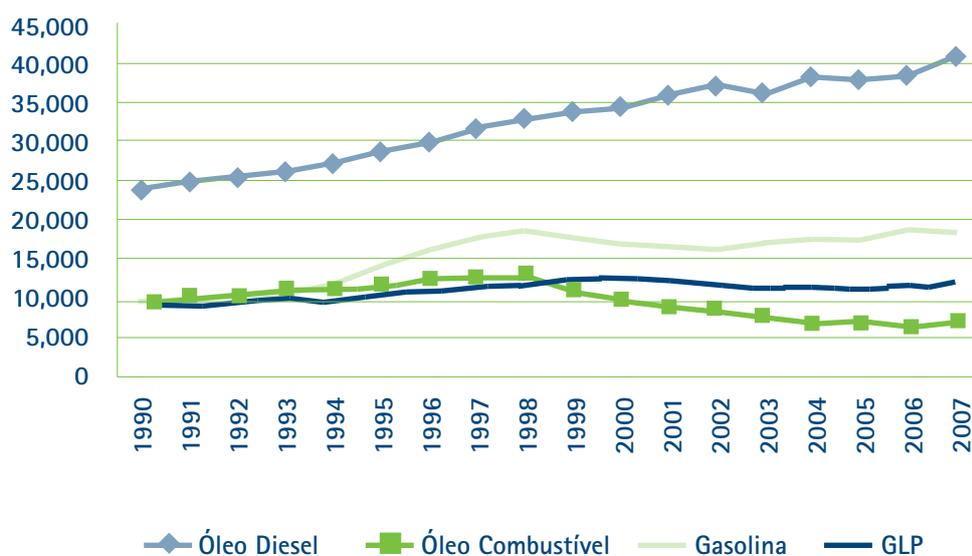
Dando continuidade ao exame da dinâmica da indústria petrolífera brasileira, esta seção procura examinar os condicionantes ao investimento, definidos pelo padrão de concorrência no setor, focalizando para este fim o segmento de refino.

Com este objetivo, deve-se considerar preliminarmente a dinâmica do consumo de derivados, posto que os investimentos no segmento de refino são feitos, em grande medida, para se adaptar ao perfil de consumo existente.

A este respeito, duas importantes observações podem ser destacadas. Primeiramente, o crescimento sustentado do consumo de óleo diesel. No período 1990-2007, a demanda por diesel apresentou considerável taxa de expansão quando comparada com outros derivados dispostos na figura 3.36, 3,04% a.a. Considerando que o país é importador líquido deste combustível, depreende-se que ele é um elemento chave para a definição da estratégia de refino. O segundo destaque centra-se na dinâmica de consumo do óleo combustível, que no mesmo período apresentou um desempenho nitidamente negativo, com taxa de decréscimo de 2,13% a.a. Neste sentido, se consideradas em conjunto estas duas primeiras observações, verifica-se a importância de que os investimentos em refino buscassem, em alguma medida, elevada produção de derivados leves.

²⁷ Dados da ANFAVEA (Anuário Estatístico, 2008) indicam que, em 2007, do total da produção de autoveículos leves (automóveis e comerciais leves), 69% se referiam a produção com tecnologia *flex-fuel*. Em 2003, ano de lançamento comercial da tecnologia, apenas 2,9% dos autoveículos leves produzidos possuíam a tecnologia flex.

Figura 3.36 - Evolução do Consumo Final Energético de Derivados de Petróleo (mil m³/ ano)



Fonte: BEN (2008)

Deve-se destacar ainda o comportamento do consumo de gasolina, que desde meados dos anos 90 se mantém – com aumentos e quedas – dentro de intervalo entre 15 e 20 milhões de m³ anuais. O não crescimento explosivo do referido consumo se deve, ainda que em parte, à tecnologia *flex-fuel*, lançada em março de 2003. À medida que a tecnologia vem ganhando aceitação no mercado, estimulando, inclusive a produção de proporções cada vez maiores de veículos leves com a tecnologia²⁷, o consumo de gasolina tornou-se mais elástico ao preço, ainda que existam consumidores que considerem fatores não pecuniários (extra-preço) para se decidir pelo combustível a ser adquirido.

Frente a este contexto de demanda por derivados, um aspecto relevante a examinar corresponde à dinâmica recente do segmento de refino. Como se sabe, um dos grandes desafios da atividade de refino de petróleo é o gerenciamento das restrições quanto à produção dos derivados que se deseja. Em função das características do óleo processado e dos condicionantes de ordem tecnológica das instalações, não é possível conciliar perfeitamente o volume ofertado de petróleo e a demanda de derivados, sobretudo em relação ao perfil desta demanda. Além disso, há de se considerar outra restrição, a ambiental, que define a necessidade de aumentar a qualidade dos produtos, como por exemplo, a redução do teor de enxofre.

Hoje existem 14 refinarias no Brasil, sendo 12 pertencentes à Petrobras, contabilizando a Ipiranga, e duas refinarias privadas (Univen e Manguinhos), como demonstra a figura 3.37. A participação da Petrobras é, como esperada, bastante expressiva. Em termos de capacidade nominal instalada, segundo a ANP (2008), a Petrobras detém 99% da capacidade, totalizando cerca de 2 milhões de barris por dia de capacidade instalada.

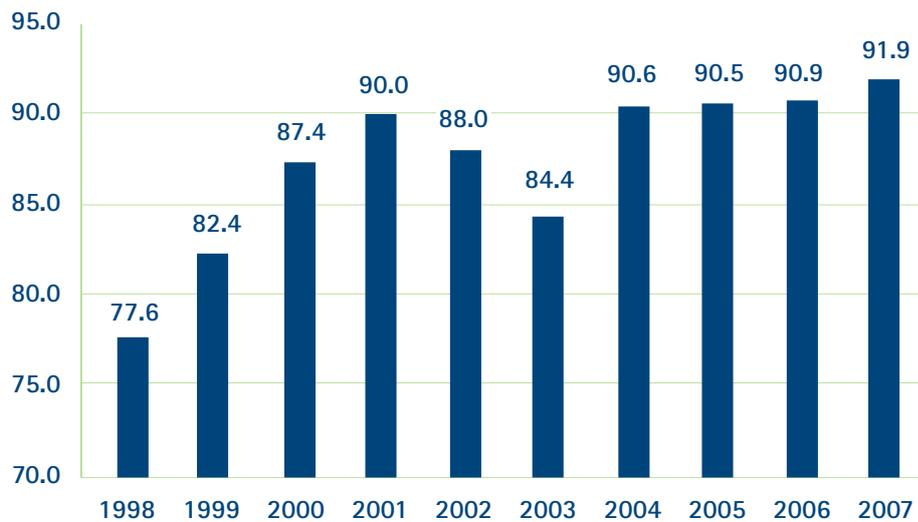
Figura 3.37 - Capacidade Instalada das Refinarias no Brasil em 2007

Refinarias	Capacidade (mil barris/dia)
Replan (SP)	365
Rlam (BA)	323
Revap (SP)	251
Reduc (RJ)	242
Repar (PR)	189
Refap (RJ)	189
RPBC (SP)	170
Regap (MG)	151
Recap (SP)	53
Reman (AM)	46
Ipiranga (RS)	17
Manguinhos (RJ)	14
Lubnor (CE)	7
Univen (SP)	7
Total	2.024

Fonte: ANP (2008)

Desde os anos 80, foram poucos os investimentos na ampliação da capacidade de refino no país; neste período, as inversões no setor petrolífero priorizaram o segmento de E&P, e no refino se concentraram basicamente em ampliação marginal das plantas existentes. Esta tendência, combinada com o crescimento da demanda por derivados, implicou um aumento do fator de utilização (definido como a relação entre o volume de petróleo processado e a capacidade nominal instalada). Segundo ANP (2008), tal fator passou de 77,6%, em 1998, para 91,9% em 2007.

Figura 3.38 - Evolução do Fator de Utilização das Refinarias no Brasil (%)



Fonte: Elaboração própria a partir da ANP (2008)

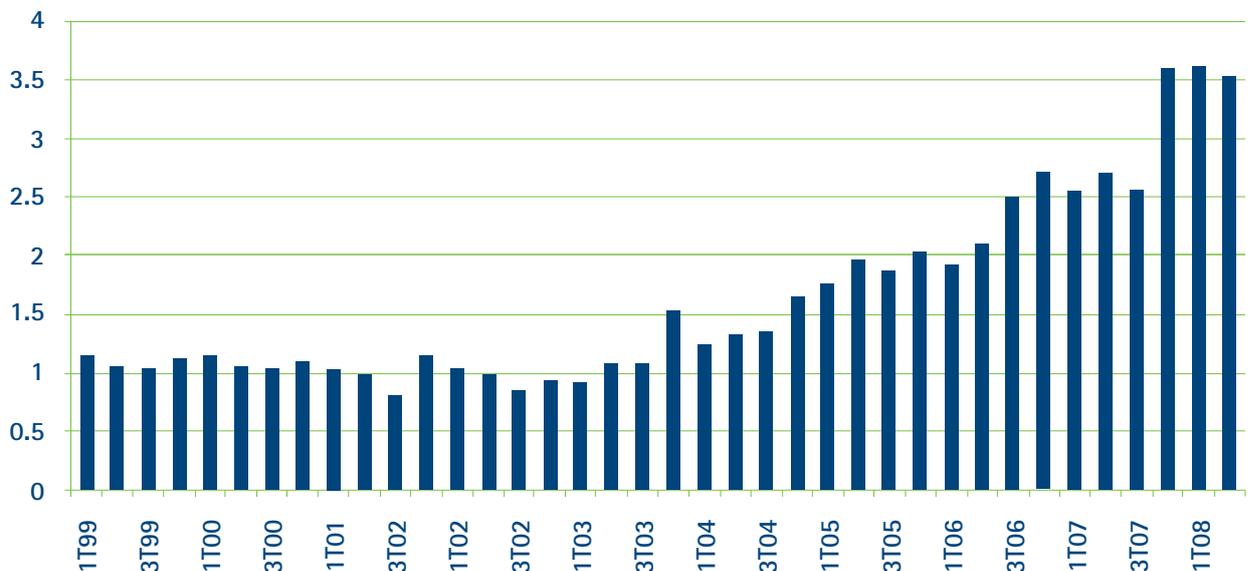
Se, por um lado, não houve investimentos relevantes na expansão da capacidade do parque de refino, por outro lado, neste mesmo período, houve, segundo EPE (2007), uma nítida tendência de priorizar investimentos de adaptação/modernização das unidades de destilação atmosférica²⁸ das refinarias, de modo a viabilizar o processamento de cargas mais pesadas com acidez naftênica²⁹ (característica típica de grande parte do petróleo nacional). Com isso, se buscava adaptar os rendimentos ao perfil da demanda por derivados cada vez mais leves. O programa Fundo de Barril, iniciado pela Petrobras nos anos 80 constitui um exemplo emblemático neste sentido. Tendo sido criado para permitir a adequação do perfil de produção das refinarias do Sistema Petrobras à demanda nacional, o referido programa baseou-se em mudanças nos projetos ou nas condições operacionais de algumas de suas unidades para reduzir a produção de óleo combustível e aumentar a produção de óleo diesel. De forma geral, em consonância com esta tendência presente de adaptar as refinarias existentes para processar petróleo pesado e produzir derivados mais leves, os custos de refino vem aumentando em resposta à crescente complexidade das refinarias.

²⁸ A unidade básica de uma refinaria e a que determina sua capacidade de processamento é a destilação atmosférica. O perfil tecnológico de uma refinaria varia, contudo, em função do número e da capacidade de processamento de unidades subsequentes a essa unidade básica.

²⁹ Segundo EPE (2007), a acidez naftênica é provocada pela presença de compostos oxigenados de origem ácida. É definida como a quantidade de KOH, em miligramas, necessária para neutralizar um grama de amostra. Petróleo com índice de acidez superior a 0,5mgKOH/g produz corrosão em equipamentos e tubulações.

²⁹ Dados da Petrobras disponíveis em: http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/DestaquesOperacionais/Abastecimento/Abastecimento.asp&lang=pt&area=ri

Figura 3.39 - Evolução dos Custos de Refino (US\$ por Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir da Petrobras³⁰

Destaca-se, todavia, que apesar dos investimentos em capacidade de conversão nas refinarias brasileiras, essas ainda não estão completamente capacitadas para processar somente o petróleo de origem nacional. Como visto na figura 3.40, ainda há uma parcela substantiva de petróleo importado sendo processado. Considerando que as perspectivas de exploração petrolífera na província do pré-sal tendem a aumentar decisivamente o volume de petróleo nacional a ser processado, é possível destacar que ainda persistem desafios a serem superados no segmento de refino, condicionando de forma decisiva as perspectivas de investimentos.

³¹ Dados da ANP disponíveis em http://www.anp.gov.br/petro/dados_estatisticos.asp

Figura 3.40 - Evolução da Quantidade de Petróleo Processado no Brasil Discriminada por Origem do Óleo



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP³¹

3.2.4. Institucional

Na definição das condições de contorno para a realização de investimentos no setor petrolífero, os aspectos institucionais assumem importância decisiva. Num contexto de novos desafios, como aquele que as perspectivas de produção no pré-sal colocam para a indústria nacional, o papel e os limites do Estado podem ser decisivos para o sucesso da expansão em direção à nova fronteira exploratória. Nesta seção serão assim tratadas algumas questões concernentes ao papel do Estado. Serão examinadas, em particular, quatro dimensões institucionais, quais sejam: política regulatória; política fiscal; política industrial e tecnológica; e política energética.

3.2.4.1. Marco Regulatório e Regime Fiscal

O Marco Regulatório e o Regime Fiscal Atuais

O atual arcabouço regulatório no setor petrolífero nacional está baseado na Lei 9.478 de 1997. Quando promulgada, a Lei 9.478 estabeleceu novas diretrizes de organização econômica para todas as operadoras, inclusive à Petrobras, cuja propriedade acionária majoritária permaneceu como sendo da União. Manteve-se também a titularidade dos direitos de propriedade dos recursos em hidrocarbonetos da União, fato importante na determinação do tipo de contrato a ser firmado entre as operadoras e o Governo.

Em linhas gerais, a referida lei adotou como princípios básicos:

- Estímulo à concorrência;
- Incentivo ao investimento privado;
- Regulamentação sobre as participações governamentais sobre a exploração e produção de petróleo e gás natural;
- Criação da Agência Nacional do Petróleo, cujo nome seria alterado anos mais tarde para Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

As responsabilidades regulatórias atribuídas à ANP são: (i) implementar a política nacional para o setor energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis; (ii) fiscalizar diretamente ou mediante convênios com outros órgãos públicos as atividades integrantes das indústrias reguladas; (iii) calcular o valor dos *royalties* e demais participações governamentais; (iv) estabelecer critérios para movimentação e comercialização do petróleo, derivados e gás natural; (v) realizar licitações de áreas para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás e fiscalizar o cumprimento dos contratos; (vi) promover estudos geológicos e geofísicos mantendo uma base de dados onde as informações geológicas das bacias sedimentares brasileiras são disponibilizadas; e (vii) proteger o interesse dos consumidores quanto ao preço, a qualidade e oferta dos produtos.

Para as atividades *upstream*, a operacionalização da Lei se dá, basicamente, mediante a realização de licitações, organizadas pela ANP, e a assinatura dos contratos de concessão. Com relação às licitações – que constituem a única forma de ingresso nas atividades *upstream* – o julgamento das ofertas apresentadas pelas empresas abarca: i) o bônus de assinatura, montante em dinheiro oferecido pelo bloco; ii) o Programa Exploratório Mínimo, em Unidades de Trabalho que serão convertidas em atividades exploratórias como sísmica 2D e 3D, métodos potenciais e poços exploratórios; e iii) compromisso com aquisição de bens e serviços na indústria nacional.

Uma vez findo o processo de licitação, os contratos, de concessão são celebrados entre a ANP, em nome da União, e as empresas vencedoras. Ressalta-se de antemão o fato de que neste regime contratual, o monopólio do petróleo é da União e permite-se à empresa ganhadora da licitação a operação nas bacias petrolíferas licitadas. Assim, enquanto o recurso estiver no subsolo, o mesmo pertence à União. Todavia, após a sua extração, a propriedade do recurso passa a ser do concessionário que assume, por sua vez, os custos e os riscos relacionados à execução das operações e suas consequências.

Em linhas gerais, os contratos de concessão estabelecem: i) os pagamentos pela ocupação (ou retenção) das áreas; ii) o pagamento dos *royalties*; iii) o pagamento das participações especiais sobre campos de grande volume de produção ou de alta rentabilidade; iv) as condições de devolução das áreas; v) a vigência, duração do contrato e os prazos e programas de trabalho para as atividades de exploração e produção; vi) o compromisso com a aquisição de bens e serviços de fornecedores nacionais; vii) o compromisso com a realização do Programa Exploratório Mínimo proposto na oferta vencedora, com período variável entre três e oito anos³²; viii) as responsabilidades das concessionárias, inclusive quanto aos danos ao meio ambiente.

O relativo sucesso deste modelo regulatório para as atividades *upstream* pode ser percebido através do exame de dois aspectos principais: a evolução das rodadas de licitação e o desempenho produtivo do setor petrolífero no que se refere à produção de óleo no país.

Com relação às rodadas, a figura 3.41 apresenta um breve panorama acerca dos blocos ofertados e adquiridos, do conteúdo local ofertado e do bônus de assinatura arrecadado. Verifica-se, claramente, uma evolução positiva não somente em termos de arrecadação, mas também do percentual firmado para a compra de bens e equipamentos de origem nacional.

³² Nessa fase, as empresas devem adquirir dados, realizar novos estudos geológicos e geofísicos, perfurar poços exploratórios e avaliar se as eventuais descobertas são comercialmente viáveis. No caso de considerar comercial uma descoberta, a empresa concessionária deve submeter à aprovação da ANP um plano de desenvolvimento, proposta de trabalho e previsão de investimentos, antes de iniciar a produção.

Figura 3.41 - Resultados Principais das Rodadas de Licitação da ANP

Rodada	Bônus de Assinatura (em R\$ milhões)	Conteúdo local médio ofertado (em %)		Blocos ofertados	Blocos adquiridos
		Fase de exploração	Fase de desenvolvimento		
1	321,66	25%	27%	27	15
2	468,26	42%	48%	23	21
3	594,94	28%	40%	53	34
4	92,38	39%	54%	54	21
5	27,45	79%	86%	908	101
6	665,20	86%	89%	913	154
7	1,085,80	74%	81%	1,134	267
9	2,109,40	69%	77%	271	117
10	89,0	78%	84%	130	54

Nota: A 8.a Rodada foi suspensa por ordem judicial.

Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP³³

Ainda como reflexo das licitações, destaca-se o quadro de elevação expressiva da arrecadação não somente com bônus de assinatura – conforme já ressaltado na figura 3.41 – mas também com relação aos *royalties*, às participações especiais e aos pagamentos pela ocupação ou retenção de áreas.

³³ Informações da ANP disponíveis em http://www.anp.gov.br/petro/entenda_as_rodadas.asp#contratos.

³⁴ Idem Nota 23.

Figura 3.42 - Evolução das Participações Governamentais (em R\$ milhões correntes)

	Royalties	Bônus de Assinatura	Participações Especiais	Pagamento por ocupação/retenção
1998	283,70			
1999	983,60	321,66		72.517,45
2000	1.867,75	468,26	1.038.738,08	91.223,01
2001	2.303,29	594,94	1.722.047,36	124.652,32
2002	3.183,99	92,38	2.510.181,61	146.523,48
2003	4.396,38	27,45	4.997.434,60	126.161,15
2004	5.042,83	665,20	5.271.976,48	124.260,22
2005	6.206,09	1.088,85	6.966.901,51	130.148,36
2006	7.703,54	11,00	8.839.857,31	134.621,01
2007	7.490,61	31,38	7.177.533,06	140.969,75

Fonte: Elaboração própria a partir da ANP³⁴

Nota-se que existem algumas diferenças quanto ao valor do bônus de assinatura obtido por rodada e os valores anuais. Em 2005, totalizam-se o bônus da Sétima Rodada, aproximadamente, R\$1,086 milhão, e da Primeira Rodada de Licitações de Áreas Inativas de Acumulação Marginal, no valor de R\$3 milhões, resultando em aproximados R\$1,089 milhão. No ano de 2006, não houve rodadas, sendo os R\$11 milhões referentes à Segunda Rodada de Licitações de Áreas Inativas de Acumulação Marginal. Vale lembrar que a Oitava Rodada foi suspensa por ordem judicial. Em relação à Nona Rodada, o valor agregado do bônus de assinatura atingiu valor histórico de R\$2,1 bilhões.

No ano de 2007, entretanto, obteve-se apenas R\$31 milhões com o bônus.

No que se refere à produção petrolífera, os dados sobre a evolução do volume produzido no país – já apresentado na Seção 3.2.1 – indicam um quadro de inequívoca evolução. Neste contexto, e dada a relevância da Petrobras como principal produtora, merecem destaque os crescentes lucros da referida empresa. Entre os anos de 2003 e 2007, o lucro líquido consolidado da Petrobras passou de R\$17,8 bilhões para R\$21,5 bilhões³⁵.

³⁵ Dados a partir do Balanço Anual da Petrobras de 2007, disponível em: http://www2.petrobras.com.br/ri/port/ConhecaPetrobras/RelatorioAnual/pdf/RelatorioAnual_2007.pdf.

Como outro indicador do sucesso do modelo regulatório adotado, é possível apontar a presença de múltiplos agentes nas atividades *upstream*. Atualmente, de acordo com a ANP (2008), estão presentes nestas atividades 47 concessionárias de exploração e produção, sendo 17 nacionais e 30 estrangeiras.

Neste contexto, há de se reconhecer, todavia, o papel marcante da Petrobras. Na verdade, o fato é que a transição de monopólio para a estrutura de mercado ainda não está completa apesar da definição, em dezembro de 2001, de normas para a abertura plena da indústria com a instituição da Contribuição de Intervenção de Domínio Econômico (CIDE). Existem, no mercado petrolífero, verdadeiras barreiras à entrada. A estrutura verticalizada da Petrobras, preservada na Lei, e os altos investimentos, na maioria dos casos afundados, necessários às atividades, principalmente, no *upstream*, além do conhecimento tecnológico e geológico são exemplos de barreiras. Desta forma, são muitas as empresas que preferem se unir a Petrobras através de consórcios não só para compartilhar o risco, como também por causa da experiência acumulada na exploração e produção *offshore* da empresa nacional. Portanto, tem-se no modelo atual um mercado aberto, porém com elevada concentração de mercado nas mãos da Petrobras.

Para o segmento das atividades *upstream*, a repartição da renda gerada está alicerçada em dois grandes pilares de política fiscal.

No primeiro deles, são previstos os pagamentos dos impostos PIS e COFINS (com alíquotas de 1,65 e 7,6%, respectivamente no regime não-cumulativo e 0,65% e 3%, respectivamente no regime cumulativo), e dos tributos incidentes sobre os bens e serviços utilizados na atividade de produção.

No segundo pilar, seguindo as definições estabelecidas nos contratos de concessão, são previstos os pagamentos dos seguintes impostos: *royalties*; bônus de assinatura; participação especial; e pagamento pela retenção ou ocupação de área.

O bônus de assinatura, definido no Artigo 46, Lei 9.478/1997, é estabelecido em edital e corresponde ao valor ofertado pela empresa vencedora da licitação. Os *royalties*, definidos nos artigos 47, 48 e 49 da lei 9.478/97, Lei do Petróleo, incidem sobre o volume total de petróleo e gás natural produzido em cada campo. São compensações financeiras pagas aos estados e municípios, ao Comando da Marinha, ao Ministério de Ciência e Tecnologia e ao Fundo Especial administrado pelo Ministério da Fazenda (que repassa aos municípios e estados de acordo com a legislação específica) pelos concessionários das atividades de exploração e produção de petróleo. A alíquota é de 10%, mas pode ser reduzida para 5% em determinados casos.

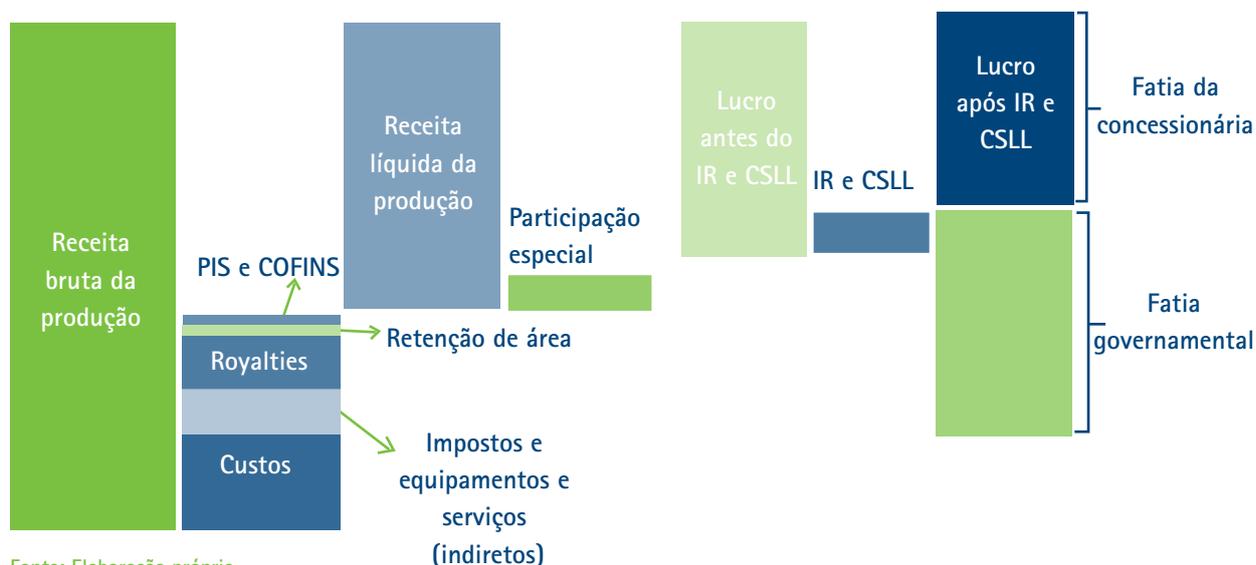
Já a participação especial, definida no Artigo 50, Lei 9.478/97, incide sobre a receita líquida de campos que atinjam substanciais volumes de produção. A alíquota varia de 10% a 40% de acordo com: (i) volume de produção trimestral; (ii) localização do campo (Terra, Mar < 400 m. de profundidade, Mar > 400 m. de profundidade); e (iii) anos de produção. Vale mencionar que os volumes isentos diminuem com os anos de produção e nenhuma participação especial é devida até que o volume de isenção seja atingido e a receita líquida acumulada seja positiva.

O pagamento pela ocupação da área, prevista no Artigo 51, Lei 9.478/1997, é feito por quilômetro quadrado, sendo o valor dependente da fase de atividade em curso, isto é, exploração, produção e desenvolvimento. O pagamento é feito a cada dia quinze de janeiro do ano seguinte e é reajustado pelo IGP-DI a cada aniversário do contrato. Exemplos para o primeiro período exploratório, em bacias em terra em Espírito Santo e Potiguar de 108 R\$/km²/ano; e em bacias em mar no Espírito Santo, Campos e Santos, de 693 R\$/km²/ano. Por fim, o pagamento ao proprietário de terra, previsto no Artigo 52 da Lei do Petróleo, que corresponde a 1% do valor total da produção (receita bruta) dos poços localizados dentro da propriedade, e a obrigação dos concessionários a investirem 1% do valor da receita bruta em pesquisa e desenvolvimento. Contudo, esta obrigação só é válida para os campos sujeitos a participações especiais.

³⁶ Dados da Petrobras disponíveis em: http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/DestaquesOperacionais/ExploracaoProducao/ExploracaoProducao.asp&lang=pt&area=ri

Ainda que apenas como esquema meramente ilustrativo, a figura 3.43 indica que, uma vez descontados os custos de produção e o bônus de assinatura, a parcela da renda retida pelo governo sob a forma de impostos é substancial. Em termos exatos, a figura 3.44 permite verificar que mesmo quando se controla para a quantidade produzida, o montante pago em participação governamental por barril extraído tende a superar em mais de 271,51% médios os custos de extração.

Figura 3.43 - Divisão da Renda do Petróleo no Brasil



Fonte: Elaboração própria

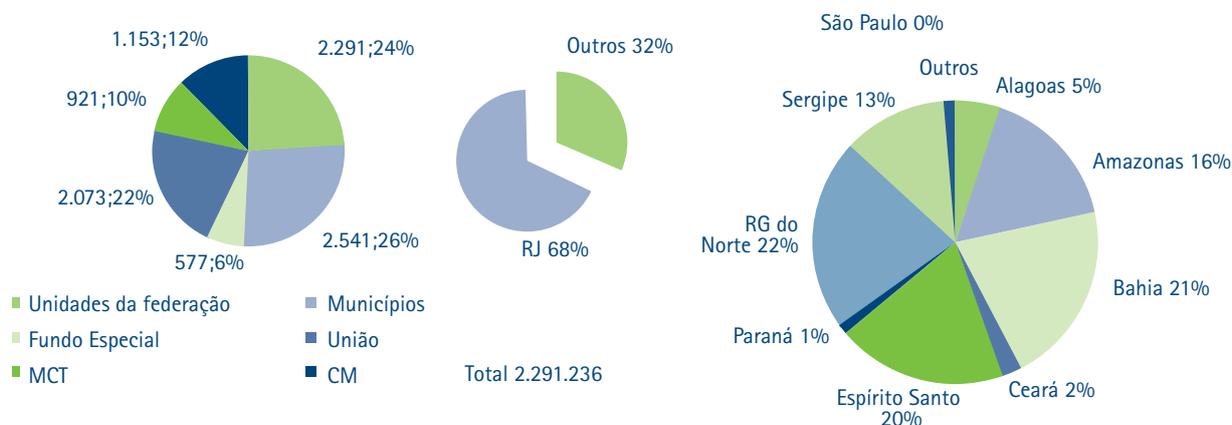
Figura 3.44 - Peso das Participações Governamentais (exceto Bônus de Assinatura) por barril extraído

	(A) = custo sem participação governamental (US\$ por barril)	(B) = participação governamental (US\$ por barril por barril)	(A)/(B)
1T 2007	7.2	16.24	225.6%
2T 2007	7.33	17.95	244.9%
3T 2007	7.65	20.13	263.1%
4T 2007	8.6	23.16	269.3%
1T 2008	8.66	24.82	286.6%
2T 2008	9.88	31.08	314.6%
3T 2008	10.21	30.27	296.5%

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Petrobras³⁶

Com base no sistema fiscal descrito anteriormente, há uma nítida tendência à concentração da renda governamental. Segundo a ANP (2008), somente 10 entre 27 estados e 895 entre 5.564 municípios no Brasil recebem *royalties*, além da Marinha e do Ministério de Ciência e Tecnologia.

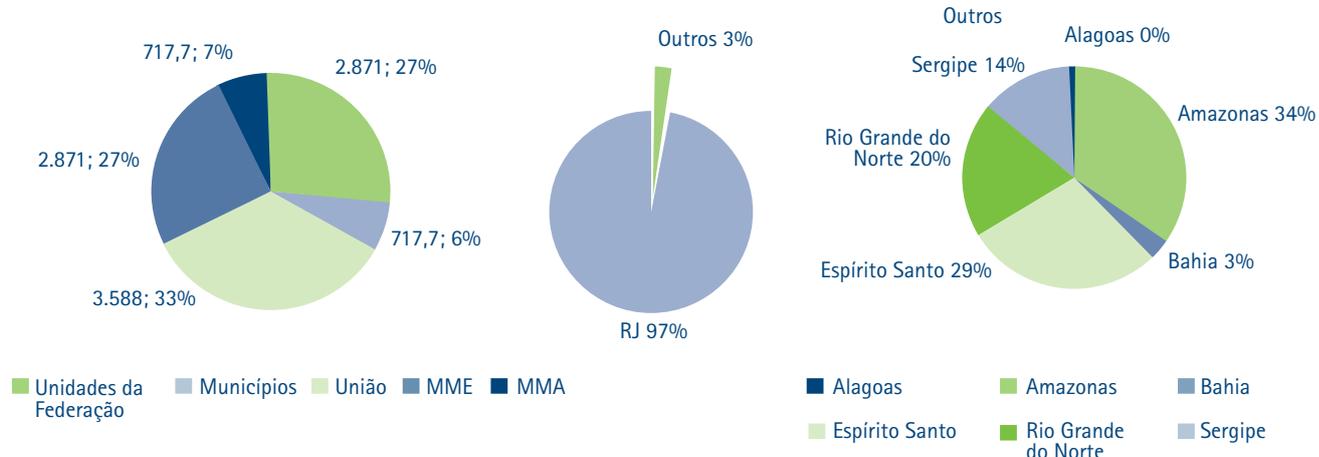
Figura 3.45 - Distribuição de Royalties por Beneficiário em 2007 (R\$ Milhões)



Fonte: ANP (2008).

Em relação à participação especial, apenas sete estados e 25 municípios são beneficiados, além do Ministério de Minas e Energia e do Meio Ambiente. Percebe-se claramente, a partir da análise das figuras 3.44 e 3.45, que as distribuições das rendas petrolíferas em poder do governo são basicamente para o estado do Rio de Janeiro, fato explicado pela alta participação da Bacia de Campos na produção nacional de petróleo, respondendo por cerca de 84 % do total.

Figura 3.46 - Distribuição de Participação Especial por Beneficiário em 2007 (R\$ Milhões)



Fonte: ANP (2008)

O Marco Regulatório e o Regime Fiscal no Pré-Sal

As descobertas anunciadas na área atualmente conhecida como pré-sal abriram o debate sobre a possibilidade de mudanças institucionais significativas no setor de petróleo no Brasil. Essa possibilidade nasce da constatação de que essas descobertas descortinam uma nova realidade geológica para o país e para a própria indústria petrolífera mundial. Os resultados dos primeiros esforços exploratórios nessa área indicaram um potencial petrolífero antes impensável no Brasil.

Dado o nível de conhecimento técnico disponível hoje, já é possível afirmar que essas descobertas modificam radicalmente as condições de contorno da exploração do petróleo no Brasil, tanto pela escala potencial das reservas quanto pelos desafios tecnológicos a serem enfrentados. No plano internacional, abre-se para a indústria petrolífera mundial uma nova fronteira de exploração e que obrigará as empresas a revisarem suas estratégias exploratórias.

A constatação de que a geologia do pré-sal é totalmente distinta das outras áreas no Brasil, no que tange seu potencial petrolífero, gerou o questionamento se o arcabouço regulatório e fiscal atualmente em vigor seria adequado para esta área.

Uma dificuldade particularmente crítica neste momento diz respeito ao contexto ainda de informação incompleta sobre a extensão e o grau de interconexão entre as descobertas anunciadas a partir da prospecção nos diferentes blocos do polo pré-sal.

Por ora, como esta resposta é desconhecida, o debate atual vem confrontando duas possibilidades básicas: a manutenção do regime atual de concessões ou a adoção de um novo baseado na partilha de produção. Para entender este debate é preciso relembrar as principais diferenças entre estes dois regimes.

O regime de concessões é em geral adotado em países com um significativo risco geológico. Este sistema tem como principal característica o fato de transferir para as empresa petrolíferas o risco de identificação das reservas. Neste caso, as participações governamentais são formadas pelo Bônus de Assinatura, Taxas de Retenção de Área, *Royalties* e Participações Especiais. Vale ressaltar que os principais componentes das participações governamentais são os *Royalties* e as Participações Especiais, os quais incidem, respectivamente, sobre o faturamento do projeto e sobre o valor agregado do campo.

Cada uma destas participações tem objetivos distintos com relação aos incentivos a serem dados aos agentes econômicos que atuam na indústria. O Bônus de Assinatura é definido nas rodadas de licitações de blocos de petróleo. É importante salientar que a função principal deste bônus não é arrecadar, mas selecionar, de forma competitiva, as empresas que atuarão no setor. Ao atribuir o bloco exploratório às empresas que pagam o maior bônus, busca-se excluir as empresas com o menor comprometimento com o esforço exploratório no país. A Taxa de Retenção de Área tem como objetivo desestimular a retenção de concessões sem a respectiva exploração.

Vale ressaltar que o sistema de concessão não garante às empresas operadoras a recuperação dos seus custos de investimentos e operacionais. Desta forma, ao estabelecer as participações governamentais é necessário fixá-las em um nível que viabilize a atratividade do investimento exploratório numa área, levando-se em conta o risco geológico, tecnológico e de mercado.

O regime de partilha de produção tem uma lógica econômica e uma estrutura de incentivos totalmente distintas do regime de concessões. Nesse regime, o Estado, através de uma empresa estatal, compartilha os riscos do empreendimento com a empresa operadora visando maximizar o valor das participações governamentais. Em geral, o regime de partilha da produção é utilizado em países com baixo nível de risco geológico. Na ausência de risco geológico, o Estado pode compartilhar o risco de mercado com a empresa operadora e se apropriar de uma parcela maior dos resultados. A empresa operadora é responsável pelos investimentos e terá o direito de recuperar os custos de investimento e operacionais. A partilha se dá em cima do resultado do campo. Desta forma, como os riscos para recuperação do investimento são pequenos, a operadora aceita uma divisão de resultados favorável à empresa estatal.

É importante notar que é cada vez mais frequente a existência de formas híbridas de regimes de contratação, comportando características dos dois regimes ou mesmo a coexistência dos dois regimes em áreas com diferentes condições de risco exploratório.

Simplificando, é possível dizer que o sistema de concessões embute uma precificação de um risco geológico e de mercado que é transferido às empresas petrolíferas. Quando o risco geológico é baixo ou mesmo desprezível, é mais interessante para o Estado utilizar o sistema de partilha da produção, permitindo reduzir o risco para as empresas e aumentar as participações governamentais.

Apesar das informações serem ainda incompletas com relação ao conhecimento geológico atual da área do pré-sal, está claro que o risco geológico desta área é totalmente diferente do risco presente nas áreas licitadas até então. Neste contexto, é razoável questionar se a estratégia mais adequada para o Estado brasileiro é manter o regime regulatório e fiscal inalterados para este polo da área do pré-sal.

Cabe ainda salientar que licitar áreas com muito baixo risco geológico e com grandes volumes de reservas potenciais é uma operação totalmente distinta da licitação de blocos petrolíferos com risco geológico. Licitar áreas do pré-sal sob regime de concessões significa dar ao Bônus de Assinatura uma função arrecadatória. Ou seja, as empresas disputariam as "reservas" pagando um valor presente líquido estimado ao Estado. Ademais, implicaria numa redução da participação do Estado na renda petrolífera já que as empresas tenderiam a adotar uma taxa de desconto muito mais elevada do que aquela que utilizaria o próprio Estado na estimação deste valor presente. Também é importante considerar que o tempo associado à organização de uma rodada de licitações especial e ao desenvolvimento de um programa exploratório para os novos blocos concedidos poderia retardar muito o desenvolvimento da produção no polo pré-sal da Bacia de Santos.

Os defensores da manutenção do regime atual alegam que bastaria elevar o valor das Participações Especiais para garantir uma apropriação mais justa por parte do Estado na renda petrolífera brasileira. Apesar da alíquota das Participações Especiais não incidirem sobre os custos de produção, apenas sobre o valor agregado do campo, as empresas ainda estariam arcando sozinhas com o risco de variação do preço do petróleo. Para garantir que as mesmas recuperem todos os custos dos projetos, a margem exigida teria que ser maior. Ou seja, de toda forma, o sistema de concessões continuaria a precificar um risco, fazendo com que as participações governamentais sejam menores do que poderiam ser no sistema de partilha.

Caso se trate de um campo único, a viabilidade jurídica da manutenção do regime atual dependerá de uma grande negociação para "unitização" das reservas descobertas. Ou seja, os diferentes consórcios deveriam entrar em acordo e elaborar um único plano de desenvolvimento da produção. Além disto, seria necessário decidir como a União se apropriaria da renda petrolífera correspondente ao óleo encontrado nas áreas adjacentes aos blocos e que ainda não foram concedidas.

A segunda alternativa considerada implicaria numa outra modalidade de exercício dos direitos de propriedade da União sobre o óleo descoberto. Neste caso, uma empresa estatal, não operadora, poderia ser criada para exercer este papel. Nem a Petrobras pelo caráter de empresa mista, nem a ANP (como já chegou a ser veiculado) por sua função reguladora poderia exercer esta função.

O Brasil inevitavelmente terá que encontrar uma solução que atenda ao interesse nacional e que seja inovadora e criteriosa visando equacionar um problema de tamanha complexidade e que ainda é emoldurado por uma situação de informação incompleta. Neste debate não cabem argumentos simplistas, tampouco fazer de conta que nada mudou. Se o Brasil optar por mudanças do regime de contratação, da estrutura de participações governamentais e do marco legal/regulatório na área do pré-sal não estará inventando nada.

A indústria de petróleo convive com uma gama variada de marcos institucionais, assim como com a possibilidade de alteração desses marcos. Gerir contratos em contextos institucionais diferenciados constitui capacidade essencial à sobrevivência e expansão das empresas de petróleo. Portanto, a mudança do marco institucional da indústria de petróleo no Brasil se insere em um processo que não é estranho a essa indústria e às suas empresas; ao contrário, faz parte da sua própria natureza.

Outra grande questão que se coloca a partir do pré-sal se refere à divisão e aplicação dos recursos financeiros obtidos a partir dele. Neste sentido, deve ser ressaltada a necessidade premente de respeitar a ideia básica de transformação da riqueza temporária em riqueza permanente através de investimentos em educação e saúde de qualidade. Em outras palavras, qualquer que seja o volume de recursos adicional que a produção no pré-sal venha a acarretar, o relevante é privilegiar a boa aplicação dos recursos e promover a fiscalização desta prática.

3.2.4.2. Política Industrial e de Tecnologia

Na dimensão institucional referente à política industrial direcionada à atividade petrolífera, o objetivo de ordem maior deve ser a promoção de maior integração entre os diversos agentes envolvidos na cadeia, quais sejam: as empresas de equipamentos e serviços, as operadoras e os centros de pesquisas e universidades.

No caso do Brasil, a Petrobras desempenha papel fundamental na integração destes agentes como no próprio processo de inovação em si, pois é ela quem gera a demanda e, através de parcerias e centros de pesquisas próprios como, por exemplo, o CENPES, desenvolve os equipamentos necessários. Mais uma vez, a estrutura verticalizada da Petrobras gera vantagens significativas a ela e ao país, uma vez que estimula a indústria para-petrolífera e contribui para a geração de emprego, assim como, a própria capacitação tecnológica das empresas nacionais fornecedoras.

Como visto na Seção 3.2.2, as perspectivas de produção petrolífera no *cluster* do pré-sal introduzem, ao mesmo tempo, uma excelente oportunidade e um desafio para a indústria para-petrolífera nacional. Neste contexto, a sobrevivência desta indústria no mercado depende essencialmente de capacitação tecnológica.

Desta forma, segundo Oliveira (2008), a melhoria da competitividade da indústria nacional de fornecimento de bens e serviços para-petrolíferos depende em demasia de políticas coordenadas de preenchimento das lacunas existentes, o que implica a promoção de medidas que privilegiem, por exemplo:

- Coordenação das compras da Petrobras como forma de reduzir a concentração temporal das compras e definir padrões mínimos de qualidade para as compras; isto potencializaria as oportunidades de ganhos de escala por parte dos fornecedores;
- Intensificação da cooperação entre a própria indústria petrolífera e a infraestrutura tecnológica, incluindo aí as universidades e os centros de pesquisas; isto estimularia, não somente, o processo de inovação, mais também a formação de uma rede de conhecimento;
- Padronização dos produtos oferecidos pelas empresas para-petrolíferas domésticas a fim de aumentarem a competitividade dessas no mercado internacional.

Políticas já existentes, como o Prominp (Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural), indicam o reconhecimento por parte do governo da importância de criar condições sustentáveis de oferta competitiva de bens e serviços para o setor petrolífero. Os avanços até então alcançados pelo referido programa já são passíveis de destaque. Em 2003, a indústria brasileira respondeu por 57% dos equipamentos e serviços contratados pela Petrobras. Em 2008, o índice médio de conteúdo nacional nas compras da estatal pulou para 75%, tendo esse aumento gerado para o país uma renda de US\$ 9,3 bilhões (cerca de R\$ 17 bilhões) e 430 mil empregos diretos.

Todavia, ainda há espaço para maiores progressos frente a este contexto de expansão da indústria a partir das perspectivas delineadas pela exploração no pré-sal. Experiências como da indústria para-petrolífera da Noruega, que diferentemente do Brasil - onde a indústria fornecedora já possui base considerável - partiu de uma base bem mais acanhada, podem ser ilustrativas. Neste país, a estatal Statoil atuou, e ainda atua, como coordenadora do processo de inovação e também concedendo apoio tecnológico a seus fornecedores. Com a crescente complexidade da exploração de petróleo *offshore*, a Statoil passou a transferir competências gerenciais e tecnológicas às empresas de engenharia e montagem - as chamadas EPCistas. Essas empresas passaram a investir mais em P&T do que as próprias operadoras de petróleo. Seus investimentos levaram os fornecedores de equipamentos a também gastar mais em P&T - 45% das firmas aplicam mais de 2% do faturamento e um grupo de 15% das empresas chega a investir mais de 8% de suas receitas.

3.2.4.3. Política Energética

A última das esferas institucionais a ser examinada, a de política energética, é aquela que define os limites mais amplos das condições de contorno sobre as quais os investimentos petrolíferos são definidos. O ponto de destaque é a perspectiva de que a produção petrolífera abundante centre a discussão em torno da energia como oportunidade e não como restrição ao desenvolvimento econômico do país.

Manter a consistência entre a política energética e as demais políticas públicas discutidas nas seções anteriores já se constitui num grande desafio a ser administrado. Neste sentido, como destacado em Bicalho et al (2007), a sustentabilidade da política energética depende não somente do alcance de seu objetivo principal, que é a garantia do suprimento energético, mas também da capacidade da mesma política de reduzir as potenciais inconsistências que resultam das necessárias interações com as demais esferas de intervenções públicas.

Um contexto de provável abundância de recursos energéticos não garante a certeza de escolha e aplicação de políticas integradas e corretas. Na verdade, admitindo um cenário de produção abundante de petróleo, e também de gás natural, a concatenação das políticas públicas torna-se ainda mais complexa.

De forma geral, portanto, o grande desafio que se coloca diz respeito à concatenação de distintas esferas de políticas públicas. Neste sentido, a provavelmente elevada escala de aumento das reservas e produção petrolíferas (e de gás) deve ser acompanhada de uma também elevada preocupação por parte dos gestores de política energética para que não sucumbam a pressões políticas para privilegiar determinados temas em detrimento de outros. Lembrar que uma boa política energética é aquela integrada e consistente em todas as suas esferas torna-se bastante útil neste momento de debate.

3.3. Perspectivas de Médio e Longo Prazos para os Investimentos

Nesta seção do presente estudo serão explicitados dois cenários sobre as perspectivas para os investimentos no Brasil. Um cenário, denominado de Cenário Possível, contempla o horizonte de médio prazo (2012), e considera a continuidade dos atuais ambientes econômicos, regulatório e institucional. O outro cenário, denominado de Cenário Desejável, abarca o horizonte de longo prazo (2022), e leva em conta uma situação ótima em termos das mudanças que seriam desejáveis nos ambientes econômico, regulatório e institucional.

3.3.1. O "Cenário Possível" de Investimentos no Setor Petrolífero no Brasil (2012)

No horizonte de 2012, assume-se que a dinâmica de investimentos petrolíferos no país se desenvolva como uma continuidade da dinâmica atual de inversões da Petrobras. Para efeito de consideração deste ritmo futuro, considera-se como parâmetro principal o Plano de Negócios da empresa para o período 2009/2013, divulgado em janeiro de 2009.

Considerando os principais projetos produtivos da empresa no país, (ver figura 3.47), as perspectivas de produção de petróleo (incluindo condensado e LGN) anunciadas no referido plano vislumbram um aumento da ordem de 6,9% anuais no período entre 2009 e 2013.

Figura 3.47 - Produção de óleo e LGN e gás natural pela Petrobras: 2009-2013 (em milhões boe/dia)



Fonte: PN – Petrobras (2009)

Com relação aos investimentos a serem realizados pela Petrobras, a figura 3.48 apresenta os valores reais em dólares³⁷, e inclui o montante a ser aplicado nas suas unidades internacionais. Verifica-se claramente uma tendência sustentada de aumento dos investimentos totais da empresa, assim como do montante a ser investido especificamente em E&P. A propósito, destaca-se que do montante investido em E&P até 2013 – cerca de US\$ 104 bilhões (correspondendo a US\$ 20,9 bilhões anuais no período) – somente US\$ 28 bilhões se destinam às atividades do pré-sal, o que deve garantir à empresa o alcance de uma produção de óleo a partir da referida província petrolífera de 218 mil barris diários em 2013. Deste modo, assume-se que o horizonte 2009-2013 não contempla a entrada maciça do petróleo oriundo do pré-sal, o que deve se realizar somente no período 2013-2020³⁸.

Outro ponto passível de destaque, neste sentido, é a previsão de inversões totais da ordem de US\$ 174,4 bilhões no horizonte 2009-2013, enquanto o histórico de investimentos, desde 1954 até 2007, totaliza, em termos reais, US\$ 222,9 bilhões. Isto indica então que mesmo sem considerar a produção maciça a partir do pré-sal, a Petrobras prevê gastar em apenas cinco anos cerca de 78% do que investiu desde sua criação, em 1954. Neste horizonte de médio prazo, até 2013, também relevante é o aumento expressivo dos investimentos anuais previstos, indicando, por exemplo, um aumento de mais de 100% nas inversões no segmento de E&P, quando comparado com o realizado em 2007.

³⁷ Correção pela inflação dos EUA (pela PPI index).

³⁸ De acordo com PN-Petrobras (2009), entre 2008 e 2013 está previsto um acréscimo de 824 mil bpd na produção de óleo da empresa, sendo que 69% deste aumento virão de campos com comercialidade já declarada. Entre 2013 e 2020, como será visto mais adiante, é previsto que a produção petrolífera alcance 3,9 milhões de barris diários, sendo 46,3% deste total oriundo do pré-sal.

Figura 3.48 - Investimentos pela Petrobras: histórico e previsão (em bilhões de US\$ corrigidos)



Fonte: elaboração própria a partir de PN-Petrobras (2009)

Considerando o atual contexto de crise econômica, marcado pela perspectiva de queda acentuada da demanda por petróleo nos próximos dois anos, e a consequente redução dos preços da commodity, assim como pela crise de liquidez do mercado de crédito, torna-se relevante examinar a forma de financiamento pela Petrobras para arcar com os vultosos investimentos anunciados. Normalmente, a alavancagem de empresas do setor de petróleo é reduzida, por conservadorismo; no caso específico da Petrobras, o PN-Petrobras (2007) – referente ao período 2008-2012 – previa a participação dos recursos próprios sobre o investimento total de 84,3%. No contexto atual, todavia, tendo em vista as restrições impostas pela crise econômica – sobretudo a queda do preço do petróleo – e as suas notórias consequências sobre a capacidade de geração de caixa da empresa, é previsto um aumento da necessidade de recursos de terceiros. De fato, o que se verifica para o "cenário possível", de horizonte de médio prazo, é uma elevação dos recursos de terceiros para o financiamento dos investimentos. A figura 3.49 apresenta o plano de financiamento da empresa para os anos de 2009 e 2010, de acordo com o PN-Petrobras (2009).

Figura 3.49 - Plano de Financiamento da Petrobras Para 2009 e 2010 (em bilhões de US\$)

	2009	2010
Investimentos planejados	28,6	35,0
Fontes (A) + (B)		
(A) Caixa próprio	10,5	16,0
(B) Outras fontes	18,1	18,9
BNDES	11,9	10,0
Pré-financiado (bancos privados)	5,0	8,9
Mercado de capitais	1,0	
Preço petróleo (US\$/barril)	37	40

Fonte: PN-Petrobras (2009)

Assumindo como *proxy* estes valores individuais de 2009 e 2010, verifica-se uma considerável necessidade de recursos de terceiros para financiar os investimentos previstos para o horizonte de médio prazo até 2012. Neste sentido, destaca-se a importância dos recursos do Tesouro, via BNDES, sendo eles responsáveis pelo financiamento de US\$ 11,25 bilhões médios nos dois anos. Da mesma forma, destaca-se a necessidade de captação no mercado de capitais, mediante, por exemplo, emissão de ações e *bonds*.

Neste quadro de relevante dependência dos recursos externos à empresa, é possível apontar alguns riscos para a empresa. Primeiramente, no que diz respeito à necessidade de recursos públicos, não há garantias de que o próximo governo, a partir de 2011, seja favorável ao uso do BNDES, e até mesmo da Caixa Econômica Federal – como ocorreu recentemente – como meio de financiamento para a empresa. Com relação ao mercado de capitais, o que se verifica é que a capacidade da empresa captar recursos está diretamente atrelada ao comportamento dos preços do petróleo, posto que este fator, como já mencionado, influencia a geração de caixa. Deste modo, frente ao recente quadro de queda dos preços, houve, paralelamente, uma nítida desvalorização dos papéis da Petrobras (especialmente as ações preferenciais) – em cerca de 41% entre julho de 2008 e janeiro de 2009. Isto compromete a capacidade de captação de recursos, pois a empresa deve emitir uma quantidade maior de papéis para acessar um mesmo montante de recursos.

Apesar de todos estes fatores que colocam em xeque a efetiva capacidade da Petrobras de concretizar seus planos de investimento no médio prazo, o que se verifica realmente é que a empresa, sendo de economia mista, e ciente da importância das suas inversões como ferramentas contra-cíclicas para o desempenho da economia brasileira, não parece medir esforços para não somente dar continuidade como, sobretudo, dar mais pujança à tendência de investimentos no setor no horizonte do "cenário possível".

3.3.2. O "Cenário Desejável" de Investimentos no Setor Petrolífero no Brasil (2022)

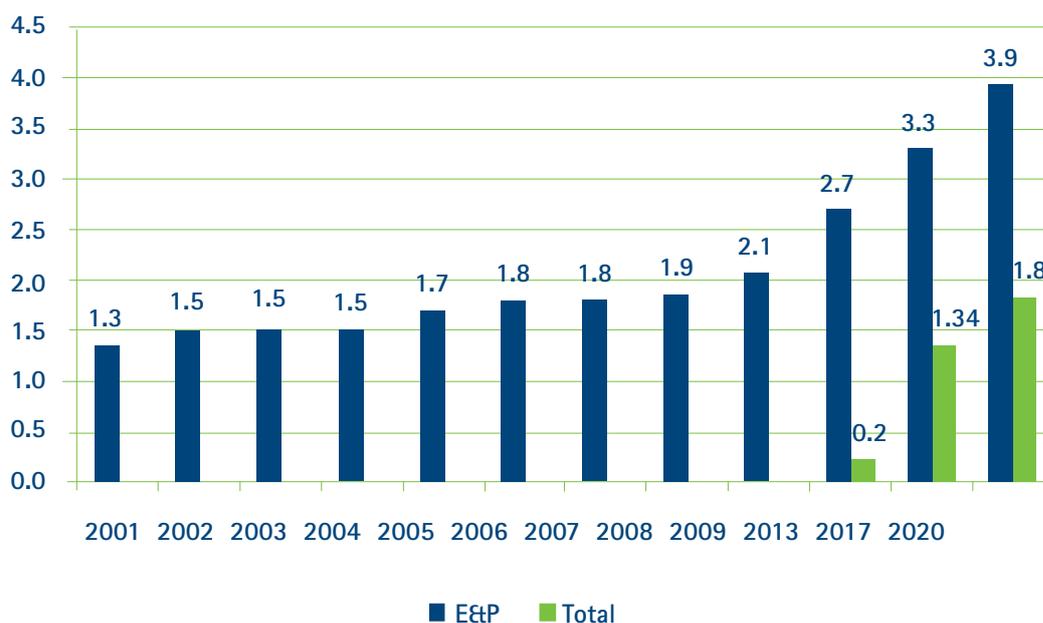
No cenário desejável assume-se que as restrições econômicas, tecnológicas, organizacionais e institucionais serão superadas. De tal forma que neste cenário de longo prazo, não serão consideradas os condicionantes que atualmente influenciam o delineamento dos cenários de curto e médio prazos. Assim, não devem ser contempladas, a princípio, as restrições especialmente relacionadas ao ambiente econômico, marcado pela crise deflagrada a partir da crise do *subprime* nos EUA. Da mesma forma, pode-se definir que no longo prazo estariam presentes condições "perfeitas" também em termos do ambiente regulatório e institucional.

Considerando o horizonte de 2022, admite-se que este seja o cenário relevante para descrever a operacionalização da produção petrolífera do pré-sal. Assim, assumindo a ausência das restrições que estão presentes no curto e médio prazos, define-se, portanto um cenário desejável para o qual se pretende examinar os quatro grandes blocos de questões-chave colocados anteriormente, porque somente no longo prazo tais questões adquirem importância.

3.3.2.1. Descoberta do Pré-Sal e Mudanças Estruturais de Ordem Produtiva

As perspectivas futuras de aumento da produção a partir de 2014, quando se pretende iniciar a produção petrolífera maciça do pré-sal, são claramente satisfatórias. Dados da Petrobras indicam que a produção de óleo condensado e LGN somente da empresa saltará de 1,8 milhões de barris/dia em 2008, para 3,9 milhões de barris/dia em 2020, perfazendo um crescimento anual da ordem de 6,4%. A importância específica da produção advinda do pré-sal para este aumento é bastante expressiva: em 2013, a participação do petróleo do pré-sal sobre o total de óleo produzido pela empresa é estimada em apenas 8,2%; em 2020 estima-se que esta participação seja de 46,3%.

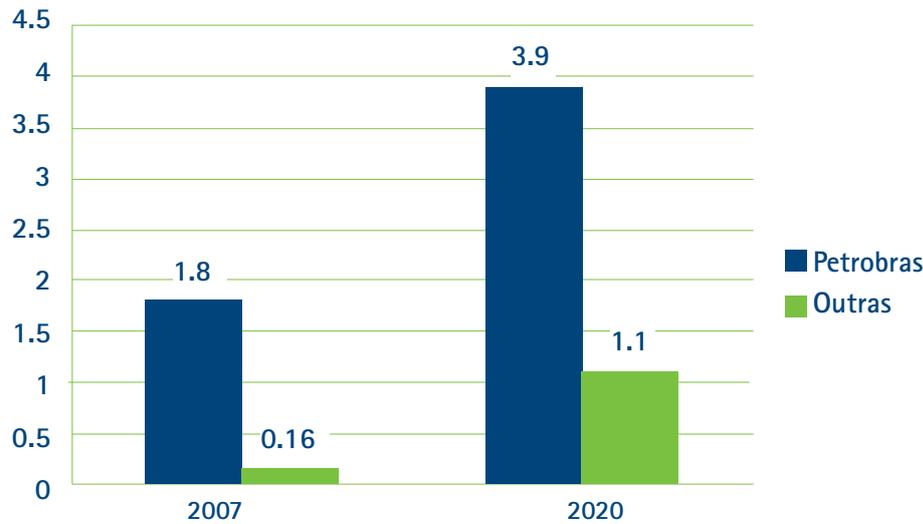
Figura 3.50 - Produção de Petróleo pela Petrobras (em milhões barris/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de PN-Petrobras (2009)

O esperado aumento da produção petrolífera no país não virá somente a cargo da Petrobras, embora ela continue a ser a principal operadora. Se a produção de petróleo no Brasil em 2007 era de cerca de 1,96 milhões de barris diários, sendo 1,8 milhões destes originários da Petrobras – e os restantes 0,16 milhões originários de 15 outras empresas, com destaque para Shell, Devon e Petrosynergy – as perspectivas para 2020 são de que a produção nacional saltará para 5 milhões de barris diários, sendo 3,9 milhões da Petrobras e os 1,1 restantes originários de outras empresas, sendo destaques, neste grupo, aquelas empresas que detém participação acionária nos blocos do cluster do pré-sal, tais como: Exxon Mobil, Galp, BG, Shell, Partex, Hess e Repsol YPF.

Figura 3.51 - Produção de óleo e LGN no Brasil (em milhões barris/dia): 2008 e 2020

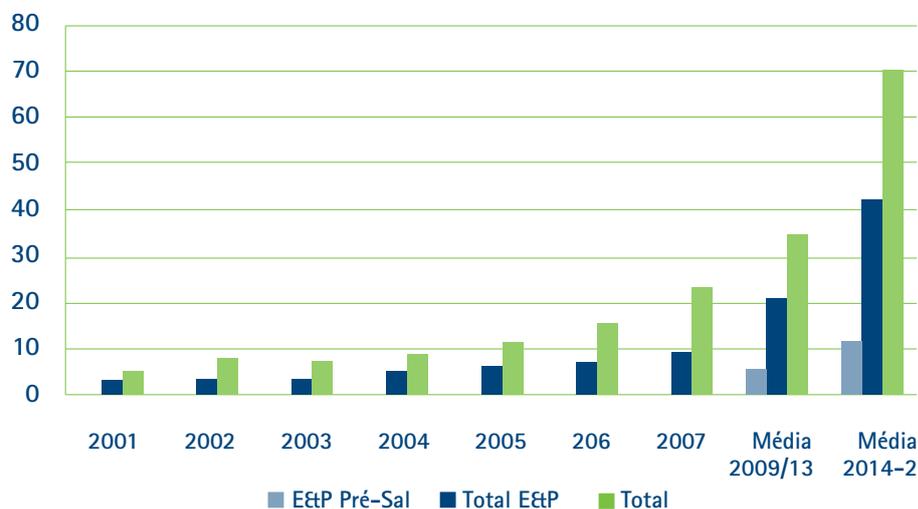


Fonte: Elaboração própria a partir de PN-Petrobras (2009) e Brasil Energia

Frente a todas estas perspectivas positivas de aumento da produção, duas grandes questões se colocam: o custo e a forma de financiamento necessários para viabilizar a produção a partir do pré-sal.

Com relação ao custo, o PN-Petrobras (2009) indica que, entre 2014 e 2020, serão gastos US\$ 82,5 bilhões com o desenvolvimento da produção no pré-sal, sendo US\$ 80,2 bilhões destinados ao pré-sal da Bacia de Santos e US\$ 2,3 bilhões com o pré-sal do Espírito Santo³⁹. Tamanho montante equivale a um valor de US\$ 11,8 bilhões anuais no período considerado. Como o referido plano de negócios da empresa não especifica os investimentos totais em E&P (incluindo outros projetos que não somente o pré-sal), é possível estimá-lo, de forma conservadora, como sendo, no longo prazo (i.e, 2014-2020), da ordem de US\$ 42,1 bilhões anuais⁴⁰. Também por aproximação conservadora – supondo que a participação dos investimentos em E&P sobre o total dos investimentos se mantenha constante em relação a 2009-2013 – estima-se que o valor anual dos investimentos totais da empresa se situe na ordem de US\$ 70,3 bilhões no período 2014-2020. Como visto na figura 3.52, tais valores, em termos anuais, representariam um aumento substancial em relação observado até 2007, e mesmo em relação ao previsto para o período 2009-2013, que é baseado nos dados oficiais da PN-Petrobras (2009).

Figura 3.52 - Investimentos Pela Petrobras: histórico e previsão 2014-2020 (em US\$ bilhões)



Fonte: Elaboração própria a partir de PN-Petrobras (2009)

³⁹ Incluindo os campos do pós-sal.

⁴⁰ Assume-se, por conservadorismo, que a participação dos gastos em E&P com pré-sal sobre os gastos totais em E&P da empresa se mantenha a mesma do período 2009-2013. Esta estimativa é conservadora, pois muito provavelmente, no período 2014-2020, a participação dos gastos em E&P do pré-sal sobre os gastos totais em E&P será maior do que a anunciada pela Petrobras para o período 2009-2013, uma vez que a própria empresa prevê um aumento da participação da produção petrolífera do pré-sal sobre a produção total de óleo da empresa de 8,2% em 2013 para expressivos 46,2% em 2020, conforme demonstra a Figura 50. Deste modo, os valores aqui estimados constituem um lower bound do provável comportamento dos gastos em E&P da empresa no longo prazo.

Com relação à forma de financiamento destes gastos, num "cenário desejável", no qual estariam ausentes as atuais restrições (de demanda por petróleo e de crédito) decorrentes de um ambiente de crise econômica, assumir-se-ia como razoável uma redução na necessidade de recursos de terceiros em relação ao previsto pela Petrobras, em seu Plano de Negócios para 2009-2013, evidenciando assim um retorno às condições normais de financiamento do setor, e da empresa, aos parâmetros anteriores à crise, como, por exemplo, o de 2007. Neste caso, esperar-se-ia um menor grau de endividamento e, para a parcela financiada com recursos externos à empresa, uma maior relevância dos financiamentos via mercado de capitais e sistema bancário, em detrimento dos financiamentos com recursos públicos (via BNDES).

Figura 3.53 - Fontes de Financiamento da Petrobras: histórico e previsão num "cenário desejável"

	2008¥	2009-2013* "cenário possível"	2014-2020 "cenário desejável"
Caixa próprio	84,3%	41,2%	80%
Outras fontes	15,7%	58,8%	20%
Total	100%	100%	100%
Composição de "Outras fontes"			
BNDES	12%	65,7%	10%
Pré-financiado (financiamentos bancários) e outros	57%	27,6%	60%
Mercado de capitais	31%	5,5%	30%

Fonte: elaboração própria a partir de dados dos Planos de Negócios da Petrobras

¥ Plano de Negócios 2008-2012

*Média dos anos 2009 e 2010, a partir do Plano de Negócios 2009-2013

Estas duas questões relacionadas ao financiamento da produção a partir do pré-sal assumem considerável relevância também por influenciarem, diretamente, o desafio da auto-suficiência de produção petrolífera do país, e, indiretamente, as perspectivas de exploração de petróleo ou de derivados. Somente se forem viabilizados todos os investimentos estimados como necessários será possível elevar a produção para os patamares apontados. Novamente, num "cenário desejável", supondo que todos os entraves e desafios financeiros atualmente presentes sejam superados e as inversões financeiras sejam viabilizadas, o que permitirá atingir em 2020 o patamar já apontado de 5 milhões de barris diários de petróleo (considerando Petrobras e outras empresas), e assumindo, para o mesmo ano, a previsão, da EPE (2007), de consumo interno da ordem de 3 milhões de barris/dia, vislumbra-se a perspectiva de um considerável excedente de 2 milhões de barris/dia.

Ainda que esta estimativa possa guardar algumas imprecisões, é clara a perspectiva de que a produção a partir do pré-sal facilite o alcance da auto-suficiência e possibilite a concretização do excedente passível de exportação. Se for assim, o ponto a ser discutido se refere às opções disponíveis para um possível excedente de óleo: exportação de óleo bruto ou exportação de derivados. A escolha pela opção de exportação de derivados é indiscutivelmente melhor do ponto de vista econômico, ao assegurar maior valor agregado à atividade produtiva do setor petrolífero como um todo, e para a economia nacional, por consequência. Mas se por um lado esta opção é a mais atrativa, a sua escolha depende, todavia, de outro aspecto relevante que é a expansão da capacidade de refino do país.

3.3.2.2. Desafio Tecnológico Associado ao Pré-Sal

Dentre os desafios trazidos pelas perspectivas de produção a partir do pré-sal, os de ordem tecnológica parecem ser aqueles para os quais a indústria petrolífera nacional, em particular a Petrobras, já dispõe de claros instrumentos a serem utilizados. Para adequar a estratégia de exploração *offshore* da Petrobras às características do pré-sal, espera-se, num "cenário desejável", que o PROSAL alcance suas metas de superação de gargalos tecnológicos, em especial nas áreas de construção de poços; geociência e engenharia de reservatórios. No que se refere à oferta de bens e serviços para exploração petrolífera, espera-se que o PROMINP tenha logrado avanços ainda maiores na capacidade da indústria petrolífera nacional de atender a demanda crescente em bases competitivas e sustentáveis.

3.3.2.3. Modernização e Expansão do Parque de Refino

Tradicionalmente, as restrições existentes para a estratégia de refino no Brasil definem três necessidades principais: a redução da demanda por derivados pesados (óleo combustível), o aumento da demanda por derivados médios e leves (diesel e QAV, gasolina e GLP)⁴¹ e a melhoria na qualidade dos produtos.

Frente às perspectivas de aumento da produção petrolífera advinda do pré-sal, é previsto um novo condicionante para a atividade de refino no país, que é o aumento do petróleo de origem nacional no montante a ser processado. Considerando conjuntamente todas estas restrições, define-se para a atividade de refino o desafio de equacionar quantidade e qualidade, no sentido de aumentar a produção de derivados leves vis-à-vis aumento do volume processado de petróleo pesado nacional, o que implica a necessidade de aumento da capacidade de refino considerando aumento da participação do petróleo nacional como carga processada.

Neste contexto, espera-se que, num "cenário desejável", em 2020, os investimentos da Petrobras em modernização e expansão do parque de refino, previstos em PN-Petrobras (2009), tenham sido concretizados. No âmbito específico da expansão da capacidade, espera-se que as novas unidades programadas (ver figura 3.54) sejam efetivadas no horizonte de 2020, o que implicará um acréscimo de capacidade de processamento, sem considerar *revamps*, da ordem de 1,45 milhões de barris diários, representando um acréscimo de 73% da capacidade produtiva total do país existente atualmente (2,024 milhões de barris diários). Supondo que nenhuma outra refinaria "não Petrobras" seja construída neste horizonte, ter-se-ia, em 2020, um parque de refino com capacidade total de no mínimo⁴² 3,47 milhões de barris diários, sendo a Petrobras detentora de 99% desta capacidade. Conforme já apresentado, a produção petrolífera da Petrobras prevê alcançar 3,9 milhões de barris/dia no mesmo ano; assim, caso se concretizem somente os investimentos em construção de novas unidades anunciadas até o momento, já haveria capacidade de processamento próximo do suficiente para fazer frente à produção petrolífera a partir do pré-sal, fortalecendo assim a atividade de exportação de derivados.

Figura 3.54 - Novas Unidades de Refino da Petrobras Programadas

Unidades de Refino	Estado	Data Início Operação	Capacidade (mil barris/dia)
Abreu Lima	PE	2010	200
Rio Grande do Norte	RN	2010	200
Comperj	RJ	2010	150
Premium I (fase I)	MA	2014	300
Premium I (fase II)	MA	2016	300
Premium II (fase I)	CE	2015	150
Premium II (fase II)	CE	2017	150

Fonte: elaboração própria a partir do PN-Petrobras (2009)

⁴¹ No que se refere à dinâmica dos derivados, espera-se, seguindo as estimativas traçadas em EPE (2007), uma tendência de crescimento marcada por múltiplas nuances. O diesel continuará a ser o principal derivado, supondo não haver nenhuma alteração estrutural relevante no setor de transporte. Espera-se que a demanda do combustível continue a crescer, num ritmo anual da ordem de 3,4%, considerando o período 2005-2020. A tendência histórica de importação líquida do combustível pode eventualmente ser revertida, em parte como função do atendimento à demanda através da produção de biodiesel e do H-Bio. Com relação à gasolina, espera-se um crescimento da ordem de 3,5% anuais, no mesmo horizonte de tempo, sendo passível de destaque a perspectiva de crescente relação com o consumo de etanol, seja em virtude da quantidade de etanol usada nos carros flex, seja pelo volume adicionado de etanol à gasolina automotiva. A demanda de GLP deve aumentar, ao ritmo de 3,1% anuais, em resposta aos aumentos demográficos e de domicílios. Há de se destacar, todavia a possibilidade de reversão da tendência de importação líquida do combustível em função do aumento previsto do consumo de gás natural. Por fim, o consumo de óleo combustível, espera-se, aumentará a um ritmo bastante lento, 0,7% a.a, em resposta ao já consolidado processo de substituição por outros combustíveis, como o ocorrido a partir dos anos 80 com a energia elétrica na indústria, com o bagaço de cana no setor sucroalcooleiro, a partir dos anos 90, e mais recentemente, com a entrada do gás natural na indústria.

⁴² Uma vez que não se consideram aqui as prováveis *revamps*.

3.3.2.4. Marco Institucional em um Novo Contexto

Na indústria petrolífera – onde os investimentos assumem elevada escala e requerem longo tempo de maturação e os riscos, de naturezas diversas, não são desprezíveis –, é notória a necessidade de que o modelo regulatório seja o mais estável possível, de modo a facilitar os planejamentos de inversão.

Nesse sentido, a elaboração de um novo marco institucional para o pré-sal exige a construção de consensos que sejam sustentáveis no tempo, de arcabouços institucionais que sejam capazes de se adaptar às mudanças que fatalmente irão surgir ao longo do tempo. O pré-sal não é um evento, o pré-sal é um processo. Isto significa que a discussão sobre o pré-sal não se dará uma única vez e pronto. Ao contrário, a discussão do pré-sal será um processo que irá continuar durante toda a sua existência. Um processo que vai atravessar gerações.

Dessa forma, a construção de uma institucionalidade que seja capaz de criar o ambiente propício ao desenvolvimento do pré-sal não se restringe à elaboração de regras, normas e procedimentos legais. Um ambiente institucional estável no tempo demanda a construção de convergências, que, por sua vez, exige um ativo processo de negociação política, em torno de ganhos futuros equilibrados entre interesses privados, muitas vezes divergentes, e públicos, na maioria das vezes difíceis de serem organicamente manifestos e representados no embate político.

Desse modo, a construção de um marco institucional para o pré-sal é uma tarefa que exige, principalmente, a negociação com os agentes, na busca dos consensos necessários ao seu funcionamento e à sua sustentabilidade no tempo. Logo, as competências necessárias ao sucesso desse empreendimento não se atêm às qualificações técnicas e econômicas, mas englobam, de forma decisiva, as de natureza política; essenciais a um processo decisório que se dá na arena pública, mediante o enfrentamento legítimo dos diversos interesses alcançados por essas regras e normas.

Essa perspectiva aponta para a necessidade de construção de canais de diálogo confiáveis e de uma agenda que permita uma convergência que, se não atende plenamente a todos os interesses, pelo menos mantém aberta a negociação e, por conseguinte, a possibilidade de consenso; consenso este que não deve ser visto como o ideal, mas como o possível.

A solidez das instituições, gerada a partir do fortalecimento da sua capacidade de gerenciar mudanças, dirimir conflitos e construir consensos, é o que garante a estabilidade dos marcos institucionais no longo prazo. Graças a essa solidez, é possível definir diretrizes e regras consistentes e, acima de tudo, torná-las adaptáveis a um mundo marcado por desafios e incertezas crescentes. Essa configuração institucional, robusta e flexível, é a que torna as políticas críveis e sustentáveis no tempo.

3.4. Propostas de Políticas para o Setor Petrolífero no Brasil

O mapeamento das questões-chave permitiu não somente delinear e resumir os principais aspectos do cenário de longo prazo que se deseja para o setor petrolífero no Brasil. A partir disso, é possível identificar quais espaços a serem preenchidos pelas políticas públicas de sorte a promover o desenvolvimento da indústria petrolífera brasileira.

A descoberta do pré-sal no Brasil e as perspectivas positivas de produção a ela associadas assumem considerável importância no contexto mundial, definindo novos horizontes para a indústria petrolífera nacional. O aproveitamento desta considerável oportunidade irá requerer o gerenciamento de significativos riscos, tais como a produtividade dos reservatórios, os custos envolvidos na extração, e o preço de robustez necessário para viabilizar a produção. Por esta razão, a exploração e o desenvolvimento da produção do pré-sal vão demandar imensa quantidade de recursos – financeiros e tecnológicos – e a definição de políticas que ajudem na superação dos desafios associados.

No campo tecnológico, delinham-se duas grandes diretrizes de mudanças para a indústria petrolífera nacional: i) a necessidade de não somente adaptar as tecnologias já estabelecidas e consagradas como também procurar soluções inovadoras; e ii) a importância de aproveitar a oportunidade de aumento expressivo de escala para fomentar o desenvolvimento da indústria para-petrolífera brasileira.

No campo financeiro, vislumbra-se um quadro de maciços investimentos por parte da Petrobras, com crescente necessidade por recursos de terceiros. No curto prazo, a perspectiva de queda acentuada da demanda por petróleo em 2009, como consequência da crise econômica iniciada em 2008, vem diminuindo os preços do petróleo de forma bastante expressiva no presente ano. Com isso, a geração de caixa da Petrobras deve ser amplamente afetada, o que, a princípio, pode comprometer, ao menos em parte, a sua capacidade de auto-financiamento. Todavia, superados os primeiros efeitos da crise de liquidez do mercado de crédito, e conforme delineado no Plano de Negócios da Petrobras para o período 2009-2013, é previsto um aumento no grau de endividamento da empresa, com destaque para o papel dos recursos públicos (em especial, o BNDES), o que deve possibilitar a ela o acesso aos recursos financeiros necessários.

A superação destes dois desafios é de suma importância para que a concretização da produção a partir do pré-sal facilite o alcance da auto-suficiência e possibilite a realização de excedente passível de exportação. Neste sentido, destaca-se não somente a importância da expansão da capacidade de refino, mas também a necessidade de gerenciar um novo condicionante para a atividade de refino no país, que é o aumento do petróleo de origem nacional no montante a ser processado. O desafio para a atividade de refino passa a ser assim o de equacionar quantidade e qualidade, no sentido de aumentar a produção de derivados leves vis-à-vis aumento do volume processado de petróleo pesado nacional, o que implica a necessidade de aumento da capacidade de refino considerando aumento da participação do petróleo nacional como carga processada.

Neste contexto de amplos desafios, o papel e os limites do governo podem ser decisivos para o sucesso da expansão em direção à nova fronteira exploratória e o aproveitamento de todos os efeitos dela decorrentes. Destaca-se assim, primeiramente, a necessidade de que a construção do novo modelo institucional incorpore um processo de negociação política que lhe dê sustentabilidade no longo prazo, através da construção de consensos mínimos que viabilizem a convergência de perspectivas que são comuns e a possibilidade de negociação continuada em torno daquelas que são distintas. Da mesma forma, vale destacar a importância da implementação de políticas que procurem não somente manter os instrumentos já utilizados para aumentar a capacidade produtiva em E&P e no refino, mas também criar condições para elevar a competitividade da indústria para-petrolífera nacional, e promover a pesquisa tecnológica para otimização das atividades de E&P.

Neste sentido, deve-se concluir que o substancial aumento das reservas e produção petrolíferas (e de gás) deve ser acompanhado de uma também substancial preocupação por parte dos gestores de política energética para que não sucumbam a pressões políticas para privilegiar determinados temas em detrimento de outros. Uma boa política energética é aquela integrada e consistente em todas as suas esferas, e desta percepção depende a capacidade da indústria nacional de petróleo para se desenvolver e aproveitar a imensa oportunidade que se vislumbra.

4. DINÂMICA DOS INVESTIMENTOS NO SETOR DE GÁS NATURAL

⁴³ Trillion cubic metres: trilhões de metros cúbicos

4.1. Dinâmica Global do Investimento

De forma a examinar a dinâmica global de investimento no setor de gás, este trabalho analisa os determinantes que influenciam diretamente o processo de investimento na cadeia gasífera, quais sejam: recursos naturais; tecnologia; organização dos mercados; e instituições.

4.1.1. Recursos Naturais

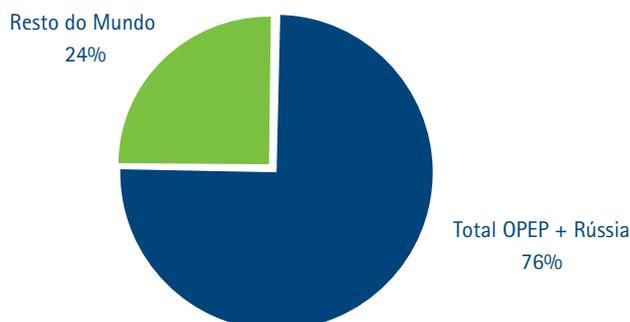
A indústria de gás natural, como todas as indústrias de energia, diferencia-se dos demais setores industriais em função de sua importância estratégica para a segurança nacional. Nesse sentido, as questões associadas à evolução das reservas de hidrocarbonetos, ao aumento da dependência americana e europeia das importações de energia e à concentração das novas descobertas nas regiões fora da zona de influência da OCDE são essenciais para se entender a dinâmica do investimento na indústria de gás natural.

Em 2007, as reservas provadas de gás natural no mundo totalizaram 177 Tcm⁴³ trilhões de metros cúbicos. Comparando os valores das reservas mundiais em 1980 (82 Tcm) com os valores de 2007, verifica-se um crescimento de 115% na disponibilidade de gás natural, fruto do intenso esforço exploratório dos últimos 25 anos.

O crescimento da disponibilidade de gás natural no mundo deveu-se principalmente às descobertas na área do Pacífico (crescimento de 224% em relação a 1980) e no Oriente Médio (crescimento de 196% em relação a 1980), com destaque para as descobertas na Austrália e no Catar. De todas as regiões, apenas a América do Norte apresentou uma redução de suas reservas provadas de gás natural no período analisado (-20%). Na Eurásia, embora as reservas provadas de gás natural tenham passado de 34 Tcm para 59 Tcm, entre 1980 e 2007, houve uma nítida concentração na Rússia e nos países da extinta União Soviética, como Turmequistão, Azerbaijão e Cazaquistão, que representam conjuntamente 85% das reservas provadas da Região.

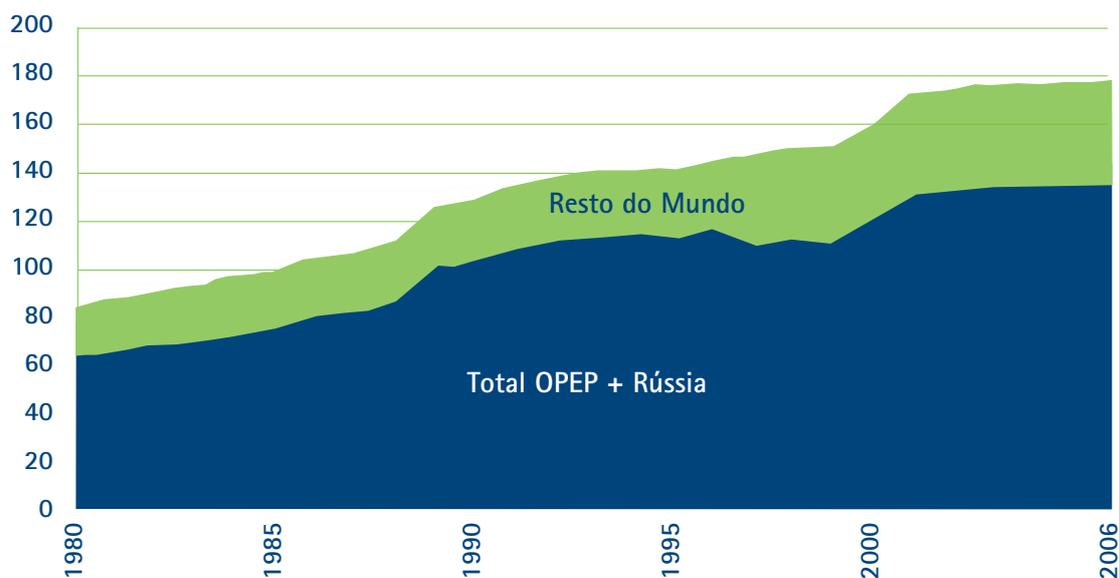
Nesse sentido, em contraposição ao aumento do consumo de gás natural nos Países da OCDE, verificou-se, entre 1980 e 2007, uma concentração das reservas de gás natural nos países pertencentes à OPEP e na Rússia (figuras a seguir). Em 2007, cerca de 76% das reservas de gás natural encontravam-se nos territórios desses países. A Rússia, o Iran e o Catar sozinhos respondem atualmente por 55% das reservas mundiais. A concentração das reservas de gás natural nas regiões fora da zona da OCDE acentua a já elevada importância geopolítica do gás natural.

Figura 4.1 - Reservas Provadas (2007)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da BP Statistic 2008

Figura 4.2 - Reservas Provadas (Tcm)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da BP Statistic 2008

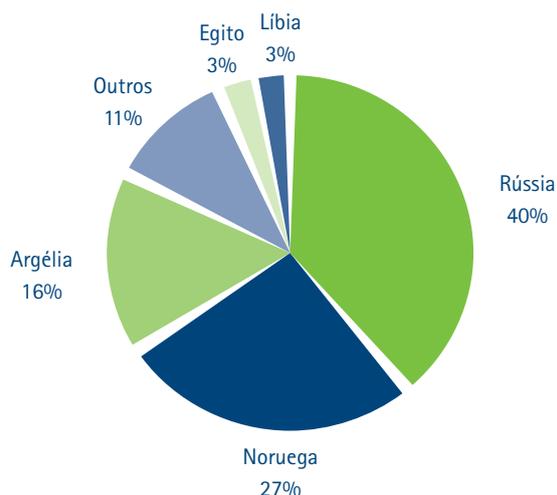
As questões geopolíticas relativas ao setor energético se devem à forte interdependência entre os países que comercializam energia. No caso do petróleo esta interdependência está basicamente associada à concentração das exportações mundiais num pequeno número de países detentores de grandes reservas. No caso do gás natural, a interdependência vai além do problema da concentração das reservas. O transporte do gás natural está sujeito a inflexibilidades importantes. O transporte dutoviário, principal meio de transporte de gás, estabelece uma forte dependência entre o país consumidor e o país exportador. Além disso, o custo de estocagem do gás natural inviabiliza a formação de estoques estratégicos relevantes, como ocorre no caso do petróleo. Desta forma, países importadores de gás, via gasoduto, estão sujeitos a importantes riscos de desabastecimento (terrorismo, acidentes, condições de tempo).

⁴⁴ Participação das importações sobre o total consumido.

No caso do Gás Natural Liquefeito (GNL), essa interdependência não é muito menor. Atualmente a capacidade de liquefação está concentrada em 12 países, sendo que quase todos estes países têm sua capacidade de produção comprometida por contratos de longo prazo. Assim, caso haja alguma interrupção no fornecimento de grandes quantidades de GNL, não é possível substituir rapidamente este fornecedor.

O aumento da dependência energética da União Europeia e dos Estados Unidos, principalmente em relação aos hidrocarbonetos, acentua, dessa maneira, a importância geopolítica do gás natural. Na União Europeia (EU 27), o gás natural representou em 2006 cerca de 24% da matriz energética, sendo a taxa⁴⁴ de dependência energética em relação ao gás igual a 60%. Entre os principais países exportadores de gás para a União Europeia destacam-se a Rússia, Noruega e Argélia, sendo a Rússia responsável por 40% das exportações (figura 4.3). A dependência da importação de gás natural de empresas estatais estrangeiras (Gazprom – Rússia –, Sonatrach – Argélia – e StatoilHydro's – Noruega) torna a oferta de gás natural para a Europa sensível às pressões políticas dos governos locais. Estima-se que a dependência da União Europeia em relação à importação de gás natural passará, em 2030, para 80%.

Figura 4.3 - Importações de Gás Natural da União Europeia em 2007 (EU 27)



Fonte: Percebois, Jacques (2008)

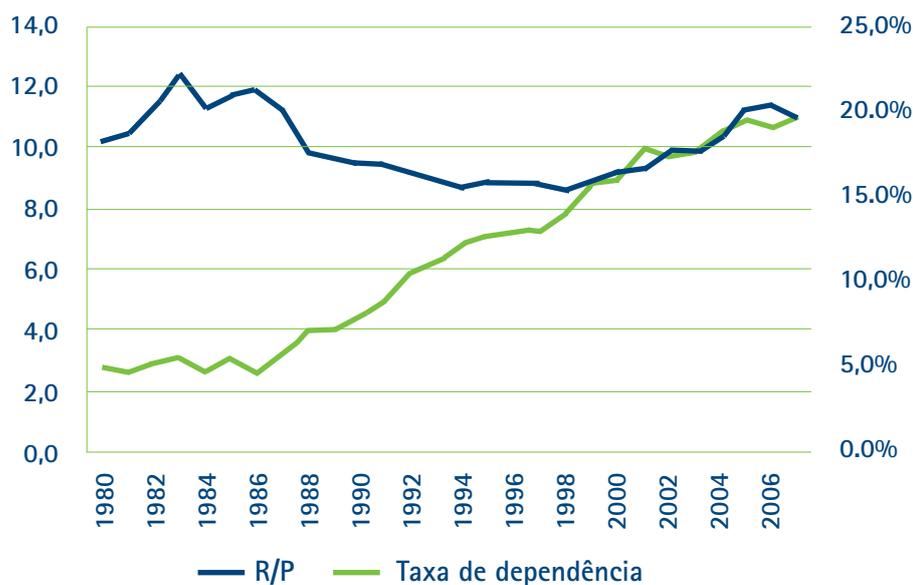
A expectativa de elevação da dependência das importações de gás natural associada às questões de segurança energética vem estimulando os investimentos europeus na expansão da produção interna e na diversificação das fontes supridoras. No que diz respeito à diversificação da oferta, a principal iniciativa europeia é o aumento da participação do GNL nas importações de gás. Contudo, o crescimento da demanda de gás natural acima do crescimento da capacidade de liquefação na bacia do atlântico tem elevado a disputa dos novos contratos de GNL entre a Europa e os EUA, impondo limitações à diversificação das fontes supridoras de gás natural. Por outro lado, a Rússia vem tentando manter sua posição privilegiada no fornecimento de gás para a Europa através do controle das reservas do Mar Cáspio (acordo de 2007 entre Rússia, Turmequistão e Cazaquistão), do controle dos gasodutos (Bielorússia e Turquia) e evitando a passagem de seus gasodutos por países em transição política.

Recentemente, a Gazprom vem adquirindo o gás natural de baixo custo do Cazaquistão, do Uzbequistão e do Turmequistão e vendendo para a Europa a preços internacionais. Tendo em vista as imensas reservas que a Rússia possui, fica claro que o principal objetivo da Gazprom com os contratos do Mar Cáspio é controlar o suprimento de gás para a Europa e auferir lucros a partir do diferencial de preço existente entre o mercado europeu e os contratos firmados com o Cazaquistão, Uzbequistão e Turmequistão. Além do controle do gás na área do Mar Cáspio, vem sendo desenvolvido pela Gazprom, no Estreito de Tatar, na Sibéria, o projeto de Sakhalin II que consiste basicamente na construção de uma infraestrutura de produção, liquefação e exportação de gás para a China e para o mercado do Pacífico. O objetivo da Rússia no desenvolvimento do projeto de Sakhalin II é reduzir sua dependência em relação ao mercado europeu de forma a possibilitar melhores condições contratuais.

Nos EUA, o gás natural representou, em 2007, 25% da matriz energética do país. As reservas americanas de gás natural, que em 2007 totalizavam 5,98 Tcm, apresentaram um crescimento de apenas 6% em relação a 1980, de forma que a razão Reserva/Produção (R/P) dos EUA (10,9 anos) praticamente mantém-se inalterada desde 1980.

O consumo de gás natural americano, por outro lado, cresceu cerca de 16% entre 1980 e 2007, de forma que as necessidades de importação vêm apresentando um relativo aumento nos últimos anos. A taxa de dependência, que em 1980 era de 4,9%, em 2007 foi de 19,8%, como se pode ver na figura 4.4.

Figura 4.4 - EUA: Taxa de Dependência e Razão Reserva Produção



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da BP Statistic 2008 e EIA-DOE

Dessa forma, no que diz respeito às reservas mundiais de gás natural, percebe-se nitidamente uma separação entre as regiões consumidoras e as regiões com importantes dotações desse recurso. O aumento da dependência energética dos EUA e da Europa em relação à importação de países não alinhados à ordem econômica ocidental vem, dessa maneira, condicionando os investimentos globais na indústria de gás na busca de uma maior diversificação das fontes supridoras.

Em decorrência dos fatos abordados acima, os investimentos na expansão dos gasodutos de transporte vêm sendo preferido em relação aos investimentos em novas plantas de GNL. A flexibilidade característica do GNL, os menores riscos de mercado e político-institucionais têm concentrado os investimentos na cadeia de GNL com importantes impactos na dinâmica do comércio internacional de gás natural.

4.1.2. Tecnologia

A dinâmica dos investimentos na cadeia do gás natural foi afetada de forma muito significativa pelo processo de inovações tecnológicas que abriu novas oportunidades de mercado para o gás natural. As inovações que tiveram maior impacto na dinâmica de investimento da cadeia de gás natural foram: i) desenvolvimento e difusão das Turbinas a Gás em Ciclo Combinado – TGCC; o melhoramento da tecnologia de liquefação, transporte e regaseificação do gás natural – GNL; e desenvolvimento da tecnologia dos veículos movidos a gás natural – GNV. Estes três conjuntos de tecnologias permitiram uma forte expansão da demanda de gás natural e, por consequência do comércio mundial de gás natural.

4.1.2.1. Geração por Ciclo Combinado

Algumas características técnicas e econômicas das Turbinas a Gás em Ciclo Combinado se adequaram melhor ao contexto de desregulamentação do setor elétrico dos anos 1990. Dentre estas se destacam:

- i. Compacidade: custo de capital e tempo de construção menores⁴⁵ ;
- ii. Simplicidade: custos de manutenção e operação mais baixos;
- iii. Modularidade e divisibilidade: flexibilidade na operação e expansão da atividade de geração;
- iv. Eficiência: gastos com combustíveis menores;
- v. Limpeza e baixo impacto visual: adequação às novas e severas normas ambientais e localização facilitada junto aos centros de consumo.

⁴⁵ Segundo a Agência Internacional de Energia o custo de capital para as diferentes fontes de energia em 2004 situa-se nos seguintes patamares: US\$400 a US\$600 para TGCC; US\$800 a US\$1.300 para plantas a carvão convencionais (turbinas a vapor); US\$1.700 a US\$2.150 para plantas nucleares; US\$1.900 a US\$2.800 para hidrelétricas.

O ambiente de maior incerteza para os investimentos no setor elétrico tornou a geração a partir da TGCC muito atraente. Grande parte da expansão do setor elétrico nos países da OCDE durante a década de 1990 foi baseada em projetos de geração termelétrica. A geração elétrica permitiu dinamizar o mercado de gás em países como os EUA, Canadá, Reino Unido, onde a demanda industrial e residencial já estava numa fase de estagnação. Por exemplo, a participação da geração elétrica no crescimento da demanda de gás entre 1994 e 2004 foi de 40% nos Estados Unidos e Argentina, 90% no Reino Unido, 70% na Austrália, e 50% na Itália.

Além de contribuir para rejuvenescer os mercados maduros, as TGCC representaram uma grande oportunidade para o desenvolvimento da IGN em países de menor nível de desenvolvimento econômico. A elevada intensidade de capital dos sistemas de transporte e distribuição de gás natural por dutos havia limitado o desenvolvimento da IGN a países mais desenvolvidos, com um custo de capital mais baixo. As TGCC representaram uma demanda de gás cujo suprimento não requer grande infraestrutura de transporte e distribuição. As usinas termelétricas podem ser localizadas próximas dos pontos de produção e importação.

No entanto, uma questão importante do desenvolvimento tecnológico da turbina a gás deve ser encarada com atenção pela indústria de gás: a flexibilização desta tecnologia em relação aos seus insumos. Na medida em que esta flexibilização se viabilize, a forte correlação existente entre a ampliação do uso da turbina a gás como tecnologia de geração e a crescente demanda de gás se enfraquece.

4.1.2.2. Inovações na Cadeia do Gás Natural Liquefeito – GNL

O desenvolvimento das tecnologias do GNL vem permitindo a oferta de gás natural para países sem dotação de recursos, com impactos muito importantes para a demanda e comércio mundial de gás. O GNL tem aumentado progressivamente sua participação no comércio internacional de gás. Atualmente, mais de um quarto do comércio internacional de gás (813 BCM/ano em 2008) é feito pela cadeia GNL (226,3 BCM/ano).

Tendo em vista os custos mais elevados da cadeia do GNL, o processo de inovação neste segmento da indústria visou a redução dos custos médios, para viabilizar empreendimentos para transporte de gás de reservas situadas em regiões cada vez mais distantes dos centros de consumo. A distância máxima de transporte aumentou constantemente durante a história da indústria do GNL. Esta distância passou de 2.900 km (Argélia - Reino Unido) nos anos sessenta, para 12.000 km (entre o Oriente Médio e o Japão) nos anos setenta, atingindo 24.000 km nos anos oitenta com o transporte de GNL entre Indonésia e os EUA. Atualmente, a Europa tem contratos firmes para importação de GNL da Austrália.

Tendo em vista que os custos fixos na cadeia GNL representam a maior parte dos custos totais, o processo de inovação tradicional se orientou para a exploração das economias latentes de escala em todas as fases da cadeia. Nas centrais de liquefação, que representam cerca de metade dos investimentos totais na cadeia GNL, buscou-se aumentar a capacidade das unidades de liquefação (ou trens como são conhecidas estas unidades), visando uma redução dos custos de investimento na capacidade instalada.

No segmento do transporte do GNL, propriamente dito, as economias de escala também têm sido significativas. Estas economias se devem ao aumento do tamanho dos navios metaneiros. Os primeiros metaneiros empregados no transporte internacional de GNL tinham capacidade de cerca de 27.400 m³. A capacidade dos metaneiros disponíveis no mercado atualmente é de 140.000 m³ embora já existam projetos de 266.000 m³. O potencial das economias de escala no segmento do transporte do GNL, que corresponde a, aproximadamente, 30% dos custos da cadeia GNL, ainda não foi esgotado. Entretanto, o aumento da capacidade dos metaneiros enfrenta dificuldades devido aos problemas de complementaridade tecnológica com a infraestrutura portuária existente nas plantas atuais de regaseificação do GNL.

O crescimento do mercado do GNL representou um incentivo para o esforço de inovação na cadeia do GNL, levando as empresas a buscarem um melhor posicionamento competitivo através do processo de inovação tecnológica. As mudanças no ritmo e na direção do processo de inovações na indústria do GNL implicaram uma verdadeira revolução econômica da indústria do GNL, com os custos de investimento se reduzindo pela metade. A principal trajetória tecnológica explorada pelas empresas foi a exploração das economias de escala no processo de liquefação, que representa cerca de 50% dos custos na cadeia GNL.

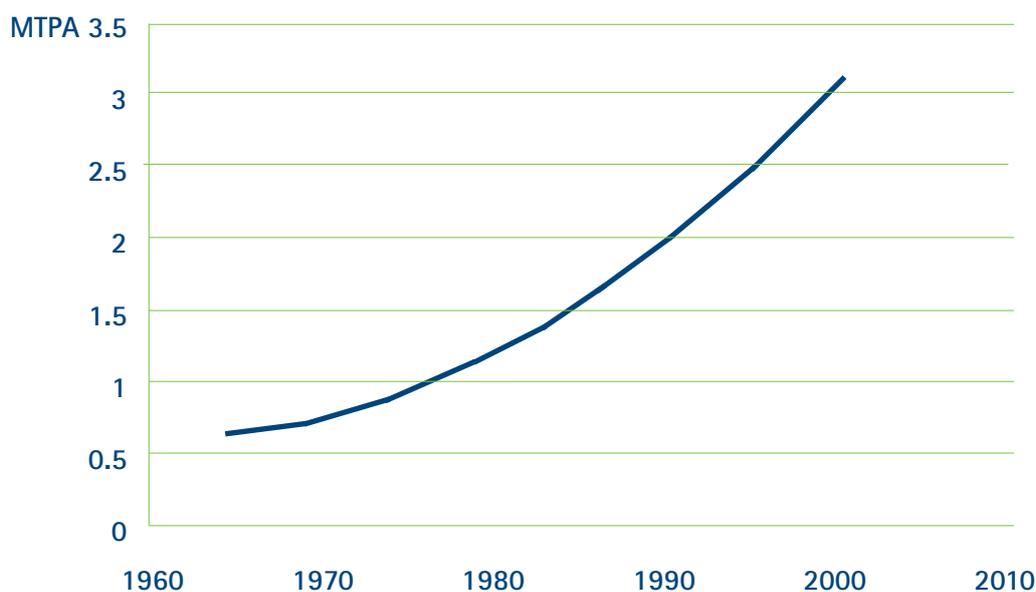
Figura 4.5 - Evolução dos Custos Médios de Investimento nas Usinas de Liquefação

Período	Custos* de investimento (toneladas de capacidade anual)
De 1965 a 1970	\$ 540
De 1971 a 1985	\$ 550
De 1986 a 1995	\$ 500
De 1996 a 2000	\$ 240

*Em dólares de 1995

Fonte: Terzian (1998)

Figura 4.6 - Evolução da Escala dos Trens de Liquefação dos projetos de GNL



Fonte: Avidan e Richardson (2002)

A partir dos anos 2000, o esforço de inovação na cadeia do GNL vem se orientando também para o desenvolvimento de novas opções tecnológicas de liquefação e regaseificação mais adaptadas à evolução do contexto econômico da IGN. O processo de liberalização da IGN e o desenvolvimento de mercados de curto prazo e spot para o gás criaram uma demanda para a redução das especificidades dos ativos ao longo da cadeia do gás. Ou seja, tendo em vista a maior variação dos preços do gás nos diferentes mercados regionais, surge uma demanda para uma oferta de GNL mais flexível. A construção de terminais de regaseificação de gás embarcada representa uma resposta a esta demanda por flexibilidade de oferta. Recentemente, vários projetos de terminais de regaseificação embarcados foram lançados, visando importar GNL com contratos de curto prazo. Estas plantas estão localizadas no Reino Unido, na Argentina e no Brasil.

Recentemente, também se observa um grande esforço tecnológico para o desenvolvimento e a comercialização de unidades de liquefação menores, voltadas para aplicação em alto mar - a construção de unidades de liquefação e estocagem de GNL flutuantes. O objetivo desta direção de inovação é a construção de unidades de liquefação compactas, de baixo custo de investimento, de construção rápida, para permitir a monetização de reservas de gás *offshore*.

4.1.2.3. Inovações no Gás Natural Veicular – GNV

Historicamente, o gás natural não teve um papel significativo no segmento de transporte veicular. A dominância dos combustíveis líquidos (gasolina e diesel) foi absoluta em função de suas vantagens tecnológicas e de preço. Entretanto, a partir das crises do petróleo nas décadas de 1970 e 1980, a elevação dos preços dos combustíveis líquidos justificou um esforço tecnológico visando reduzir as desvantagens tecnológicas do gás natural como combustível veicular. Vale ressaltar, que mesmo após a queda do preço do petróleo na segunda metade dos anos 1980, os preços da gasolina e do diesel permaneceram elevados em função do aumento da carga tributária na maioria dos países importadores de petróleo.

A principal desvantagem tecnológica do gás natural em relação aos combustíveis líquidos diz respeito à tecnologia de armazenamento do gás em cilindros. Os cilindros eram muito pesados e armazenavam pouco gás, reduzindo a autonomia do veículo. A partir do esforço de inovação na década de 1980, o peso caiu e a capacidade de armazenamento dos cilindros aumentou significativamente, melhorando em muito a desvantagem tecnológica dos veículos a GNV.

A partir da década de 1980, vários países do mundo implementaram políticas públicas visando a difusão do GNV na sua matriz de transporte. As principais motivações para estas políticas são a redução do impacto ambiental do transporte e a redução da dependência energética através da diversificação da matriz energética nacional. Vale ressaltar ainda que os países desenvolvidos tendem a serem mais sensíveis à questão ambiental, enquanto que os países em desenvolvimento tendem a serem movidos pelas questões energéticas relativas à disponibilidade e preço.

O desenvolvimento do mercado de GNV vem tendo um impacto significativo na demanda mundial de gás. O mercado mundial de GNV já atingiu cerca de sete milhões de veículos e 10.700 postos de abastecimento. Os principais mercados para o GNV no mundo são: Argentina, Paquistão, Brasil, Itália, Índia, Estados Unidos. Portanto, o GNV vem se difundindo em praticamente todas as regiões do mundo.

Figura 4.7 - Principais Mercados de GNV no Mundo – 2008

País	Veículos (mil)	Postos de abastecimento
Argentina	1.650	1.400
Paquistão	1.550	1.600
Brasil	1.400	1.450
Itália	443	550
Índia	330	320
Irã	260	180
EUA	150	1.300
Outros	1.167	3.900
Total	6.950	10.700

Fonte: IANGV (2008).

4.1.3. Organização dos Mercados

As reformas institucionais – abordadas no item seguinte – resultaram na transformação do ambiente econômico e institucional que marcou o período do pós-guerra, ancorado na constituição do modo de organização industrial monopolista e verticalizado. A redução das barreiras institucionais gerou oportunidades de negócios para que novos operadores, dotados de capacitação tecnológica, especialização e condições financeiras, disputassem fatias de mercado com as empresas instaladas. A busca pela diversificação e internacionalização das atividades tem sido a tônica dos novos comportamentos estratégicos. Em particular, estes movimentos têm facilitado a convergência de negócios nas cadeias de gás e de eletricidade.

O aumento da competição nas indústrias de energia levou as empresas a adotarem novas estratégias competitivas. Nos últimos anos, verificou-se um processo de diversificação das empresas do setor elétrico para a indústria de gás natural. Além da entrada de novos agentes, houve uma diversificação das empresas de *upstream* para outros segmentos da cadeia de gás natural, como transporte e distribuição.

O aumento do número de fusões e aquisições (ver figura 4.8) entre empresas de eletricidade e gás natural, principalmente na Europa, evidencia a tendência de diversificação das empresas do setor energético. Um exemplo é o caso da fusão entre a empresa Suez e a GDF que em julho de 2008 criou uma das maiores empresas de energia da Europa.

Muitas vezes apoiados pelos governos locais, os processos de fusão e aquisição entre as empresas do setor elétrico e as empresas de gás natural têm por objetivo a criação de "*European Champions*" ao invés de "*National Champions*". Em outras palavras, o mercado europeu de gás e eletricidade vem caminhando para uma estrutura concentrada em poucas e grandes empresas multi-fronteiriças.

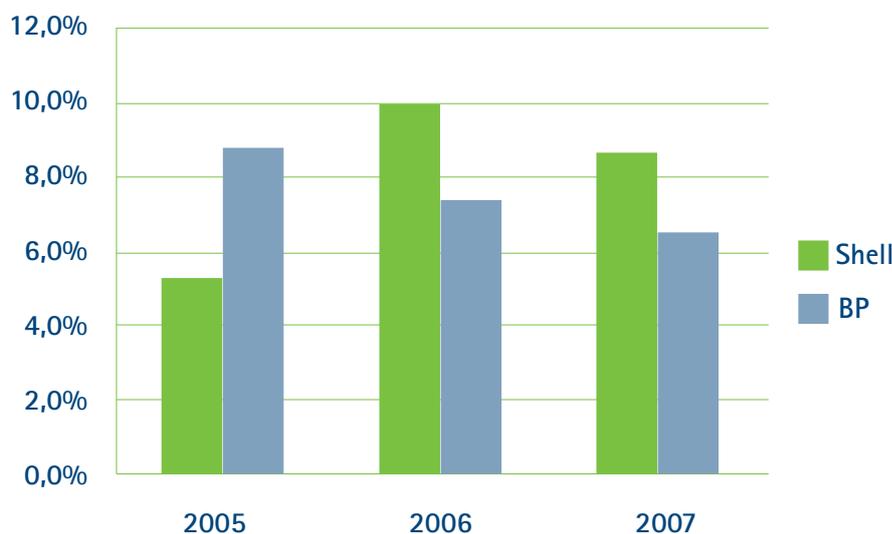
Figura 4.8 - Principais Fusões e Aquisições no Mercado de Eletricidade e Gás Natural (2007 e 2008)

Empresa Alvo	Nacionalidade Empresa Alvo	Empresa Compradora	Nacionalidade Empresa Compradora	Ano da Negociação
GDF	França	Suez	França	2008
Endesa S.A.	Espanha	ENEL SpA/Acciona	Itália	2007
OGK-4 OAO	Rússia	E.ON AG	Alemanha	2007
Mosenergo OAO	Rússia	Gazprom OAO	Rússia	2007
Energy East Corp	Estados Unidos	Iberdrola SA	Espanha	2007
Power Station*	México	Gas Natural SDG SA	Espanha	2007
		SDG SA		

Fonte: PricewaterhouseCoopers: Power Deals* 2007 Annual Review – Mergers and acquisitions activity within the global electricity and gas market – all published transactions

No que se refere à entrada das empresas de petróleo nos segmentos de gás e eletricidade, vê-se um aumento significativo nos investimentos dessas empresas nesses setores. A participação do setor de gás e energia na receita total de muitas empresas de petróleo vem aumentando nos últimos anos o que evidencia uma estratégia de diversificação das empresas petrolíferas.

Figura 4.9 - Participação do segmento de gás e energia no total de receitas das empresas de petróleo.



Fonte: Elaboração própria a partir do relatório de atividades das empresas

No que se refere à comercialização do gás natural, destaca-se nas últimas décadas o surgimento e amadurecimento de mercados de curto prazo e spot. O desenvolvimento desses mercados é resultante de uma série de fatores que foram, progressivamente, transformando as condições de base da IGN, culminando numa política deliberada para promoção da competição no mercado final de gás natural. As políticas visando o desenvolvimento de um mercado competitivo tiveram como pilar a liberalização dos grandes consumidores e a introdução do livre acesso à infraestrutura de transporte e distribuição de gás. A partir da liberalização destes consumidores, um grande número de agentes passou a negociar gás no mercado por atacado, com o aumento da utilização dos contratos de curto prazo na comercialização do gás.

Os fatores determinantes do funcionamento dos mercados secundários e Spot são a diversidade da oferta, o número de agentes com direitos de escolher seus fornecedores de gás e o custo de transação. A respeito deste último fator, vale ressaltar que a padronização de contratos de *commodity* e de capacidade pode contribuir sobremaneira para reduzir o custo de transação, facilitando as transações.

Atualmente, podem-se destacar dois importantes mercados de curto prazo e *Spot*, o mercado do Reino Unido e o mercado americano. No caso do Reino Unido, embora cerca de 80% das negociações bilaterais se dê sob a forma de contratos de longo prazo, o número de negociações no mercado secundário e *Spot* do país vem crescendo nos últimos anos.

Os contratos de curto prazo se referem a um período entre três meses e um ano enquanto o mercado *Spot* compreende a realização de transações multilaterais através de leilão eletrônico de contratos padronizados de curto prazo de compra e venda de gás e de capacidade de transporte. No Reino Unido existem três tipos de mercado, o mercado *spot* nos pontos de entrada específicos da rede de transporte, o mercado *spot* em um ponto de referência dentro da rede de transporte e um mercado *spot* de ajustamento de oferta-demanda.

A comercialização de gás no sistema corresponde à comercialização em um mercado *spot* localizado no *hub* virtual NBP (National Balancing Point), que compreende um ponto imaginário do sistema de transporte operado pela Transco. O operador do sistema de transporte, a Transco, age como um facilitador das transações, não participando dos termos financeiros da troca. Após os carregadores chegarem a um acordo sobre as condições da troca, eles realizam a nominação de seus fluxos de gás, determinando os pontos de entrada e saída.

Nos EUA, a dimensão e a diversidade de agentes fizeram deste país o pioneiro no desenvolvimento de um mercado competitivo para o gás natural. Este processo de introdução da concorrência se deu após uma fase de desenvolvimento da indústria com forte intervenção estatal.

A liberalização do mercado final de gás nos EUA se tornou efetiva em 1985, com a Portaria do FERC n. 436 que permitiu os grandes consumidores e as empresas de distribuição local a comprarem gás diretamente dos produtores. A partir desta data, desenvolveram-se nos EUA vários mercados *spot* de gás (*market hubs e market centers*). Com a possibilidade de comprar diretamente dos produtores, os grandes consumidores do setor industrial e comercial, deixaram de comprar gás das empresas distribuidoras. Em 1998, cerca de 75% das vendas para o setor industrial e 25% para o setor comercial foram realizadas por fornecedores diferentes das empresas de distribuição local.

Atualmente, uma parcela considerável das transações de compra e venda de gás natural acontece no mercado spot sendo o Henry Hub o principal preço de referência desse mercado.

⁴⁶ Os dois choques do petróleo, em particular o segundo, reduziram o nível de atividade econômica em escala global, desencadeando, em muitos países, profundos desajustes fiscais.

⁴⁷ Disseminação dos pensamentos liberais monetaristas de Friedman e Hayek.

4.1.4. Instituições

A partir do final da década de 1970 e durante toda a década de 80, um conjunto de fatores econômicos⁴⁶, políticos e ideológicos⁴⁷ desencadeou um processo de reforma nos países ocidentais, que culminou com a redução do tamanho do estado através da privatização de inúmeras empresas de utilidade pública. Na indústria de gás natural (IGN), estas reformas buscaram introduzir diferenciadas formas de competição na cadeia do gás, exigindo uma série de inovações institucionais, nas formas de organização da indústria e de comercialização do gás.

Dentre as principais mudanças institucionais, destaca-se a criação de órgãos reguladores autônomos ou mesmo o reforço do papel destes agentes na regulação da IGN (Austrália e EUA). A principal missão da regulação tradicional abarcava a regulação dos monopólios, em particular os aspectos ligados à regulação tarifária. A privatização e a introdução da competição na indústria de gás natural suscitaram novas e importantes questões a serem respondidas pelos órgãos reguladores recém criados. Estes órgãos ganharam uma missão adicional que foi promover, disciplinar e regular o processo de competição.

Com o objetivo de promover o incremento da eficiência sem comprometer os níveis de investimento, foram separados os segmentos de monopólio natural (transporte e distribuição) dos segmentos competitivos (produção e comercialização). Em muitos casos, de forma a evitar práticas anti-competitivas, a participação de empresa de um segmento em outro foi limitada, quando não proibida.

Apesar dos processos de reformas terem tido objetivos relativamente semelhantes na grande maioria dos países, o novo desenho institucional das indústrias energéticas continuou apresentando variantes importantes de país para país. Apesar de quase todos os países analisados terem criado agências reguladoras, o seu escopo da regulação varia significativamente de país para país. Da mesma forma, o poder das agências em termos do escopo da regulação varia muito entre os países. Algumas agências, como o OFGEM no Reino Unido, têm poderes para realizar a defesa da concorrência no setor, podendo inclusive determinar mudanças na estrutura societária das empresas do setor. Outras agências não têm este tipo de poder, tendo um papel limitado na defesa da concorrência.

Outro traço marcante dos novos modelos regulatórios adotados, tanto em países com indústrias maduras quanto não-maduras, diz respeito ao desenvolvimento de modalidades de coordenação institucional. A diversidade institucional explica os diferentes métodos de intervenção do Estado em matéria de regulação. Nos países desenvolvidos, a tendência tem sido a intervenção *a priori* dos órgãos reguladores setoriais e a *posteriori* dos órgãos de defesa da concorrência, muitas vezes convocada pelo governo e/ou pelo regulador setorial para investigar casos de abuso da posição dominante. Entretanto, o sucesso desse tipo de arranjo institucional depende, de fato, das relações hierárquicas que podem ser estabelecidas. Isso é decorrente do desenho institucional, do apoio político, da estrutura organizacional e do tempo de vida de cada um dos órgãos.

O processo de privatização das indústrias de utilidade pública, em particular de gás natural, foi acompanhado pela desverticalização do setor o que deu origem a inúmeros novos agentes.

A análise dos casos inglês, italiano e espanhol evidencia as mudanças ocorridas na estrutura de mercado da indústria de gás desses países. No Reino Unido, por exemplo, a reforma do setor de gás natural levou ao desmembramento da British Gas. O sistema de transporte passou a ser operado por uma nova empresa, a Nacional Grid Transco (NGT), sendo separado da comercialização e da produção. O mercado final foi liberalizado, de forma que surgiram inúmeros novos comercializadores.

Na Espanha, o desenvolvimento inicial da indústria de gás natural se deu através de uma organização industrial caracterizada pela alta integração vertical, sem nenhuma abertura à concorrência. A empresa ENAGAS, inicialmente estatal e posteriormente privatizada, era a encarregada pelas atividades de abastecimento, importação e transporte de gás natural (incluindo a regaseificação). Após a adoção e incorporação da diretiva europeia do gás, iniciou-se a reforma do setor gasífero espanhol a partir do desmembramento da ENAGAS e da liberalização dos mercados finais.

A Itália, ao lado do Reino Unido, foi o país europeu que mais avançou no processo de liberalização, com a privatização parcial da estatal do setor (ENI) e a introdução da competição. A partir do Decreto Legislativo 164, que transpôs a Diretiva Europeia de gás para a legislação local, iniciou-se a reforma da indústria de gás italiana com a separação legal das atividades de transporte, estocagem, distribuição e comercialização e o livre acesso regulado a toda infraestrutura de

4.2. Tendências do investimento no Brasil

A dinâmica de investimento da indústria de gás natural brasileira tem sido caracterizada pela liderança da Petrobras na estruturação dos projetos responsáveis pela expansão da indústria. Apesar do fim do monopólio da Petrobras no setor a partir de 1988 na distribuição e a partir 1995 no restante da cadeia, a empresa ainda tem um papel central na determinação da dinâmica de investimentos do setor.

O desenvolvimento da indústria de gás natural brasileira é relativamente recente. Um das razões para o desenvolvimento tardio da indústria de gás no Brasil foi a limitada disponibilidade de recursos gasíferos por uma lado, e a prioridade dada pela Petrobras aos investimentos petrolíferos. A indústria de gás passou a ser priorizada na política energética nacional somente a partir da década de 1990. Os principais fatores que motivaram a política para a introdução na nossa política energética foram:

- a) Desenvolvimento das TGCC, que fez do gás natural uma alternativa interessante para a expansão do setor elétrico brasileiro, com investimentos privados;
- b) Interesse geopolítico do Brasil numa maior integração energética com a Bolívia.
- c) Surgimento de *players* globais dispostos a investir na indústria de gás na região.
- d) Nova estratégia empresarial da Petrobras, após a abertura do setor petrolífero brasileiro, orientada para internacionalização e diversificação dos negócios na área de energia.

Os fatores acima impulsionaram a estruturação de uma série de grandes projetos de investimentos associados à importação de gás natural da Bolívia, que marcaram a dinâmica dos investimentos no setor até 2006. Esta fase do desenvolvimento da indústria de gás no Brasil esgotou-se com a crise política na Bolívia a partir de 2004 e a nacionalização das reservas daquele país em 2006. A partir de então, o Brasil entrou numa nova fase da sua dinâmica de investimentos voltada para redução da dependência do suprimento boliviano, através do desenvolvimento de reservas domésticas e da importação de GNL. Ao contrário da fase anterior, que contou com significativa participação do investimento de empresas internacionais, a fase atual caracteriza-se por uma maior participação da Petrobras nos investimentos.

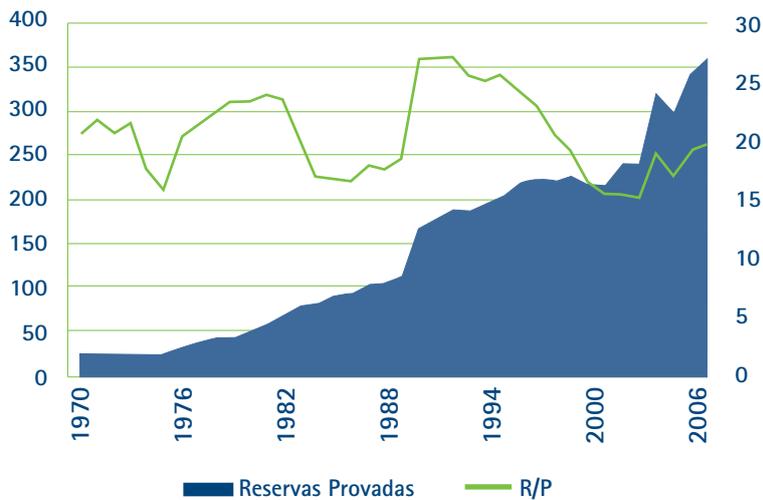
Para melhor compreender a dinâmica de investimentos descrita acima, é importante analisar em detalhes alguns fatores determinantes desta dinâmica no Brasil. Na sequência desta seção, analisamos como a disponibilidade de recursos, a tecnologia, a evolução institucional e da organização da indústria vêm impactando a dinâmica de investimento na indústria. Esta análise nos permitirá visualizar possíveis trajetórias para a evolução futura da dinâmica de investimentos na IGN brasileira.

4.2.1. Disponibilidade de Recursos Naturais na IGN Brasileira

Até a década de 80, as reservas brasileiras se restringiam aos recursos da região do Recôncavo Baiano, sendo toda a produção de gás voltada para o atendimento do setor industrial local. A partir das descobertas na Bacia de Campos e do Solimões, no início da década de 80, as reservas nacionais de gás natural deram um grande salto. Mais recentemente, a descoberta de novas reservas nas bacias do Espírito Santo e de Santos aumentou o potencial produtor do Brasil. Em 1964, as reservas provadas do Brasil totalizavam 16,5 BCM, em 1983 esse valor já era de 81,6 BCM. Atualmente, as reservas provadas de gás natural estão na ordem de 360 BCM.

Embora as reservas provadas do Brasil tenham aumentado de forma considerável nas últimas décadas, a razão reserva/produção, que em 1992 era de 27 anos, vem diminuindo em função da aceleração do ritmo de produção nacional. Em 2007, a razão reserva/produção do Brasil estava em confortáveis 20 anos.

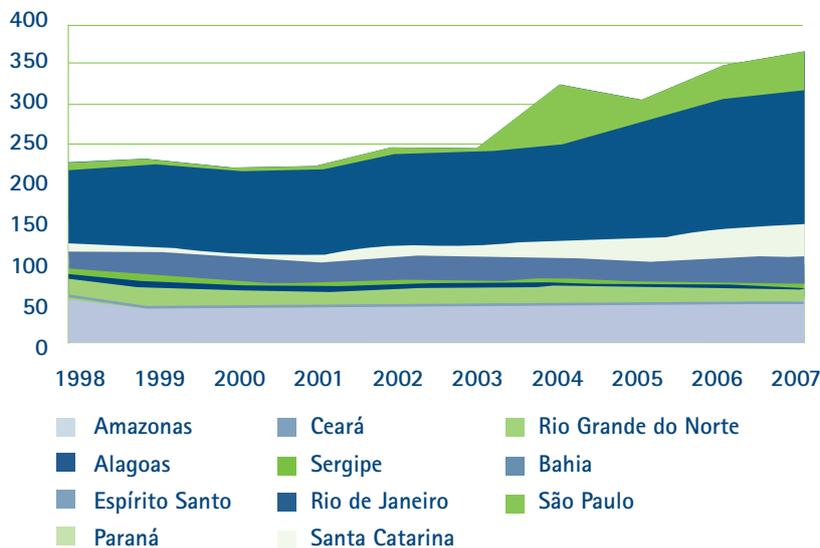
Figura 4.10 - Brasil: Reservas Provadas e Relação Reserva/Produção



Fonte: ANP, 2008

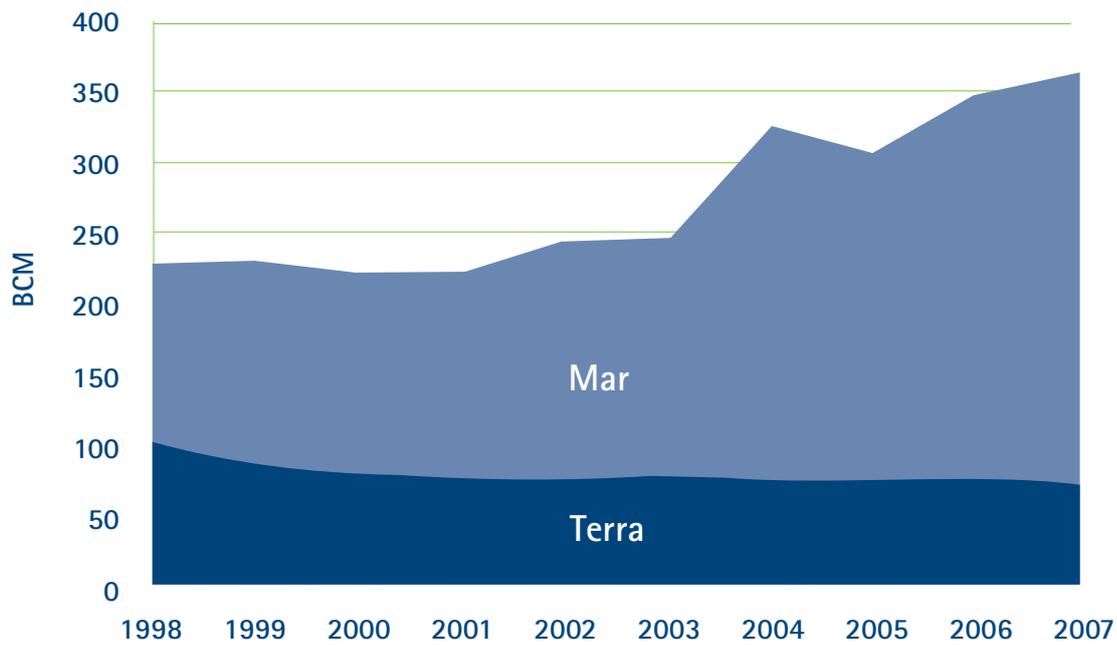
Entre os campos de produção com maiores reservas, temos Leste de Urucu (AM) e o campo de Marlim (Bacia de Campos), este último com 23,7 BCM de gás natural. A Bacia de Campos, atualmente, responde por mais de 50% das reservas totais de gás do país, de forma que o restante, 49,8%, está distribuído nas demais unidades operativas da Petrobras. No que diz respeito à localização geológica, a maior parte (80%) das reservas provadas de gás está localizada *offshore* sob uma lâmina d'água superior a 1.000 m.

Figura 4.11 - Brasil: Reservas Provadas por Localização Geográfica



Fonte: ANP, 2008

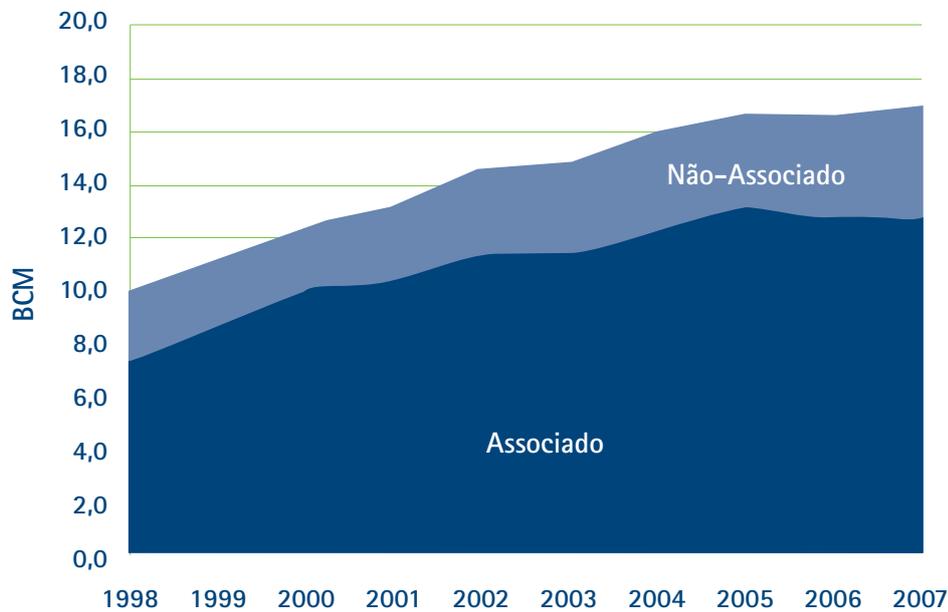
Figura 4.12 - Brasil: Reservas Provadas por Localização Geológica



Fonte: ANP, 2008

Em função das características geológicas dos reservatórios, grande parte das reservas de gás natural do Brasil encontra-se associada às reservas de petróleo. Dessa forma, no segmento de *upstream*, existe uma dificuldade metodológica de se distinguir os investimentos em petróleo dos investimentos em gás natural. Em 2007, 74% da produção de gás natural se deu sobre a forma associada.

Figura 4.13 - Brasil: Produção de Gás Natural



Fonte: ANP, 2008

A partir de 1999, com a conclusão das obras do GASBOL, iniciaram-se as importações de gás natural da Bolívia. Atualmente, o Brasil importa cerca de 10 BCM ao ano, o que equivale cerca de 28 milhões de metros cúbicos por dia⁴⁸ (MCM/d). Em 2006, o Brasil apresentou uma taxa de dependência das importações de 59%. Esses valores destacam a importância das importações de gás natural para o abastecimento interno do país, principalmente da Bolívia.

⁴⁸ A capacidade contratada de gás natural da Bolívia é de 30 milhões de metros cúbicos por dia.

Até 2006, o cenário favorável ao investimento estrangeiro na Bolívia fez o país vizinho ser a principal e quase exclusiva fonte de suprimento externo de gás natural para o Brasil. Entretanto, a crise política na Bolívia (iniciada já em 2003) vem levantando a importância da diversificação e da flexibilização da oferta de gás.

Nesse sentido, a Petrobras em conjunto com o governo brasileiro desenvolveu o Plano de Aceleração da Produção de Gás (Plangás) que teve como principal meta o aumento da oferta no Sul-Sudeste de 24 milhões m³/d para 40 milhões de m³/dia no final de 2008 e para 55 milhões de m³/dia no final de 2010.

Além dos projetos inseridos no Plangás, a entrada em operação da estação de regaseificação (Pecém) no Ceará e o término das obras da estação de regaseificação no Rio de Janeiro iram aumentar a capacidade de oferta de gás natural em 27 milhões de m³/dia, sendo 7 MCM no Ceará e 20 MCM no Rio de Janeiro. O Plangás vem priorizando a produção de gás não associado nos diversos reservatórios próximos à infraestrutura existente nos campos de Albacora, Roncador e Marlim Sul, além do desenvolvimento inicial de Jabuti. Na Bacia de Santos, a plataforma de Merluza será ampliada para 2,5 milhões de m³/d, com o desenvolvimento inicial do campo de Lagosta. Contudo, a exploração do gás não associado não apresenta a mesma atratividade da exploração do gás associado uma vez que o custo de oportunidade da produção de gás associado é próximo a zero.

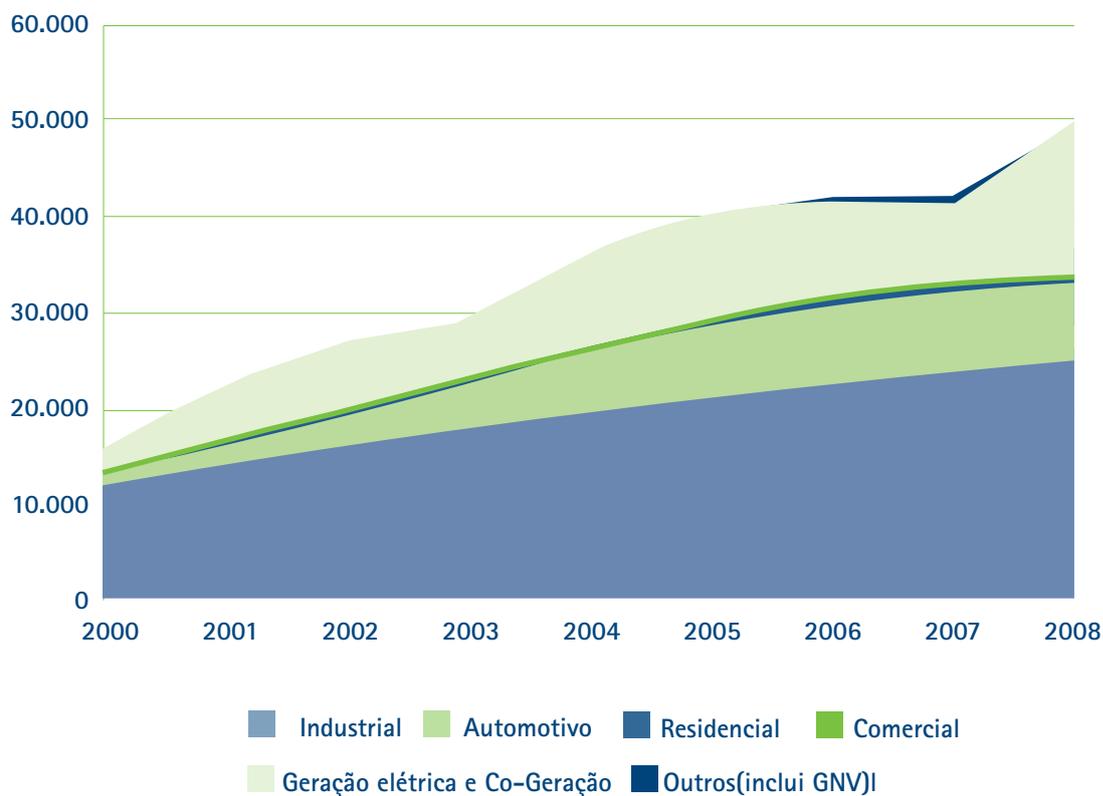
Considerando como *proxy* do investimento em E&P o número de poços perfurados, houve, entre 1998 e 2007, um aumento no investimento no segmento de *upstream* na ordem de 75%. Em 1998, o número de poços perfurados foi 351, já em 2007, esse número passou para 615 poços. De acordo com as diretrizes do Plangás, a Petrobras vem investindo para ampliar a oferta de gás natural através de investimentos nos segmentos de exploração e produção.

Segundo o planejamento estratégico da Petrobras 2009-2013, a empresa estima investir cerca de \$ 104 bilhões de dólares em E&P, sendo US\$ 13,5 bilhões na fase de exploração, US\$ 60,3 na fase de desenvolvimento e US\$ 17 bilhões no pré-sal. Esses valores representam um aumento do investimento de 60% em relação ao plano estratégico de 2008-12. No segmento de gás e energia, estima-se que o investimento da Petrobras até 2013 será de 10,6 bilhões de dólares sendo 8,2 bilhões em gás natural.

4.2.2. Tecnologia

O desenvolvimento da indústria gasífera brasileira não ocorreu à margem da evolução das tecnologias de gás. Todos os principais avanços tecnológicos mencionados na seção 4.1.2 tiveram um impacto muito significativo na demanda de gás natural no Brasil bem como na dinâmica de investimentos da IGN brasileira. Como podemos observar na figura 4.14, os segmentos de demanda que se destacam no Brasil são o setor industrial, setor de geração termelétrica e o mercado automotivo (GNV). Os segmentos residencial e comercial não apresentam uma demanda significativa.

Figura 4.14 - Evolução da Demanda de Gás no Brasil



Fonte: Abegás

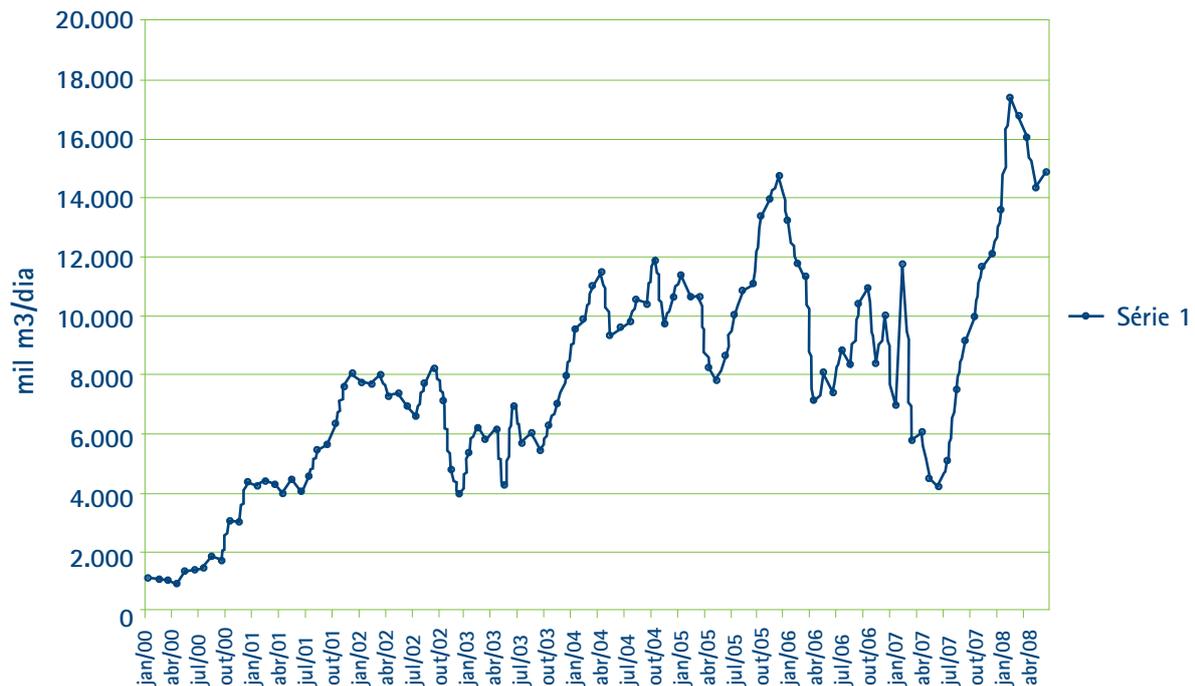
4.2.2.1. Turbinas a Gás

A geração elétrica a partir das TGCC teve um impacto muito importante na dinâmica de investimentos da IGN brasileira. Tendo em vista o grande potencial da demanda de gás para atendimento expansão do setor elétrico nacional a partir da geração térmica, grandes projetos para aumento da oferta de gás no Brasil se viabilizaram. A geração termelétrica a gás foi vista como a grande âncora para os projetos de importação e para a expansão da oferta interna.

A partir da maior disponibilidade de gás natural ocorreu um grande volume de investimento na geração termelétrica a gás. Em 2008, a capacidade instalada de termelétricas a gás se situava em torno de 9,4 GW. Esta capacidade instalada apresenta um potencial de demanda de gás em torno de 50 milhões de m³/dia. Ou seja, a capacidade de consumo de todas as térmicas seria equivalente ao volume total de gás consumido no mercado brasileiro, caso todas as térmicas fossem despachadas ao mesmo tempo. Entretanto, este grande potencial de demanda não se traduziu em consumo efetivo de gás pelo segmento termelétrico.

Com podemos observar pela figura 4.15, a demanda de gás natural pelo segmento termelétrico vem apresentando uma grande volatilidade. Este comportamento da demanda está associado ao papel desempenhado pelas térmicas no sistema elétrico nacional que é o de *hedge* físico para o risco hidráulico. Em função disso, as térmicas brasileiras são despachadas em função do comportamento das afluições naturais (chuvas), responsáveis pelo enchimento dos nossos reservatórios.

Figura 4.15 - Evolução da demanda de gás para geração elétrica



Fonte: Abegás

Essa peculiaridade das térmicas brasileiras implica na necessidade de dotar o suprimento de gás de uma flexibilidade compatível com a flexibilidade exigida pela função que as térmicas desempenham no nosso sistema elétrico. Isto significa que em condições de hidraulicidade desfavorável, grandes volumes de gás são mobilizados para gerar eletricidade, para, em seguida, face a uma melhora dessa hidraulicidade, serem desmobilizados. Em consequência, é necessário que o conjunto de contratos de suprimento de gás no país apresente mecanismos de interruptibilidade que permitam compatibilizar as características do nosso suprimento de gás para geração térmica com o suprimento de gás para outros setores da atividade econômica.

Esta peculiaridade do mercado elétrico nacional tem resultado em inovações tecnológicas e contratuais para dotar a IGN brasileira de uma maior flexibilidade de oferta e demanda. No que concerne à flexibilidade de oferta, vale destacar o investimento para conversão das termelétricas a gás natural para óleo combustível, tornando-as termelétricas bi-combustíveis. Cerca de 40% da capacidade de geração a gás natural foi convertida para óleo. Com isto, nos momentos em que a demanda termelétrica supera a capacidade de oferta de gás, parte das térmicas pode queimar óleo combustível no lugar de gás natural. Vale destacar ainda que a Petrobras vem buscando dotar a demanda de gás do setor industrial de uma maior flexibilidade, a partir da oferta de contratos que permitem a interrupção temporária desta demanda⁴⁹. Pelo lado da oferta, a principal inovação tecnológica proposta para atender a necessidade de flexibilização foi a importação de gás natural liquefeito.

⁴⁹ A seção x analisa as características dos contratos interruptíveis.

4.2.2.2. Gás Natural Liquefeito

A partir de 2006, quando as importações adicionais da Bolívia foram descartadas em função da crise na Bolívia, o GNL passou a ser visto como uma opção interessante para complementar a oferta doméstica de gás. O projeto da Petrobras para importar GNL apresentou um conjunto importante de inovações contratuais e tecnológicas. Tendo em vista a grande incerteza quanto ao comportamento da demanda termelétrica de gás, a Petrobras optou por importar GNL no mercado spot. Assim, foi feita uma negociação com a Agência Nacional de Energia Elétrica, no sentido de decidir com alguma antecipação (60 dias) o despacho das térmicas a gás. Desta forma, a Petrobras passou a contar com um período mínimo para contratar GNL no mercado spot e despachar o navio para o Brasil.

O desenvolvimento do mercado de GNL permitirá que o Brasil tenha acesso a um suprimento flexível para atender à demanda das usinas termelétricas, que é de natureza ocasional e de difícil previsão (uma vez que, segundo as regras correntes, a termelétrica é vista pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, enquanto um backup para a hidroeletricidade), além de ser uma forma de servir de *hedge* diante de eventuais restrições da produção nacional ou da importação boliviana.

A Petrobrás estima que a oferta proveniente do GNL alcançará 33,1 MCM /dia em 2012, auxiliando com que o Brasil venha a atender uma demanda estimada de 134 MCM/dia de gás natural; ao mesmo tempo, em que permanece importando, aproximadamente, 30 MCM/dia de gás boliviano.

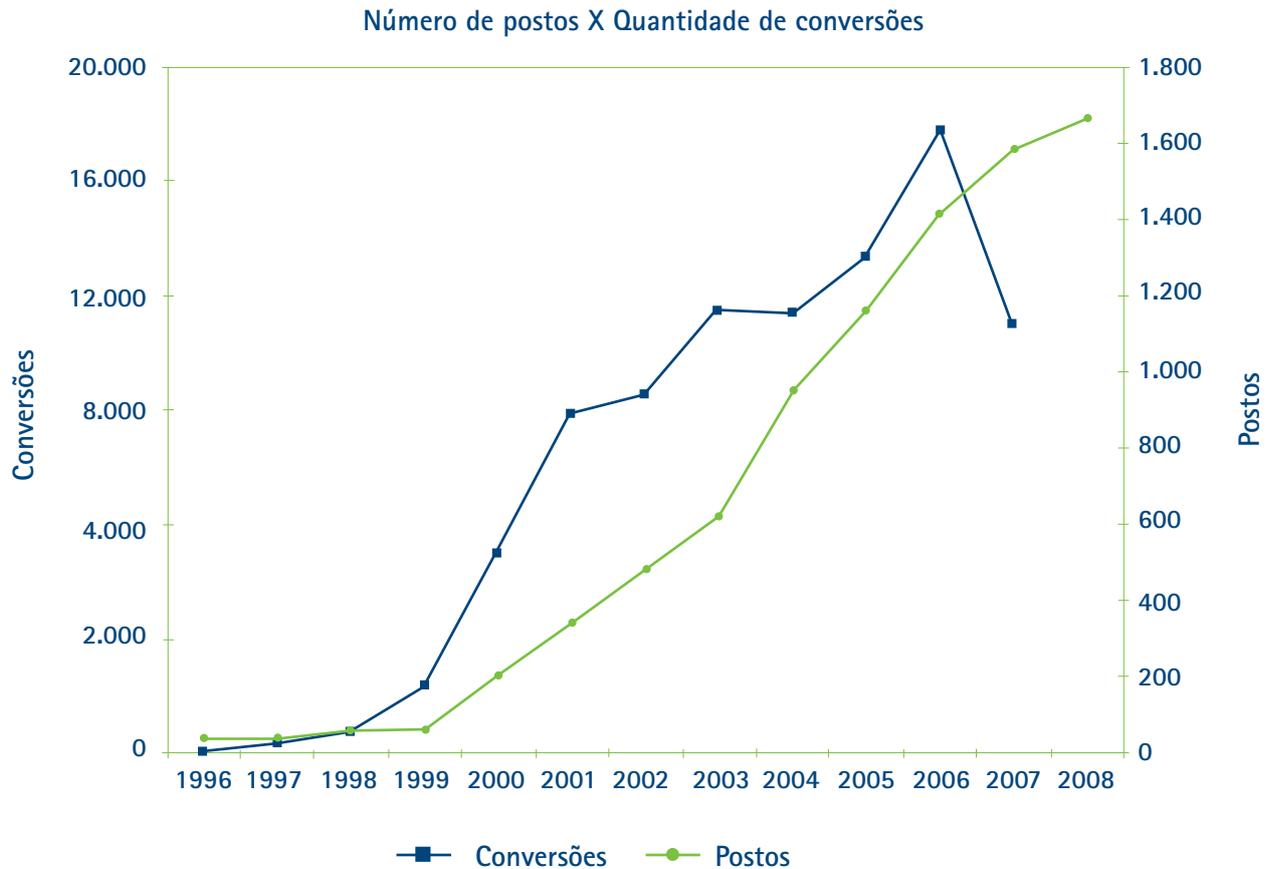
A escolha feita pela Petrobrás em investir em plantas de GNL embarcadas se insere numa das principais tendências da nova fase do desenvolvimento da tecnologia do GNL: (i) a maior dificuldade para obtenção de contratos de longo prazo para a venda do GNL, diante do intenso processo de liberalização dos principais mercados gasíferos mundiais; (ii) a possibilidade de que a mesma planta possa ser utilizada para monetizar reservas de mais de um campo, localizado em locais diferentes; (iii) o entendimento de que o investimento em plantas de regaseificação flutuante abre espaço para que se aproveitem oportunidades de negócios com a arbitragem entre estes mercados, que normalmente não estão interconectados; (iv) a possibilidade de grandes reduções de investimento nos projetos GNL proveniente da economia de investimentos em infraestrutura *offshore*, o que é uma grande vantagem, quando se está se referindo a expressivas distâncias do campo à costa terrestre, como no caso do pré-sal.

4.2.2.3. Gás Natural Veicular

Distintamente do que se pôde verificar em indústrias de gás natural mais maduras, tais como as dos Estados Unidos e as do Reino Unido, o segmento automotivo teve um papel muito importante para o desenvolvimento da IGN brasileira. Tal fato pode ser melhor compreendido por ser esta indústria ainda muito incipiente, conforme se pode constatar pela baixa capilaridade tanto dos gasodutos de transporte quanto dos de distribuição, ainda com reduzida penetração no interior do país.

A figura 4.16 mostra que o número de conversões e postos de abastecimento cresceram de maneira muito forte após a inauguração do gasoduto Bolívia-Brasil. Este crescimento foi ancorado na concessão de incentivos pela Petrobras (preços de gás atrativos para este segmento) e governos estaduais. Tais incentivos se justificavam pela insuficiência de demanda por gás natural nos outros segmentos de mercado, o que acabava por penalizar comercialmente a Petrobras no exercício das cláusulas de *take or pay* do contrato de importação. Dessa maneira, era coerente sinalizar as opções de comercialização de gás para as distribuidoras que começavam a conquistar clientes industriais e estimular outros usos como o do gás natural veicular (GNV).

Figura 4.16 - Evolução no número de conversões e no número de postos



Como se pode notar, a taxa média de crescimento anual do número de conversões de carros foi de 20,1 % ao ano no período 2000–2006, combinada com uma expansão da quantidade de postos de GNV da ordem de 18,3 % ao ano no período 2006–2008.

A maior penetração do GNV no país (em especial nos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Minas Gerais, Bahia, Pernambuco e Santa Catarina, que, em 2005, detinham 83% da frota de conversões acumuladas até esse ano) teve um papel fundamental para impulsionar o crescimento do consumo de gás natural. A participação do setor de GNV no consumo final de gás natural no Brasil aumentou de aproximadamente 4% no ano de 2000 para quase 18% em 2005. Este crescimento expressivo contribuiu significativamente para otimização do uso do gasoduto.

A partir de 2005, com o início do contexto de escassez de gás natural no país, os incentivos concedidos para o setor de GNV começaram a ser questionados. O governo federal por mais de uma ocasião sinalizou ao mercado que a conversão dos veículos para o GNV poderia sofrer uma redução nos incentivos não ter o suprimento da oferta de gás garantida. Assim sendo, criou-se sinais de desconfiança por parte dos consumidores. Os sinais do governo, juntamente com a elevação do preço do gás natural, contribuíram para uma queda expressiva no ritmo de conversões de veículos a partir de 2006.

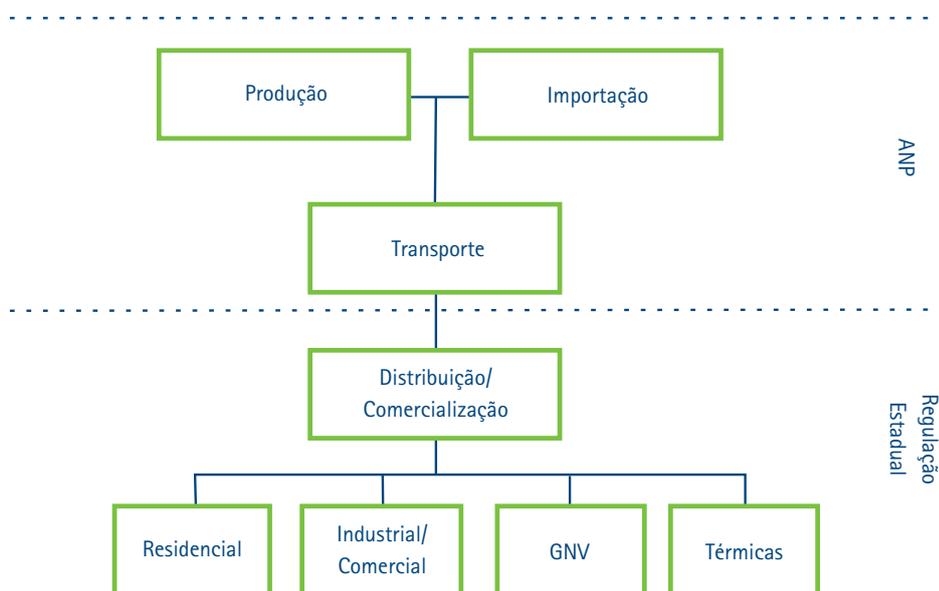
4.2.3. Organização dos Mercados

Até 1997, a Petrobras possuía o monopólio legal da exploração, produção, importação, transporte e comercialização de petróleo, derivados e gás natural. A partir da Lei 9478/97, foi estabelecido o monopólio da União sobre as reservas de hidrocarbonetos, sobre as atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural, sobre o refino de petróleo nacional ou estrangeiro, sobre a importação e exportação de petróleo, gás natural e de seus derivados básicos e sobre o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no país, bem como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e de gás natural.

De acordo com a lei acima, as atividades de monopólio da União podem ser exercidas diretamente pelo Estado ou mediante autorização ou concessão a empresas privadas ou estatais. Sendo assim, a Lei 9478/97, ao permitir que novos agentes, além da Petrobras, participem da indústria de petróleo e gás natural, coloca um fim no monopólio de direito da Petrobras. Contudo, a falta de um arcabouço regulatório claro e específico para a indústria de gás natural e a posição privilegiada da Petrobras em todos os segmentos da cadeia produtiva vem desestimulando a entrada de novos agentes de forma a permitir que a empresa ainda possua um monopólio de fato.

Atualmente a estrutura da indústria brasileira de gás natural apresenta a seguinte configuração:

Figura 4.17 - Brasil: Estrutura Organizacional da Indústria de Gás



Fonte: Elaboração própria

No que se refere à produção, a Petrobras participa com 87% do total de gás produzido no Brasil, sendo os restantes 13% produzidos por outras empresas do setor reinjetados, queimados ou utilizados no próprio processo de extração de petróleo. Dessa forma, a oferta de gás nacional encontra-se concentrada na Petrobras, que possui cerca de 92% das reservas nacionais de gás natural do país.

Figura 4.18 - Brasil: Produção de Gás Natural (2007)

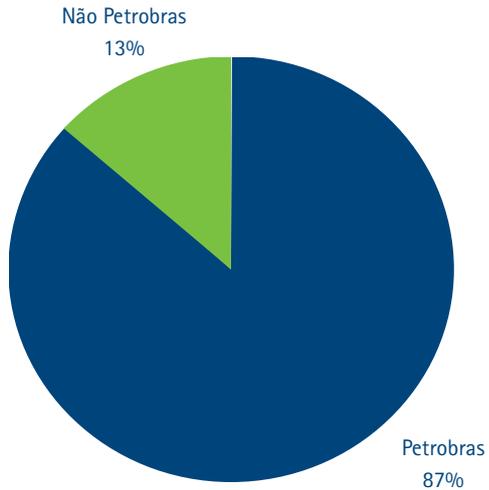
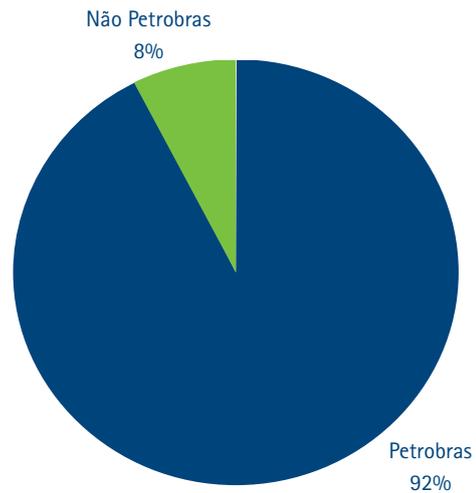


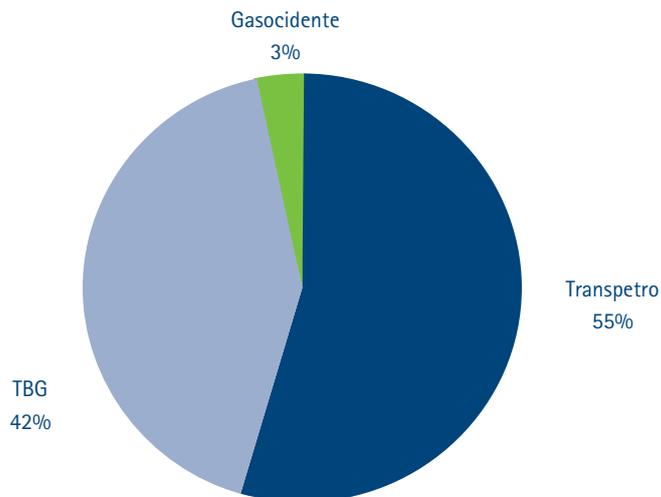
Figura 4.19 - Brasil: Reservas Provadas de Gás Natural (2007)



Fonte: Relatório Anual Petrobras 2007, Anuário estatístico ANP 2008.

No segmento de transporte, a Petrobras mantém-se como principal agente através de suas subsidiárias Gaspetro e Transpetro. Dos 31 gasodutos em operação no Brasil a Transpetro atua como operadora em 29 e a Gaspetro em um. Apenas o gasoduto Lateral – Cuiabá possui um operador independente da Petrobras (Gasocidente), embora a maior parte do gás transportado seja consumida pela termelétrica Cuiabá I (1,07 Milhões de m³/dia).

Figura 4.20 - Brasil: Km de Gasodutos por Operador (2008)



Fonte: Site da Transpetro, 2008 e site CTGAS, 2008.

O papel predominante da Petrobras na indústria de gás natural brasileira também é evidente no segmento de distribuição/comercialização. Das 27 empresas de distribuição existentes no Brasil, a Petrobras possui participações acionárias que variam de 24 a 100% em 20 dessas empresas.

Figura 4.21 - Estrutura Patrimonial do Setor de Distribuição de Gás Natural no Brasil

	Petrobras	Governo Estadual	Empresas Privadas
Algas	41.5%	17%	41.5%
Bahiagás	41.5%	51%	24.5%
Cegas	41.5%	51%	24.5%
Copergás	41.5%	51%	24.5%
Emsergás	41.5%	17%	41.25%
PB Gas	41.5%	17%	41.5%
Potigás	83%	17%	
Gaspisa	37.3%	25.5%	37.25%
Gasmar	23.5%	25.5%	51%
Gasmig	25%	75%	.
Ceg	0%	0%	100%
Ceg Rio	25%	0%	75%
Comgás	0	0.06%	100%
Gas Natural São Paulo Sul s.a.	0	0%	100%
Gás Brasileiro	0	0%	100%
Petrobras (Espírito Santo)	100%		
Compagás	24.5%	51%	24.5%
Sulgás	49%	51%	0%
Scgás	41%	1%	41%
Msgás	49%		0%
GoiasGás	30%	51%	
Cebgás	32%		68%
Rongás	41.5%	51%	24.5%
Cigás		100%	

Fonte: Elaboração Própria a partir dos relatórios anuais da Empresas

No Brasil, os segmentos de distribuição e comercialização encontram-se unidos pela regulação vigente. Segundo o artigo 25 da Constituição Federal de 1988, a regulação da atividade de distribuição de gás natural cabe aos governos estaduais. Dessa forma, cada estado possui uma estrutura regulatória própria para a atividade de distribuição e comercialização regida, em muitos casos, apenas pelos contratos de concessão.

Sendo assim, com exceção dos contratos de concessão dos estados do Rio de Janeiro e de São Paulo, que preveem a abertura do mercado (livre acesso à rede de distribuição) aos grandes consumidores, os demais estados garantem às empresas distribuidoras o monopólio da venda de gás natural a todas as classes de consumidores.

Pode-se concluir que as mudanças institucionais e regulatórias advindas da promulgação da lei 9.478 e a consequente criação da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis não implicou em mudanças na estrutura industrial do setor de gás natural no Brasil. A Petrobras continua como agente dominante em todos os segmentos da cadeia produtiva atuando como importante barreira à entrada de novos agentes no mercado.

O reduzido número de agentes na indústria de gás natural possui importantes efeitos sobre a dinâmica do investimento, sobre a competição e sobre as tarifas do gás. O monopólio de fato exercido pela Petrobras torna os consumidores reféns das políticas e estratégias de preço e investimento da empresa. Esse fato fica claro na imposição de modalidades contratuais interruptíveis às distribuidoras de gás natural, principalmente dos estados do Rio de Janeiro e de São Paulo.

Os novos tipos de contratos oferecidos pela Petrobras vêm trazendo importantes mudanças na estrutura de consumo e na dinâmica do investimento da indústria de gás no Brasil. Atualmente, a Petrobras vem comercializando seu gás através das seguintes modalidades contratuais:

- i. Firme Inflexível: o cliente assegura o pagamento do volume adquirido, e o supridor garante a entrega do volume estabelecido.
- ii. Firme Flexível: o fornecimento pode ser interrompido, de acordo com as condições negociadas, e o supridor tem o compromisso de cobrir os custos adicionais do cliente decorrentes do uso de combustível substituto (óleo combustível, GLP ou diesel).
- iii. Interruptível: o fornecimento de gás pode ser suspenso apenas pelo supridor, de acordo com as condições negociadas, ficando a responsabilidade do combustível alternativo a cargo do cliente. Neste caso, o preço do gás natural tem um desconto em relação ao preço do contrato Firme Inflexível.
- iv. Preferencial: a prerrogativa de interrupção do fornecimento pertence ao cliente, estando o supridor obrigado a providenciar o suprimento quando demandado. A expectativa é que esse contrato seja predominantemente destinado ao consumo termelétrico, com suprimento via GNL.

Os contratos do tipo firme flexível são desenvolvidos como estratégia de flexibilização não só da oferta como também do consumo uma vez que reduz os custos dos contratos do tipo *take-or-pay*. Por outro lado, os contratos interruptíveis vêm sendo adotados pela Petrobras em um cenário de escassez de oferta. O crescimento do consumo de energia termelétrica a partir da irregularidade do sistema hídrico de geração e a incapacidade de aumento no curto prazo da oferta de gás natural vêm levando a Petrobras a adotar essa nova modalidade contratual de forma a ajustar a demanda do setor não térmico às necessidades periódicas do setor de geração termelétrica a gás.

Contudo, a expansão do mercado interruptível de gás está condicionada ao contexto de escassez de gás firme, tendo em vista que os descontos oferecidos atualmente pela Petrobras não são atrativos num contexto de disponibilidade de gás firme. Atualmente, a Petrobras vem oferecendo um desconto de, em média, 15% sobre o preço do gás firme inflexível para os contratos interruptíveis firmados com as distribuidoras. Este desconto para as distribuidoras permite um desconto para o consumidor de cerca de 10% em relação ao preço do gás firme. Assim, estes descontos são insuficientes para que os consumidores industriais utilizem outros tipos de combustíveis como back-up. Num contexto de disponibilidade de gás firme, o desenvolvimento do mercado interruptível de gás irá requerer descontos maiores por parte da Petrobras e das distribuidoras.

4.2.4. Instituições

Até final de 2008, a indústria de gás natural era tratada como uma atividade complementar à indústria de petróleo, de forma que sua regulação era definida pela lei 9.478 (lei do petróleo). O tratamento do gás como subproduto do petróleo desconsidera as especificidades do setor, principalmente no que diz respeito às características técnicas e econômicas dos segmentos de transporte e distribuição. Sendo assim, a estrutura regulatória vigente até final de 2008 funcionou como um entrave institucional ao desenvolvimento do setor de gás natural, principalmente no que se refere à infraestrutura de transporte e distribuição.

A antiga estrutura regulatória, ao não cobrir todos os aspectos relevantes das atividades de transporte, comercialização, importação, exportação e distribuição, elevava os riscos do investimento privado. O elevado risco regulatório e institucional condicionou, assim, uma estrutura concentrada na indústria de gás natural.

No esforço de se construir uma nova lei do gás, três projetos foram propostos ao Congresso Nacional. O primeiro, de autoria do senador Rodolfo Tourinho do PSDB, foi proposto ao Senado Federal em 2004. No mesmo ano, um projeto de lei foi proposto à Câmara de Deputados pelo deputado Luciano Zica do PT. Em 2006, o Governo Federal enviou uma proposta de lei alternativa à Câmara de Deputados.

Em 2007, foi formada uma Comissão Especial na Câmara de Deputados para elaborar um substitutivo (Projeto de lei 6.673/06) unificando os projetos de lei originários do Senado e do Executivo, em tramitação na Câmara. O substitutivo dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

No final de 2008 o projeto substitutivo foi aprovado em plenário tanto no Senado quanto na Câmara, para onde retornou após sofrer algumas modificações, de forma que no início de 2009 a lei foi sancionada pelo presidente da república, Luiz Inácio Lula da Silva. Após meses de negociação entre as distribuidoras estaduais, empresas consumidoras e produtoras de gás e o Ministério de Minas e Energia, a redação da lei foi modificada de forma a eliminar qualquer possibilidade da entrega do gás ser feita sem a intermediação das concessionárias estaduais de distribuição, tomando como base o preceito constitucional de que cabe aos estados, por meio de concessionárias, o monopólio da distribuição do gás canalizado.

A lei estabelece que a atividade de transporte de gás natural deva ser realizada mediante os regimes de concessão, precedida de licitação, ou autorização, em caso excepcional, quando se tratar de gasoduto que envolva acordo internacional. Os contratos de concessão terão o prazo de 30 anos prorrogáveis por igual período, após o qual os ativos de transporte serão revertidos para a União, podendo esses ser leiloados em nova concessão. A mudança dos regimes, sem dúvida, é a principal alteração trazida pela lei 6.673/06. Com o regime de concessão o planejamento da malha de infraestrutura passa a ser exercido pelo executivo na figura do MME.

Segundo a nova Lei, cabe ao Ministério de Minas e Energia propor, por iniciativa própria ou por provocação de terceiros, os gasodutos de transporte que deverão ser construídos ou ampliados, estabelecer as diretrizes para o processo de contratação de capacidade de transporte e definir o regime de concessão ou autorização.

O Ministério de Minas e Energia poderá, também, determinar a utilização do instrumento de Parceria Público Privada, bem como a utilização de recursos provenientes da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE) e da Conta de Desenvolvimento Energético para viabilizar a construção de gasoduto de transporte proposto por sua própria iniciativa e considerado de relevante interesse público.

A lei também assegura o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, através de contratação de serviço de transporte firme, interruptível ou extraordinário. Primeiramente, o acesso se dará na capacidade disponível e, somente após sua integral contratação, é que ficará garantido o direito à capacidade ociosa. O serviço de transporte firme, em capacidade disponível, se dará mediante chamada pública realizada pela ANP, que será responsável também pela fiscalização do acesso ao serviço interruptível e extraordinário.

As tarifas dos contratos de concessão serão fixadas pela ANP, enquanto que as tarifas de transporte de gás natural para novos gasodutos, objeto de autorização, serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP, segundo os critérios por ela previamente estabelecidos, conforme regulamentação. Ademais, a proposta de lei referida estabelece regras e cláusulas obrigatórias para os contratos de concessão e para os editais de licitação.

As atividades de importação e exportação se darão mediante autorização, observando as diretrizes do CNPE. A atividade de estocagem de gás natural em formações geológicas não produtoras de hidrocarbonetos será exercida mediante concessão, precedida de licitação na modalidade de concorrência. As demais formas de estocagem serão realizadas mediante contratos de autorização.

A redação aprovada cria as figuras do consumidor livre, do autoprodutor e do auto-importador. Consumidor livre é aquele consumidor de gás natural que possui a opção de adquirir gás de qualquer agente produtor, importador ou comercializador. Autoprodutor é aquele agente produtor de gás que utiliza parte ou a totalidade do gás produzido como matéria-prima ou combustível. Por fim, auto-importador é o agente autorizado a importar gás natural que utiliza parte ou a totalidade de sua importação como matéria-prima ou combustível.

Segundo as mudanças sugeridas pelo Senado e aprovadas pela Câmara os consumidores livres, os autoprodutores e os auto-importadores passam a ter o direito de construir seus próprios dutos de abastecimento, mediante pagamento de uma tarifa às distribuidoras para manutenção e operação (tarifa de O&M) das tubulações. Esses agentes terão o direito de fazer seus próprios dutos de abastecimento após oferta às distribuidoras. Caso não haja interesse por parte destas, a própria empresa tem o direito de construir o duto ficando a manutenção e a operação a cargo das distribuidoras, mediante tarifa regulada e fixada pela ANP. Embora a Petrobras alegue que tal medida ira acarretar aumento dos preços para os consumidores finais, uma vez que os custos de O&M deverão ser incorporados na tarifa final, o que irá ocorrer de fato é uma transferência dos custos de O&M que até então eram de responsabilidade da Petrobras nos dutos de uso próprio.

A lei do gás aprovada em dezembro de 2008 traz algumas mudanças na estrutura regulatória da indústria de gás natural vigente no país, em particular no segmento de transporte. A criação das figuras do consumidor livre, do autoprodutor e do auto-importador modifica, de certa forma, a dinâmica do investimento no segmento de distribuição de gás natural como também estimula a competição no setor. Outra importante mudança foi o esvaziamento das funções da ANP. Muitas das atribuições da agência, como por exemplo, a definição das formações geológicas objeto de concessão de uso para a estocagem, a autorização da importação e a competência de propor a construção de gasodutos de transporte passaram para o Ministério de Minas e Energia.

4.3. Perspectivas de Médio e Longo Prazos para os Investimentos

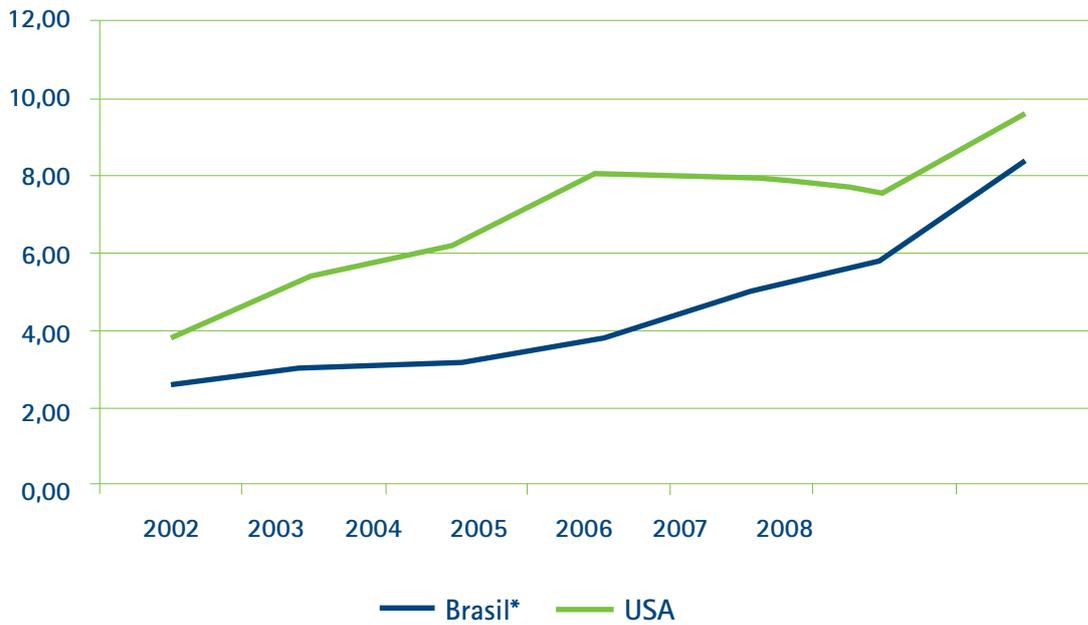
Nesta seção do presente estudo serão explicitados dois cenários sobre as perspectivas para os investimentos no setor de gás natural no Brasil. Um cenário, denominado de Cenário Possível, contempla o horizonte de médio prazo (2012), e considera a continuidade dos atuais ambientes econômico, regulatório e institucional. O outro cenário, denominado de Cenário Desejável, abarca o horizonte de longo prazo (2022), e leva em conta uma situação ótima em termos das mudanças que seriam desejáveis nos ambientes econômico, regulatório e institucional.

4.3.1. Perspectivas de Médio Prazo

Pode-se afirmar que a situação da indústria de gás natural ao fim do período de 2009-2012 depende dos investimentos já em fase de desenvolvimento. Nesse sentido, o cenário de médio prazo do setor de gás natural já está definido pelos investimentos planejados pelos agentes do setor. Não é de se esperar que nesse período apareçam novos investimentos em volume significativo, além dos já planejados, em especial pela Petrobras. Quanto ao gás do pré-sal, estima-se que sua produção só seja iniciada depois de 2012, de forma que a oferta de gás no período analisado não será impactada pelas novas descobertas.

Desde 2005, o mercado de gás natural no Brasil vem passando por um período de forte turbulência em função da falta de uma oferta doméstica adequada e da nossa dependência do fornecimento boliviano num contexto de instabilidade daquele país. A rápida expansão da demanda nos últimos anos resultou numa escassez de oferta. A política gasífera nacional vem passando por profundas transformações, em função da necessidade de arbitrar as prioridades para o uso do gás natural. Por um lado, o governo elegeu o setor elétrico como consumo prioritário; por outro lado, permitiu à Petrobras adotar uma política de forte elevação de preços para desestimular o crescimento do consumo nos outros segmentos. Essa política gasífera representou uma forte inflexão na estratégia de desenvolvimento do setor que, desde a inauguração do gasoduto Bolívia-Brasil, praticou preços relativamente baixos, buscando estimular a demanda para "encher" o gasoduto. Esta mudança radical na política de preços tem consequências negativas para a competitividade da cadeia de gás natural e dos setores industriais gás-intensivos.

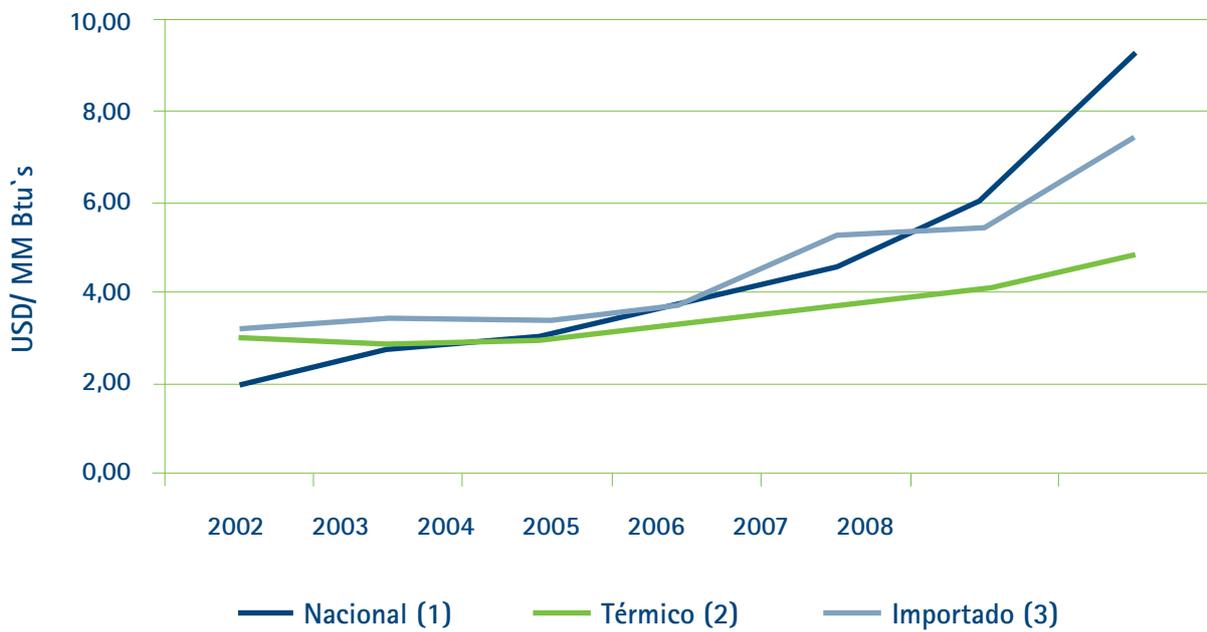
Figura 4.22 - Brasil e USA: Evolução dos Preços Médios nos City-Gates



Fonte: EIA, Petrobras, 2008

* Média de preços entre o gás importado e o gás nacional

Figura 4.23 - Brasil: Evolução dos Preços Médios nos City-Gates



Fonte: Petrobras

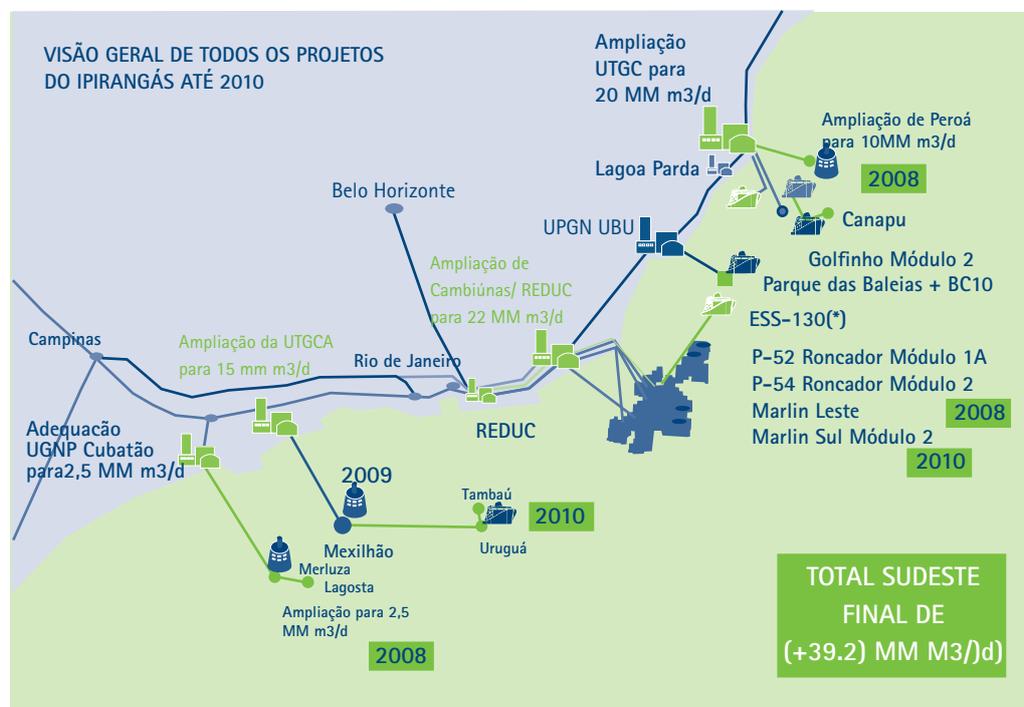
(1) Gás Natural vendido como nacional: Preços médios não ponderados com PIS/COFINS e sem ICMS.

(2) Gás Natural vendido para as térmicas: Preços médios não ponderados sem PIS/COFINS e ICMS.

(3) Gás Natural vendido como importado: Preços médios não ponderados sem PIS/COFINS e sem ICMS.

Além da política acima descrita, o governo criou o Plangás (Plano de Antecipação da Produção de Gás Natural) após a ameaça de desabastecimento advinda do acirramento da crise política na Bolívia que levou, em 2006, à reestatização da indústria de hidrocarbonetos boliviana. Desenvolvido pelo governo federal e colocado em prática pela Petrobras, o plano prevê o aumento da oferta de gás na região sudeste do Brasil dos 15,8 MMm³/d em 2006 para 40 MMm³/d no final de 2008 e para 55 MMm³/d no final de 2010.

Figura 4.24 - Projetos do Plangás até 2010



Fonte: Petrobras, 2007

Entre os projetos do Plangás, destacam-se a ampliação da produção dos campos de Merluza, Lagosta e Peroá, o início da produção dos campos de Mexilhão, Tambaú e Uruguá. Além dos projetos de E&P, estão entre as metas do Plangás a ampliação da rede de transporte (Reduc III, Japeri-Reduc, Coari- Manaus) e a ampliação da capacidade de processamento de gás natural (Unidades de processamento de Cubatão, Cabiúnas, Reduc e Vitória)

Estima-se que os investimentos exigidos pelo Plangás para o período de 2006 a 2010 serão de US\$ 12 bilhões, sendo US\$ 9 bilhões no segmento de E&P e US\$ 3 bilhões na área de gás e energia.

Além dos investimentos associados ao Plangás, a Petrobras vem desenvolvendo outros projetos visando a expansão da oferta de gás até 2013. Entre estes projetos, tem-se a ampliação da produção nos campos de Marlim Sul, Jubarte e Roncador. A figura 4.25 mostra os principais projetos de E&P da Petrobras associados à produção de gás natural até 2013. Até o final desse período, estima-se um acréscimo de 60 MMm³/d à produção nacional de gás natural que deve chegar ao final de 2012 à 102 MMm³/d.

Figura 4.25 - Principais Projetos da Petrobras até 2013

Unidades	Campo	Capacidade (MM m ³ /dia)	Estatus	Início
FPSO Cidade de Niterói	Jabuti	3,5	Em construção	2008
P-51	MarlimSul	6,6	Em construção	2008
P-53	MarlimLeste	6,0	Em construção	2008
Cidade São Mateus	Camarupim	10,0	Em construção	2008
PMXL-1	Mexilhão	15,0	Em construção	2009
P-56	MarlimSul	6,0	Em construção (Clone P-51)	2011
P-57	Jubarte	2,0	Contratado	2011
P-62	Roncador	6,0	Contratado	2012
P-55	Roncador	6,0	Contratado	2013
Total		60,5		

Fonte: Plano Estratégico Petrobras 2008–2020

Figura 4.26 - Brasil: Produção Corrente e Estimada de Gás Natural

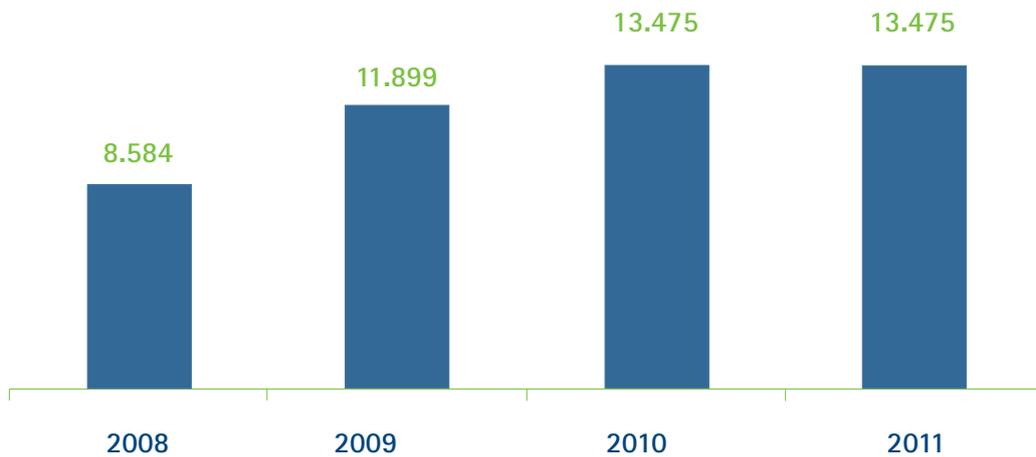


Fonte: Plano Estratégico Petrobras 2008–2020

A produção potencial de 102 MMm³/d resulta numa oferta doméstica de 72 MMm³/d. Somando a oferta doméstica aos volumes importados via GNL⁵⁰ (31 MMm³/d) e via gasoduto (30 MMm³/d) estima-se que a oferta total de gás natural em 2012 será de 134 MMm³/d. No que diz respeito à estrutura da demanda de gás, estima-se que 48 MMm³/d serão destinados ao setor termelétrico em função, em grande parte, do termo de compromisso Petrobras/Aneel (figura 4.27). O setor industrial será responsável por um consumo de 42 MMm³/d de gás natural de forma que o restante (43 MMm³/d) será consumido pelos demais segmentos (residencial, comercial e veicular).

⁵⁰ O terminal de regaseificação do Ceará (Pecem) inaugurado em 2008 e o terminal de regaseificação da Baía de Guanabara com previsão de inauguração em 2009 permitem uma importação diária de GNL de 31 MMm³.

Figura 4.27 - Termo de Compromisso Petrobrás/Aneel (MW médio)



Fonte: Aneel

Figura 4.28 - Brasil: Estrutura da Oferta de Gás em 2012 (MMm³/d)

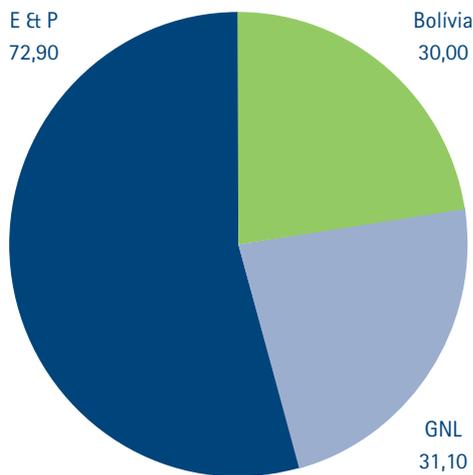
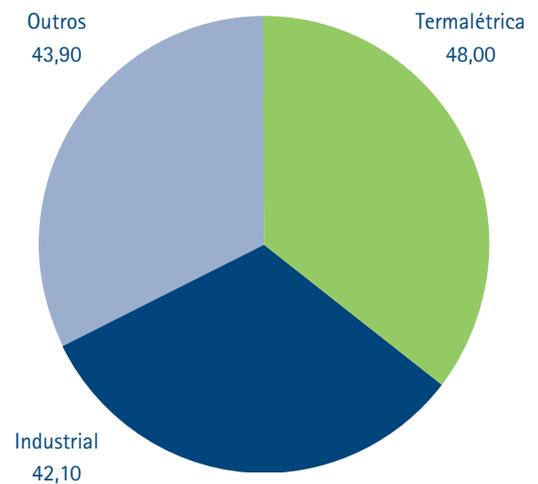


Figura 4.29 - Brasil: Estrutura da Demanda de Gás em 2012 (MMm³/d)



Fonte: Plano Estratégico Petrobras 2008–2020

Pode-se concluir que os investimentos na indústria de gás no médio prazo estão condicionados diretamente aos investimentos da Petrobrás orientados pelo Plangás. O início do funcionamento dos terminais de regaseificação do Rio de Janeiro e do Ceará irá contribuir para o aumento da oferta de gás natural, embora aumente a dependência energética externa do Brasil. A competição entre os setores industrial e termelétrico pelo gás natural deve acirrar-se, refletindo nos preços do combustível e aumentando a pressão para a definição de uma política de preço doméstico.

O setor de gás natural carece de um arranjo institucional e legal que viabilize a formulação de políticas setoriais mais abrangentes e transparentes. Diante da falta de um arranjo institucional adequado, a Petrobrás vem tendo um papel central na definição da política setorial. A predominância da Petrobras num contexto de grande assimetria entre os interesses dos agentes do setor de gás natural dificultou as negociações para a nova lei para o gás natural. Esta negociação iniciou-se em 2005 e só em dezembro de 2008 foi possível um consenso. Entretanto, como foi mostrado, o consenso exigiu a manutenção em grande parte do marco institucional e regulatório atual, com poucos impactos potenciais para a dinâmica econômica atual do setor.

Mesmo sem grandes avanços na dimensão regulatória, os investimentos no setor seguem um ritmo acelerado, em função do atual contexto de escassez de oferta. Tudo indica que as metas do Plangás serão cumpridas triplicando a oferta doméstica de gás natural no período entre os anos de 2006 e 2012 embora a dependência externa de gás natural passe dos atuais 30 MMm³/d para 60 MMm³/d. A entrada do gás do pré-sal a partir de 2012-13, contudo, altera significativamente o cenário de oferta doméstica de gás natural, como será visto na próxima seção.

4.3.2. Perspectivas de Longo Prazo

As descobertas do pré-sal mudam de forma radical o cenário de longo-prazo para a indústria de gás natural no Brasil. Os grandes volumes de gás descobertos deverão engendrar importantes decisões de política energética. A possibilidade de abundância de gás pode representar uma grande oportunidade para uma nova política gasífera que busque disponibilizar para o país grande quantidade de energia a preços competitivos. O gás natural tem o potencial para se tornar um fator importante de industrialização e desenvolvimento. Como mencionado, vários segmentos industriais podem ter na oferta de gás natural relativamente barato um fator de competitividade internacional e atração de investimentos. Diante disto, é fundamental incorporar o gás natural no debate sobre o futuro do pré-sal.

Antes de descrever e discutir uma política desejável para o gás natural no longo-prazo, é importante apontar nossa visão sobre algumas variáveis-chave para o desenvolvimento da indústria de gás no Brasil.

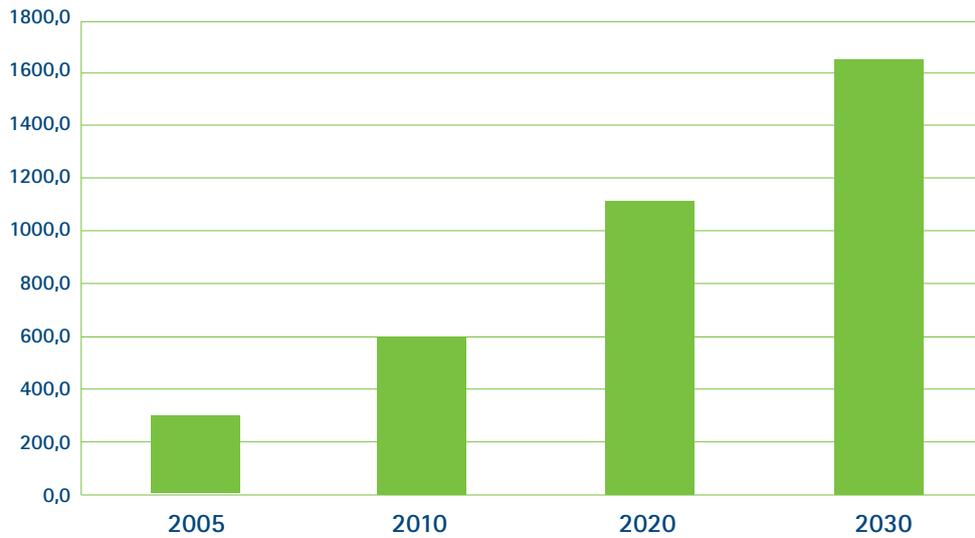
4.3.2.1. Potencial de Oferta Doméstica de Gás

Historicamente, o Brasil foi considerado um país com um baixo potencial de produção de gás. Por esta razão é que o desenvolvimento da nossa indústria gasífera foi tardio e se baseou na importação de países vizinhos. Esta premissa condicionou a estratégia tecnológica de importantes setores industriais que orientaram sua estratégia energética para fontes alternativas ao gás natural (por exemplo, nafta na petroquímica, coque no setor de cimento, carvão mineral e vegetal no setor siderúrgico, lenha e GLP no setor cerâmica). Esta premissa começou a mudar com a inauguração do gasoduto Bolívia-Brasil e a difusão da ideia de que haveria gás importado abundante e barato. Esta ideia durou muito pouco. A crise da Argentina e da Bolívia deixou claro aos agentes do setor que não é sustentável basear uma estratégia energética no fornecimento importado, seja por questões de segurança de abastecimento seja por questões de preço. Os agentes do setor ainda estão com esta visão.

Para reorientar a estratégia energética do setor elétrico e industrial brasileiro de forma mais favorável ao gás natural, será necessário que se desenvolva um novo cenário caracterizado pela abundância de gás barato. As descobertas do pré-sal representam uma oportunidade para mudar o cenário de oferta nacional. Entretanto, a configuração desta visão favorável não depende apenas da descoberta de novos recursos, mas também de uma política energética mais favorável ao desenvolvimento da indústria.

Até a descoberta do pré-sal, a visão das autoridades energéticas nacionais com relação ao potencial da oferta nacional podia ser considerada otimista. O Plano Nacional de Energia 2030, estimou que o Brasil apresentava um grande potencial para elevação das reservas de gás. Segundo a EPE, as reservas nacionais saltariam de cerca de 350 BCMs (bilhões de metros cúbicos) em 2005 para cerca de 1,1 TCM (trilhões de metros cúbicos) em 2020.

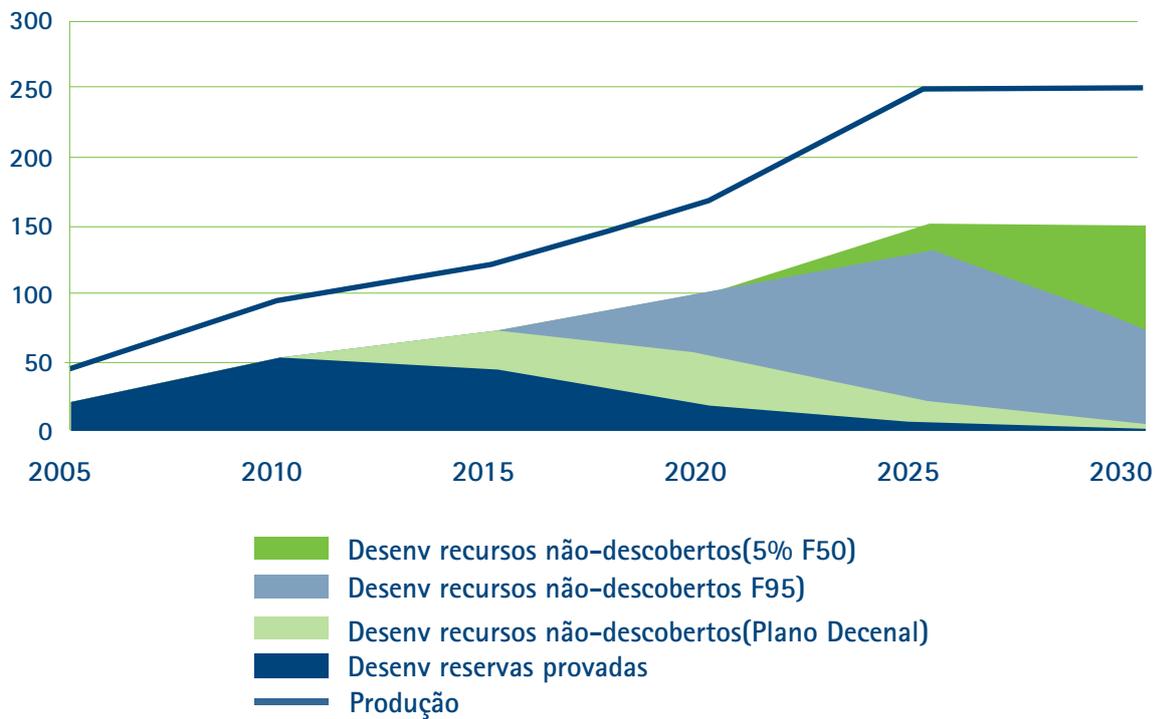
Figura 4.30 - Estimativa da evolução das reservas domésticas – PNE 2030



Fonte: EPE – PNE 2030

A partir destas estimativas de reservas, o PNE estimou que a produção doméstica de gás deveria atingir cerca de 170 MMm/dia em 2022 e 250 MMm/dia em 2025. A oferta doméstica seria de 129 e 150 MMm/dia, respectivamente (figura 4.31).

Figura 4.31 - Estimativa da evolução da produção doméstica – PNE 2030



Fonte: EPE – PNE 2030

As descobertas do pré-sal não apenas confirmam o potencial geológico brasileiro estimado pela EPE. Estas descobertas já possibilitam apontar um potencial de produção para o Brasil no longo-prazo que vai além daquele apontado pela EPE. O gás associado das descobertas já anunciadas na Bacia de Santos nos possibilita apontar um potencial de produção de 120 milhões de m³/dia. Se admitirmos que não haverá dificuldade para sustentar a produção do Plangás, o potencial de oferta doméstico pode subir de 129 MMm³/dia previsto pela EPE para cerca de 170 MMm³/dia.

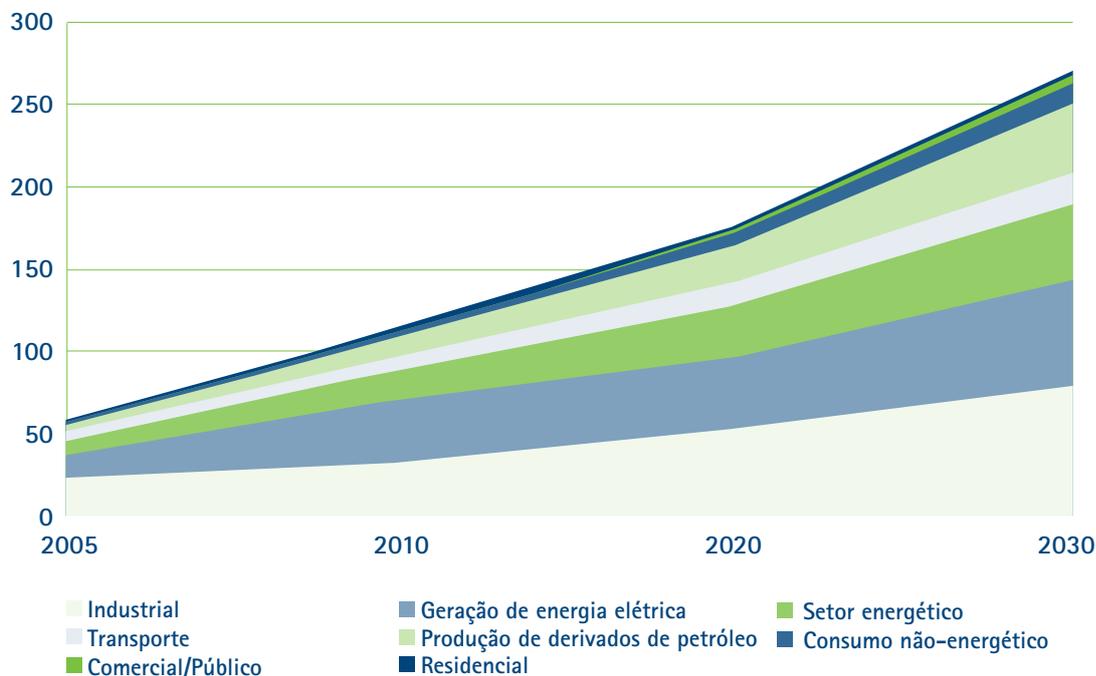
4.3.2.2. Potencial da Demanda

O Plano Nacional de Energia de 2030 estimou o potencial da demanda de gás natural no Brasil. De acordo a visão do PNE, a demanda de gás poderá atingir cerca de 175 MMm³/dia em 2022. Deste total, cerca de 55 MMm³/dia será consumido pelo próprio setor de petróleo nas plataformas e refinarias; cerca de 45 MMm³/dia será consumido na geração elétrica; cerca de 55 MMm³/dia pelo setor industrial (figura 4.32). Podemos considerar que esta demanda estimada também representa uma visão otimista do potencial de crescimento da indústria de gás nacional.

Tendo em vista a demanda de gás estimada acima, a EPE estimou que a necessidade de importação de gás para complementar a oferta doméstica em 2022 seria de cerca de 45 MMm³/dia. Entretanto, com as descobertas do pré-sal, o potencial de oferta doméstica aumentou em relação ao estimado pela EPE. Num contexto onde o potencial de oferta doméstica se realize, não seria necessário importar volumes significativos de gás natural. Entretanto, acreditamos que seria estratégico para o Brasil, manter o nível atual de importações da Bolívia (30 MMm³/dia)⁵¹. Neste cenário, o Brasil manteria as importações atuais da Bolívia, e deixaria de importar GNL.

⁵¹ A construção do gasoduto Bolívia-Brasil exigiu um enorme esforço financeiro da Petrobras e outras empresas internacionais, com garantias do tesouro nacional. A valorização deste ativo depende da manutenção dos fluxos de gás da Bolívia. Da mesma forma, a questão geopolítica foi uma questão fundamental para justificar o esforço do governo brasileiro para viabilizar o gasoduto. Ao viabilizar este empreendimento o governo brasileiro criou laços econômicos e políticos com a Bolívia e contribuiu para dar mais sustentabilidade econômica e um país vizinho historicamente instável.

Figura 4.32 - Estimativa da evolução da demanda doméstica – PNE 2030



Fonte: EPE – PNE 2030

4.3.2.3. Papel das Exportações na Monetização do Gás do Pré-Sal

Como mencionado anteriormente, a Petrobras está estudando formas de monetização do gás do pré-sal na bacia de Santos. Entre as opções consideradas, está a construção de plantas de GNL embarcadas. Uma vez que o gás natural for liquefeito, o mesmo poderia ser transportado e vendido tanto no mercado doméstico quanto no mercado internacional. A vantagem da liquefação embarcada em relação aos gasodutos está associada à flexibilidade comercial associada ao GNL. Uma vez liquefeito, o gás natural pode ser transportado para o mercado internacional sem grandes custos associados. Desta forma, a Petrobras poderia vender o gás natural para o mercado onde o preço do mesmo estivesse mais alto.

Cabe mencionar que, ao monetizar o gás através de plantas embarcadas de GNL, a Petrobras estará optando por transformar o gás nacional numa *commodity* internacional. O custo de oportunidade de vender o gás no Brasil passaria a ser o preço mais elevado do mercado internacional menos o custo de transporte via navios metaneiros, que é relativamente baixo. Nesta concepção, o gás nacional poderia se transformar numa *commodity* cujo preço doméstico segue o mercado internacional (assim como a soja, minério de ferro, suco de laranja, milho etc). Evidentemente, esta visão não é condizente com a utilização do gás natural como um fator estratégico para o desenvolvimento da indústria nacional.

O Brasil apresenta um enorme mercado potencial para o gás natural no setor industrial e no setor elétrico. Entretanto, o tamanho deste mercado dependerá da política de preços a ser adotada. Caso o gás natural venha a ser precificado como uma *commodity* internacional, o tamanho do mercado doméstico se reduz e o Brasil tenderá a se tornar um exportador de gás natural. Desta forma, a oferta de gás natural a preços atrativos constitui uma dimensão relevante de uma política industrial nacional.

Assim, a Petrobras deveria comparar o custo da construção de gasodutos de recolhimento com o custo das plantas de liquefação embarcadas, partindo do princípio de que o gás natural deveria ser ofertado de forma prioritária ao mercado doméstico. Caso contrário, as plantas de GNL poderiam ser escolhidas como opção e monetização, mesmo apresentando um custo mais elevado. Este custo mais elevado poderia ser compensado pelo maior valor a ser obtido pelo gás através da exportação. Desta forma, é muito importante que se estabeleça o quanto antes algumas premissas da política gasífera nacional, sob risco de induzir a Petrobras a tomar decisões econômicas que impliquem na necessidade de vender o gás a custos elevados ou arcar com perdas econômicas consideráveis. Desta forma, a premissa básica deveria ser que o mercado doméstico deve ser priorizado na comercialização do gás do pré-sal. Eventuais plantas de GNL que forem construídas devem ser prioritariamente orientadas para atendimento do mercado doméstico que hoje não pode ser atendido por gasodutos (parte do norte e nordeste do país). Assim, as plantas de liquefação embarcadas deveriam ser a opção tecnológica apenas no caso onde forem a opção mais barata para o atendimento do mercado doméstico.

4.4. Política Gasífera

Uma nova política de gás natural num contexto de grande potencial de oferta deveria se pautar pelas seguintes premissas:

- i. O mercado doméstico e, em particular, o setor industrial deveriam ser prioritários para o aproveitamento e valorização das reservas de gás nacionais;
- ii. Enquanto o petróleo deve ser considerado uma *commodity* internacional e precificado levando em conta o mercado mundial, o gás natural deveria ser considerado um insumo estratégico para o país;

⁵² Tendo em vista os volumes das reservas de petróleo com gás associado, é razoável pensar que a oferta adicional de gás não associado no Brasil deverá ter uma importância menor.

- iii. É necessário estabelecer uma política de preços que leve em conta o custo de produção, transporte e distribuição, incluindo obviamente uma remuneração adequada para os investidores.

Para garantir a validade das premissas acima, é importante revisar o papel que o Estado vem tendo na indústria de gás natural brasileira. Desde quando tomou a decisão de introduzir o gás natural na matriz energética nacional, o Estado brasileiro optou por utilizar a Petrobras como principal instrumento da sua política de gás. A empresa assumiu o papel de formuladora da estratégia gasífera nacional e de liderança do esforço dos investimentos no setor. Com o passar dos anos, a Petrobras acabou conquistando um crescente grau de autonomia no comando da política gasífera nacional. Por um lado, a empresa se capacitou para a formulação da política setorial. Por outro lado, a capacidade de intervenção da empresa no setor cresceu com seus investimentos estruturantes: gasoduto Bolívia-Brasil, termelétricas, aquisição de distribuidoras, terminais de GNL. O Plangás, mais uma vez, se apoiou na capacidade estruturante dos investimentos da Petrobras para resolver um problema central de política energética: a garantia do suprimento de gás natural.

A concentração da produção de gás natural na Petrobras vem criando obstáculos para a definição de uma política gasífera mais equilibrada e coerente. Um dos obstáculos mais importante é o fato da Petrobras representar não apenas os interesses do Estado, mas ter também interesses empresariais no negócio do gás. Isto cria dificuldades muito grandes para negociar consensos para viabilizar uma política setorial. Desta forma, é importante que o Estado assuma diretamente suas responsabilidades na formulação e implementação de uma política setorial, sob risco dos conflitos dominarem a agenda do setor, dificultando investimentos na infraestrutura necessária ao desenvolvimento da indústria.

A Petrobras deverá continuar a ter um papel dominante no negócio do gás natural. Entretanto, seria importante que o próprio governo assumisse a formulação da política setorial. Além da elaboração de políticas que definam o papel do gás no setor industrial e na geração elétrica, em particular a política de preços, é muito importante que o Estado defina políticas de incentivos para os investimentos na infraestrutura de transporte. Tendo em vista a grande necessidade de investimentos no *upstream* em função do pré-sal, provavelmente a Petrobras terá de reorientar sua estratégia de investimentos. Desta forma, é importante criar condições para que novos atores se interessem pelos investimentos no *downstream* da cadeia do gás natural, em particular na fase do transporte. O BNDES pode ter um papel importante como instrumento para coordenação e implementação de uma política para incentivar investimentos no setor de transporte de gás natural no Brasil.

Vale ressaltar que será muito importante avançar na agenda de regulação da indústria de gás natural no Brasil. Além da política de preços já mencionada, a aprovação de uma nova Lei do Gás e avanços na regulação estadual são condições necessárias para uma política de gás sustentável. Com relação à lei do gás é importante buscar uma maior convergência entre a regulação federal e a regulação estadual. Estes dois diferentes níveis regulatórios têm sido causa de frequentes disputas regulatórias entre os agentes do setor.

5. DINÂMICA DOS INVESTIMENTOS NO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

5.1. Dinâmica Global do Investimento

De forma a examinar a dinâmica global de investimento no setor de energia elétrica, este capítulo analisa os determinantes que influenciam diretamente o processo de investimento na cadeia da energia elétrica: recursos naturais; tecnologia; organização dos mercados; e instituições.

5.1.1. Recursos Naturais

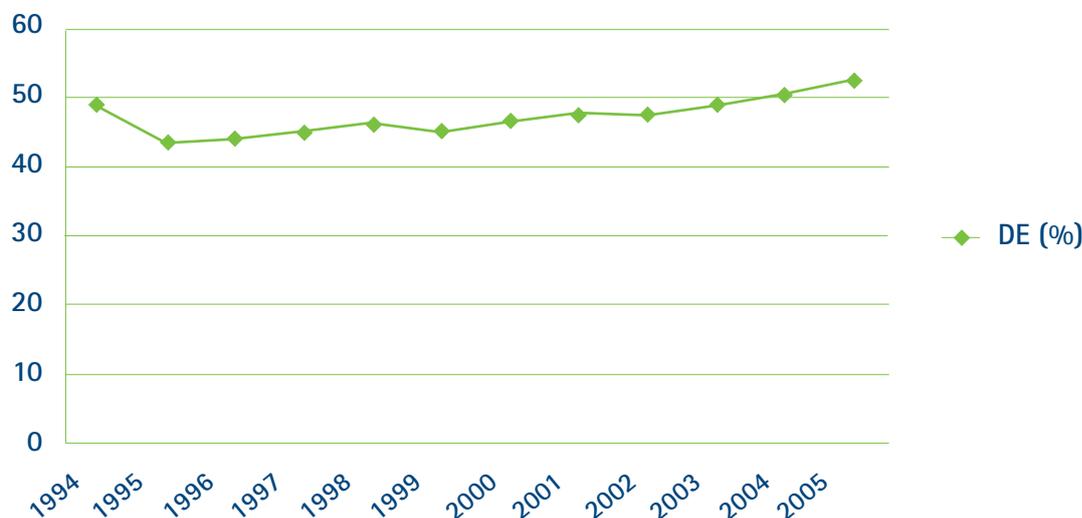
No tocante aos recursos naturais, cabe destacar a forte dependência, tanto europeia quanto norte-americana, de combustíveis fósseis. Ambas as regiões estão, a princípio, adotando estratégias de redução da dependência destes energéticos, concomitantemente à adoção de estratégias de redução de emissão de poluentes e investimentos em fontes renováveis de energia.

A figura 5.1 mostra a crescente dependência da UE à importação de insumos energéticos. A figura mostra também a evolução da dependência energética – calculada com base na divisão da importação líquida pelo consumo total – da UE de 1994 a 2005. Nota-se que a partir de 2004 esta dependência atingiu o nível de 50%. Segundo estimativas da Comissão Europeia (EC)⁵³, este coeficiente de importação deverá atingir 70% até 2030. Dada esta situação, as perspectivas da UE são de dificuldades crescentes, que direcionarão a política energética e os investimentos do setor de energia e, em particular, do setor de energia elétrica⁵⁴.

⁵³ Segundo informações disponíveis em <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>, acesso em 22/02/2008.

⁵⁴ As exceções a este comportamento são a Noruega e a Dinamarca, principalmente a primeira, que tem uma larga reserva de gás natural, porém, como a eletricidade é gerada a partir de fonte hídrica, qualifica-se como exportador líquido de gás natural.

Figura 5.1 - Dependência energética da UE: (1994-2005) (%)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Eurostat 2007 <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page>

A matriz de energia elétrica europeia tem a composição apresentada na figura 5.2. Note-se que, apesar do aumento da importação de petróleo⁵⁵ na região, em média, 1,5% a.a., sua utilização para geração de eletricidade decresceu 41,62% no período. Isto implica que houve clara opção por insumos mais baratos para a geração de eletricidade.

No mesmo período, de acordo com a mesma figura, aumentou em 153% de 1995 a 2006 a quantidade de gás natural utilizada na geração de eletricidade, que corresponde, em 2007, a 20,01% do total do insumo da matriz elétrica. Neste caso, embora exista, por parte da UE, forte dependência do gás natural (da Rússia e países do norte da África), há preferência por um insumo relativamente barato. Pollitt (2008) afirma que a maior parte das usinas em construção no Reino Unido e na Europa Continental é do tipo CCGT⁵⁶. A utilização de gás natural na geração de eletricidade tem crescido aproximadamente 10% a.a, e a importação deste insumo cresce 6% a.a. Cabe destacar que apenas Dinamarca, Holanda e Noruega são exportadores deste insumo.

Figura 5.2 - Matriz de Energia Elétrica da União Europeia (2007)

Insumo	Matriz de Energia Elétrica (em %)	Varição da demanda 1995-2006 (Em %)
Carvão	19,11	1,18
Gás Natural	20,01	153
Óleo	4,19	-41,62
Nuclear	30,14	12,25
Hidro	10,31	-0,57
Eólica	2,13	1914
Outros	14,11	-
Total	100	2,02

Fonte: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>, acesso 12/08/2008

Neste contexto, uma alternativa para minimizar o problema da dependência de insumos importados e cumprir as metas do protocolo de Kyoto é aumentar o parque eólico. A utilização de aerogeradores cresceu 1.914% no período e revela expressiva tendência de crescimento. Países como Alemanha, Espanha e Dinamarca já dispõem de expressivo parque eólico.

Tal situação também ocorre no Reino Unido, onde a maior parte das usinas com autorização para serem construídas são térmicas a gás, mas se prevê um substancial aumento de energia de fonte eólica (Pollitt, 2008).

Como mostra o estudo CEPs (2008), há forte tendência de crescimento das fontes renováveis no setor elétrico europeu. O estudo mostra que o setor elétrico europeu é responsável por 1/3 das emissões europeias de gás carbônico. Logo, o aumento das fontes renováveis desempenhará um papel importante nas metas ambientais do continente.

Fica claro, porém, que este novo direcionamento, visando menor dependência energética e mais fontes limpas, não se dará meramente via mercado. É fundamental o estabelecimento de políticas e regulamentos que incentivem tais investimentos⁵⁷. Ou seja, pode-se avaliar que há suficiente percepção de que o mercado, *per se*, não é suficiente para indicar os rumos da expansão, principalmente se esta se dá em direção ao aumento da participação das fontes de energia renováveis, usualmente mais caras.

⁵⁵ Conforme dados disponíveis em <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal>, acesso em 16/02/2008.

⁵⁶ Usinas Térmicas de turbinas de ciclo de gás combinado (CCGT) são usinas que surgiram inicialmente na década de 1980 e permitiram a produção com custos relativamente baixos em plantas menores. São estas plantas que permitiram, dentre outros elementos, a introdução da competição no segmento de geração (Hunt e Shuttleworth, 1996).

⁵⁷ Interessante observar que dentre as diretivas da União Europeia, somente a última, datada de 2003, manifesta-se em relação à redução da emissão de gás carbônico. Porém, contraditoriamente, mantém o discurso pró-competição e maior liberalização dos mercados (Thomas, 2005). Em verdade, a introdução de usinas que utilizam fontes renováveis, por terem custos de instalação e custos de produção unitários maiores, implica maior necessidade de investimentos e/ou subsídios governamentais.

Assim como na UE, nos Estados Unidos observa-se forte tendência ao uso de fontes renováveis de eletricidade. Porém, o país detém a segunda maior reserva de carvão do mundo, aproximadamente 2,71% das reservas mundiais, de modo que, dado o reduzido custo, este é o insumo mais comumente utilizado na matriz energética do país.

Enquanto o carvão é o insumo energético mais utilizado por grandes geradores, o gás natural é o insumo que apresentou maior crescimento anual na última década. Segundo dados do *Department of Energy*⁵⁸, mais de 90% das plantas a serem construídas até 2028 terão o gás natural como combustível. O gás também tende a desempenhar importante papel em geração distribuída e pequenas unidades produtoras. A figura 5.3 apresenta a matriz de eletricidade dos EUA em 2006.

Figura 5.3 - Matriz elétrica dos EUA (2007)

Fonte	Capacidade instalada (Em MW)	Capacidade instalada (Em %)
Carvão	335.830	31,22
Óleo	64.318	5,97
Gás Natural	442.945	41,18
Nuclear	105.585	9,81
Hidro	77.419	7,19
Renováveis	26.470	2,46
Outros	23.108	2,14
Total	1.075.677	100

Fonte: <http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epat2p2.html>, acesso em 02/09/2008.

No que tange às tendências para o setor, as estimativas da *Energy Information Administration*⁵⁹ mostram que até 2030 a perspectiva de crescimento das usinas que utilizam carvão deve crescer em torno de 1,1% a.a.. Já as usinas a gás natural devem crescer em torno de 1% a.a.. O destaque são as usinas de fontes renováveis que devem, no período, crescer em torno de 1,3% a.a.⁶⁰.

De modo geral, a experiência internacional, especialmente na Europa⁶¹ e nos Estados Unidos, aponta na direção de aumento significativo das fontes de energia renováveis. No caso específico dos EUA, há fortes investimentos, porém com resultados ainda pouco substanciais em termos de capacidade instalada, em energia fotovoltaica e geotérmica.

Mesmo com a perspectiva de crescimento dos investimentos em energia renovável, ainda há forte tendência da expansão das CCGTs, principalmente nos EUA, no Reino Unido e na Europa Continental, contribuindo para aumentar a incompatibilidade entre o setor elétrico da região e sua base de recursos naturais.

Claramente, a escassez de recursos naturais é um problema significativo, porém cabe mencionar que, se por um lado tal escassez é uma restrição ao crescimento do setor, por outro lado, há expressivas inovações tecnológicas que permitem suplantar esta barreira.

⁵⁸ Informação disponível em <http://www.doe.gov/energysources/electricpower.htm>, acesso em 10/setembro/2009.

⁵⁹ http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/excel/aeotab_9.xls, acesso em 10/Setembro/2008.

⁶⁰ Interessante notar que até 2030, segundo o Annual Ennergy Outlook 2008, o consumo de eletricidade deve crescer, nos EUA, aproximadamente 1,4% a.a..

⁶¹ No caso europeu, há estudos mostrando uma perspectiva, ainda longe de se concretizar, de aumento da integração energética entre os países do continente europeu, do norte do continente africano e do Oriente-Médio (Czisch e Giebel, 2007).

5.1.2. Tecnologia

No que diz respeito aos aspectos tecnológicos, observam-se expressivos investimentos segmentados em três itens: a) tecnologias que visam aumentar a eficiência de tecnologias de produção tradicionais; b) Tecnologias de produção com combustíveis renováveis: eólica, fotovoltaica, geotérmica e biomassa; c) Tecnologias para aumentar a eficiência energética dos bens de consumo que utilizam eletricidade.

Como há forte direcionamento político em direção a maior participação de energia limpa nas matrizes elétricas, é, pois, fundamental, investimentos em tecnologias que propiciem a viabilidade econômica destes empreendimentos. Neste sentido, elementos importantes de coordenação surgem na medida em que tais investimentos requerem incentivos ou mesmo a participação direta de recursos públicos.

No caso americano, tal política é nítida, dado que há expressiva participação de órgãos federais⁶² em pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias e, a princípio, com fortes incentivos financeiros governamentais. Também há significativos investimentos em energia nuclear, especialmente no que tange aos resíduos decorrentes da utilização de tais usinas. Nos EUA, estão se aprimorando e criando espaços específicos para eliminação dos dejetos provenientes da utilização do urânio.

5.1.3. Organização dos Mercados

No que tange à organização dos mercados, é possível afirmar que há forte tendência à concentração e ao aumento do processo de fusões e aquisições. No caso europeu, há o fenômeno das *National Champions*, empresas verticalizadas, a partir de fusões convergentes⁶³, que dominam significativamente os mercados domésticos de eletricidade, especialmente na França, Alemanha, Itália e Espanha⁶⁴. Assim, seja pela incompletude das reformas ou pelo aumento da dependência de insumos energéticos importados, verificam-se, por parte de vários governos de países membros da UE a aplicação direta e indireta de políticas de incentivo à formação e consolidação de grandes empresas nacionais verticalmente integradas, os *National Champions*. A racionalidade desta política, a princípio, busca aumentar a segurança de suprimento do setor – ou a segurança energética – através destas empresas, sendo assim consideradas como importantes instrumentos de política setorial.

Conforme Glachant e Levêque (2006), corroborando esta análise, há muitos elementos necessários para que haja de fato um mercado europeu de eletricidade. Dentre estes elementos, os autores destacam a falta de interconexões significativas entre os países, e a necessidade de maiores instrumentos, dentre eles design de mercado e coordenação política, que estimulem a formação de um mercado interno.

No caso americano, também há expressivas fusões, porém estas ocorrem, com mais frequência, no mercado de capitais, o que implica forte processo de financeirização do setor elétrico. Conforme mostram Kwoka e Pollitt (2007), entre 1994 e 2002 ocorreram mais de 80 operações de fusões no setor elétrico dos EUA. Mostram os autores que, além de ser uma forte tendência, as fusões não trouxeram, no período estudado, ganhos de eficiência para o setor. Nos EUA, há uma miríade de modelos, à medida que os estados, individualmente ou em pequenos grupos, podem ter controle (físico, legal, regulatório) sobre o setor elétrico. Logo, há Estados, especialmente os menos desenvolvidos, onde não houve reformas liberalizantes, e há aqueles, como a Califórnia, que retrocederam e retomaram a intervenção estatal no setor.

⁶² Cita-se como exemplo o Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (<http://www.eere.energy.gov/>); Office of fossil energy (<http://www.fossil.energy.gov/>); Office of Nuclear Energy, Science and Technology (<http://www.ne.doe.gov/>); e o Office of Science (<http://www.science.doe.gov/>), este último tem o objetivo de fornecer ferramentas científicas (métodos computacionais, pesquisas em fusão nuclear, física, materiais, etc.) visando a contribuir para a inovação tecnológica no setor de energia.

⁶³ Fusões convergentes são aquelas envolvendo firmas à montante e à jusante (no caso, gás e eletricidade), neste caso aumenta-se o alcance da firma de uma para duas fontes de energia (Gilbert and Newbery, 2006).

⁶⁴ No site <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/> pode-se verificar o market-share das empresas geradoras da UE. Embora, devido às restrições de transmissão, as medidas usuais de concentração não sirvam como medida de poder de mercado em eletricidade (Borenstein et al., 1996), elas indicam um parâmetro no qual, visando garantia de suprimento, os governos permitem a presença de empresas verticalizadas, e quase monopolistas, nos mercados domésticos.

5.1.4. Instituições

As reformas liberalizantes da década de 1990 tinham como objetivo reduzir a presença do Estado no setor, e, por consequência, minimizar a influência de arranjos políticos. Porém, o setor elétrico, pelas suas características⁶⁵, está sujeito a falhas de mercado⁶⁶. De fato, severas crises⁶⁷ surgiram nos então recém-criados mercados de energia, que levaram a significativas mudanças nos desenhos de mercado.

Assim, estas "reformas das reformas" implicaram em importantes alterações na coordenação do setor elétrico em diversos países, inclusive, com maior intervenção estatal.

Em suma, é possível concluir que a coordenação política voltou a ter papel preponderante no setor elétrico. Por um lado, as crises de oferta de eletricidade, tanto nos EUA quanto na UE, implicaram na intervenção do Estado, principalmente no sentido de desenhar modelos de mercado de eletricidade pouco suscetíveis às falhas de mercado. No caso americano, onde se desenha, de acordo com o plano de energia do presidente Barack Obama⁶⁸, um crescimento da participação das fontes renováveis para 10% do total até 2012 e 25% até 2025, a participação governamental, via financiamentos e/ou subsídios, configurará elemento primordial dos investimentos no setor.

Tanto na UE quanto nos EUA, a evolução da matriz elétrica se dará na esfera da política energética e no relacionamento desta com outras políticas de Estado (política energética, políticas macro e microeconômica, etc.), o que faz com que a coordenação estatal assuma um papel expressivo na determinação dos investimentos.

5.2 Tendências do Investimento no Brasil

O objetivo desta seção é avaliar as principais tendências dos investimentos no setor elétrico brasileiro, visando a gerar um diagnóstico a partir do qual se buscará evidenciar, dadas as especificidades do setor elétrico, o seu potencial de investimentos. É importante enfatizar inicialmente que o principal determinante quantitativo do investimento na indústria de eletricidade é a perspectiva de crescimento do PIB, bem como a composição e a distribuição geográfica do produto.

Para atingir este objetivo serão analisados o papel e o impacto dos quatro condicionantes dos investimentos no setor elétrico: Recursos naturais, tecnologia, organizações e mercados, e instituições. Por fim, serão analisados os gargalos e as oportunidades para a expansão dos investimentos produtivos no setor elétrico.

5.2.1. Recursos Naturais

5.2.1.1. Geração Hidrelétrica

Historicamente, o setor elétrico brasileiro desenvolveu-se com base no grande potencial hidrelétrico do país. Tal expansão foi possível devido ao grande número de rios e bacias com regimes hidrológicos complementares⁶⁹. A partir daí construiu-se um setor fortemente fundamentado na complementaridade hídrica entre as distintas regiões por meio da construção de grandes reservatórios e extensas linhas de transmissão. Os grandes reservatórios eram utilizados principalmente visando a manutenção da segurança do sistema, e propiciavam melhor controle da produção de eletricidade em períodos secos. Já as linhas de transmissão permitiam a otimização dos recursos hídricos e das diversidades de regimes pluviométricos existentes entre as regiões.

⁶⁵ Especialmente, neste caso, destaca-se a interdependência sistêmica do setor elétrico.

⁶⁶ Sobre falhas de mercado no setor elétrico, ver Araújo (1997) e Borenstein et al. (1996).

⁶⁷ Destacam-se a crise de energia da Califórnia (2001), no Brasil (2001-2002). Mesmo em países ou regiões onde o processo de reforma foi considerado bem – sucedido houve problemas, como o black-out na Dinamarca no inverno de 2003.

⁶⁸ <http://my.barackobama.com/page/content/newenergy>, acesso em 12 de novembro de 2008.

⁶⁹ Ou seja, períodos úmidos em uma determinada região ocorriam simultaneamente a períodos secos em outras.

Porém, a promulgação da Constituição Federal de 1988 trouxe à tona uma maior preocupação com questões ambientais. Estas questões lidam, essencialmente, com as consequências dos alagamentos, o que implicou a redução da construção de novos grandes reservatórios. Além do mais, ao se tratar da utilização da água, deve-se considerar seus múltiplos usos (abastecimento humano e animal, irrigação, uso industrial, pesca, lazer etc.) e os interesses dos diversos agentes envolvidos. De sorte que há, atualmente, expressivos impedimentos à construção de novos grandes reservatórios no Brasil.

Estima-se que o potencial hidráulico, ainda a ser aproveitado, do país seja de aproximadamente 126GW⁷⁰. Deste total, aproximadamente 70% encontram-se na bacia Amazônica, onde rios de planície predominam e não há condições de se construir reservatórios de grandes dimensões, de modo que as usinas a serem licitadas serão a fio d'água⁷¹. Exclusive o potencial remanescente não individualizado (28.000 MW), o potencial na bacia é avaliado em 77.058 MW, distribuídos por 13 sub-bacias, sendo que quatro delas (Tapajós, Xingu, Madeira e Trombetas) concentram quase 90% desse potencial. Porém, segundo dados do PNE – 2030 (EPE), apenas 38% do potencial podem ser classificados como aproveitáveis sem restrições ambientais significativas.

O incremento da participação de usinas a fio d'água – sem regularização sazonal – reduzirá a capacidade de reserva estratégica do sistema e irá requerer maior flexibilidade operativa dos reservatórios existentes. Além de requerer maior capacidade instalada de usinas de *back-up*, i.e., térmicas flexíveis, especialmente nos períodos de hidrologia desfavorável.

Entretanto, há significativas restrições à utilização deste potencial, devido a questões de cunho sócio-ambiental e tecnológico, especialmente o primeiro. Como coloca Dias Leite (2007, p. 549), "a hipótese de inviabilidade de alguns projetos há de estar presente, tendo em vista que existem fortes desentendimentos de natureza ambiental, social e política". Tome-se como exemplo que mais de 44% do potencial têm relação direta com terras indígenas.

Em outros casos, como a bacia do Paraná, situada em região densamente povoada, o aproveitamento hidrelétrico é limitado, devido aos múltiplos usos da água, como, por exemplo, abastecimento, navegação, turismo e lazer e saneamento. Estes conflitos implicam em sérias restrições ao aproveitamento do potencial hidrelétrico na região.

Tais restrições indicam a necessidade, cada vez mais premente, de diversificação da matriz energética. Além do mais, importa notar a necessidade de estudos mais detalhados sobre a qualificação deste potencial.

5.2.1.2. Geração Térmica a Gás Natural e Carvão

A partir de 1998, com a reforma do setor, iniciou-se um processo de rompimento com sua base histórica – essencialmente hidráulica e com recursos nacionais – e passou-se a uma nova agenda em direção à utilização de recursos naturais de países vizinhos, no caso o gás natural da Bolívia. Neste sentido, houve expressivo aumento da participação das usinas térmicas na matriz energética brasileira, embora o mercado internacional para o produto ainda fosse imaturo. Os principais fatores, conforme Pinhel (2000), que favoreceram a entrada das térmicas são: o prazo menor de amortização dos investimentos que estas usinas demandam, o custo de capital mais baixo e o menor risco para o setor privado.

A análise da participação de tais usinas no setor elétrico brasileiro deve levar em consideração aspectos de natureza econômico-financeira, técnica e sócio-ambiental. No caso das usinas termelétricas a gás natural, há necessidade de se considerar questões como os diversos usos deste insumo, o que implicará a necessidade de elaboração de arranjos intersetoriais, e seu abastecimento num horizonte de longo prazo.

⁷⁰ MME (2007).

⁷¹ Usinas a fio d'água são aquelas que têm pouca ou nenhuma capacidade de armazenamento de água, só utilizando a água que de fato chega até ela (Silva, 2001).

Outra questão que merece atenção refere-se ao grau de flexibilidade das usinas térmicas. A produção das usinas térmicas não é estável e regular, já que a produção das hidrelétricas é mais econômica. A maior parte dos contratos das usinas termelétricas a gás é do tipo *take or pay* (para o produto) e *ship or pay* (para o transporte). Quando há contratos como estes, o comprador responsabiliza-se pelo pagamento mesmo que não haja o consumo/transporte do montante contratado. Sendo assim, muitas usinas térmicas declaram um determinado grau de inflexibilidade, que depende de seus contratos e de suas estratégias, ao ONS, e têm que ser despachadas na base de acordo com suas medidas de inflexibilidade.

No contexto de tendências futuras do setor elétrico, a flexibilidade de aquisição e uso do combustível térmico é uma característica importante e desejável do regime operativo das termelétricas. Além disso, quanto maior a flexibilidade deste regime operativo, maior tende a ser a competitividade da geração termelétrica⁷², pela apropriação possível do "excedente" hidráulico em períodos de hidrologia favorável⁷³.

As usinas a gás de ciclo simples não apresentam restrições a esse regime operacional, podendo inclusive operar de modo intermitente para atendimento exclusivo à ponta de carga diária. Para as usinas de ciclo combinado – que requerem mais investimentos, porém são mais eficientes – admite-se um despacho mínimo de cerca de 40% da potência instalada (fator de capacidade mínimo). Essa restrição, porém, vem sendo superada pelo desenvolvimento tecnológico: há projetos de novas capazes de 200 partidas por ano e *start-up* entre 55 e 150 minutos, de modo a se tornarem economicamente competitivas mesmo para operação em regime de ponta⁷⁴.

Além do mais, importa notar que a evolução do consumo brasileiro de gás natural e a disponibilidade de reservas próximas a grandes centros consumidores constituem-se aspectos condicionantes da tendência de uso futuro para geração de eletricidade. Dada a necessidade premente de construção de infraestrutura de transporte para o gás e a dimensão do país, há indícios de que pode ser incrementada a competitividade do GNL⁷⁵.

As perspectivas de maior oferta futura de gás natural no Brasil localizam-se no Espírito Santo, Bacia de Campos e, principalmente, Bacia de Santos, além das bacias que compõem a reserva do pré-sal, estas últimas estarão disponíveis apenas após 2012. Ressalte-se que embora os estudos ainda não estejam concluídos, as condições de reservatório, a profundidade dos poços e os desafios tecnológicos implicam um cenário de elevados custos de desenvolvimento das reservas da Bacia de Santos (MME, 2007).

Em razão da grande disponibilidade de energia hidráulica barata e da baixa competitividade econômica do carvão nacional, o total de energia termelétrica advinda do carvão mineral é ainda pouco relevante. Segundo EPE (2006), este total chega a pouco mais de 1,6% (aproximadamente 1.415 MW), embora as usinas termelétricas, como um todo, representem 22% da potência instalada e aproximadamente 5% da energia elétrica gerada. Contudo, esse quadro não autoriza que se exclua o carvão mineral, especialmente carvão mineral importado, como fonte de energia primária relevante nos próximos anos, seja dentro de uma perspectiva mundial, seja como parte da estratégia doméstica para atendimento à expansão da demanda de energia (MME, 2007).

As reservas domésticas de carvão, apesar da paralisação dos estudos e pesquisas de prospecção nos últimos anos, são consideradas relativamente expressivas em termos mundiais, já que o Brasil detém a 10ª maior reserva do mundo, 1,1% das reservas totais, suficiente para atender a produção atual por mais de 500 anos. Além do mais, o preço do carvão apresenta um grau de volatilidade relativamente baixo (MME, 2007).

⁷² De fato, a lógica econômica impõe que essas usinas devam permanecer praticamente desligadas nos períodos de abundância hidrológica, gerando energia elétrica apenas nos períodos em que as aflúências e o estoque de água dos reservatórios são insuficientes para o atendimento da carga. Esse regime operacional é denominado complementar.

⁷³ Ver MME (2007)

⁷⁴ MME (2007)

⁷⁵ Gás Natural Liquefeito.

De acordo com o Anuário Mineral Brasileiro (DNPM, 2005), as reservas brasileiras de carvão mineral estão concentradas, essencialmente, no Rio Grande do Sul, com 90,58% das reservas e em Santa Catarina, com 9,36%. Sendo que o volume total de recursos de carvão é menor que 24 bilhões de toneladas. Desses recursos, são considerados medidos (i.e., com maior nível de certeza) apenas 28%, ou o equivalente a 6,7 bilhões de toneladas, dos quais 78,7% no Rio Grande do Sul e 21,2% em Santa Catarina.

Pode-se concluir que é possível incrementar a participação do carvão na matriz elétrica no futuro. Porém, é necessária a aplicação de recursos financeiros na pesquisa e prospecção deste insumo energético. Além destas, serão necessários também mecanismos que minimizem impactos ambientais, tais com sequestro de carvão⁷⁶.

5.2.1.3. Geração Térmica Nuclear

O Brasil detém a 6ª maior reserva de urânio do planeta. Segundo dados da INB⁷⁷, as reservas de urânio no Brasil sustentam um consumo por longo período e disponibilização para o mercado externo.

No Brasil, os estudos de prospecção e pesquisas geológicas objetivando a extração de urânio foram realizados em apenas 25% do território nacional⁷⁸. Ainda assim, conforme MME (2007), as reservas brasileiras de urânio cresceram de 6,3 mil toneladas de U3O8, conhecidas em 1973, para, até 2008, pouco mais de 309 mil toneladas.

Vale observar ainda que 57% dessas reservas estão associadas a custos inferiores a US\$ 80/kgU (EPE, 2005), o que as torna competitivas, segundo padrões internacionais. O fato de apenas 25% do território nacional ter sido objeto de prospecção de urânio sugere que o tamanho das reservas brasileiras de urânio pode ser ampliado com novos trabalhos de prospecção e pesquisa mineral. Há indícios de recursos adicionais, que são estimados de 800 mil toneladas de U3O8, e que, se confirmados, quadruplicariam as reservas conhecidas⁷⁹. Ou seja, particularmente no que tange às reservas de urânio, não há restrições relevantes para o crescimento da participação nuclear na matriz energética brasileira.

O combustível nuclear utilizado na maioria das centrais no mundo, inclusive no Brasil, demanda um ciclo específico de fabricação, que compreende um complexo processo industrial. Assim, além de examinar a disponibilidade das reservas do minério, faz-se necessário também analisar as condições de oferta do combustível. Na perspectiva do uso do urânio como fonte primária de eletricidade no longo prazo, o potencial de geração de energia elétrica será dado pela capacidade que poderia ser instalada a partir da disponibilidade deste insumo.

A efetiva participação nuclear na futura matriz de oferta de energia elétrica do país dependerá da análise de aspectos, tais como a competitividade desta fonte em relação às outras; política energética; política setorial de diversificação da matriz; questões ambientais, aspectos regulatórios e institucionais; e capacitação da indústria nacional.

⁷⁶ O desenvolvimento de técnicas de sequestro de carbono permitirá a instalação de térmicas com emissões zero de CO2 no longo prazo. São possíveis testes em plantas de escala comercial sejam possíveis até 2015. E até 2020, uma primeira planta em escala comercial deverá estar operando.

⁷⁷ Em <http://www.inb.gov.br/reservasBrasil.asp>.

⁷⁸ De acordo com Indústrias Nucleares do Brasil (INB). Disponível em <http://www.inb.gov.br/reservasbrasil.asp>.

⁷⁹ Conforme MME (2007)

5.2.1.4. Novos Recursos Renováveis (Biomassa, Eólicas e Solares)

No que tange aos novos recursos renováveis para geração de eletricidade, destaque há de ser dado à energia gerada a partir da biomassa, especialmente a sucroalcooleira. O setor sucroalcooleiro brasileiro é tradicionalmente auto-suficiente em termos energéticos (Castro e Dantas, 2008a). A utilização do bagaço como combustível responde por 98% das necessidades energéticas das usinas (Corrêa e Ramon, 2002). De acordo com Souza e Azevedo (2006), os agentes do setor sucroalcooleiro realizam investimentos em tecnologias de co-geração mais eficientes visando a garantia preventiva de seu abastecimento. Porém, o surgimento da possibilidade de comercialização da eletricidade produzida a partir da biomassa sucroalcooleira tende colocá-la como um terceiro produto ofertado por este setor.

A biomassa como fonte para geração de energia elétrica encontra-se entre as fontes renováveis com maiores possibilidades em termos de natureza, origem e tecnologia disponível de conversão. As principais fontes de energia a partir de biomassa são: palha da soja; sabugo, colmo, folha e palha do milho; palha do arroz; folhas e ponteiros da cana-de-açúcar; bagaço da cana-de-açúcar. O bagaço de cana é a principal biomassa residual do processamento industrial da cana-de-açúcar para a produção de açúcar e etanol, e se apresenta como um material constituído por fibras celulósicas moídas, tradicionalmente denominado bagaço.

Deve ser destacado o caráter complementar entre a geração hídrica e a produção sucroalcooleira, que possibilita à bioeletricidade atuar como elemento mitigador do risco hidrológico (Castro e Dantas, 2008a). A produção de eletricidade a partir das usinas sucroalcooleiras ocorre entre os meses de abril e novembro, que é considerado o período seco da região Sudeste, onde se concentram cerca de 70% dos reservatórios brasileiros.

Visando a viabilização econômica deste tipo de fonte energética, foi realizado em agosto de 2008 o primeiro Leilão de Energia de Reserva, com fonte exclusivamente proveniente de biomassa. Foram colocados à disposição no leilão 2.101,60 MW médios, e contratados, de fato, 548 MW médios (Castro e Dantas, 2008b). Os autores mostram que o resultado do leilão de energia de reserva indicou um novo cenário para esta fonte renovável, graças às soluções dadas às questões – fixação de preço-teto mais elevado e solução das estações coletoras – que vinham freando a formatação do modelo deste negócio.

No caso das energias eólica e fotovoltaica (solar), o Brasil dispõe de significativas vantagens competitivas devido à extensão territorial, especialmente do litoral, no caso das eólicas. O potencial eólico⁸⁰ estimado do país está em torno de 143,5 GW⁸¹. Destes, 75 GW (52,45% do total) situam-se na região Nordeste. A região Sudeste concorre com 20,7% e a região Sul com 15,9% do total. Do potencial brasileiro, há apenas 0,4GW de capacidade instalada eólica, o que implica que há significativo potencial de exploração para utilização de energia eólica.

O litoral do Estado do Rio Grande do Sul é também considerado bastante favorável, assim como o litoral Norte do Estado do Rio de Janeiro. No interior do país, em áreas montanhosas também se encontram diversos sítios propícios. As regiões Norte e Centro-Oeste são as menos favorecidas em relação à energia eólica. No caso da energia eólica, tem-se intensificado o estudo das informações sobre ventos, assim como o planejamento e construção de novas usinas eólicas⁸². As restrições e impactos ambientais das fazendas eólicas estão principalmente relacionados à vizinhança dos aerogeradores, como a emissão sonora proveniente dos acionamentos mecânicos e da aerodinâmica e o impacto visual.

⁸⁰ Os primeiros estudos sobre o comportamento do vento no Brasil datam da década de 1970, porém, para se estimar com confiabilidade estatística o potencial eólico do país é necessária uma série temporal relativamente extensa.

⁸¹ Segundo o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001), disponível em <http://www.cresesb.cepel.br/>.

⁸² Uma das restrições ao uso da energia eólica é seu relativo baixo fator de capacidade. Na prática, verifica-se que o recurso eólico apresenta variações temporais em várias ordens de grandeza: variações anuais (em função de alterações climáticas), variações sazonais (em função das diferentes estações do ano), variações diárias (causadas pelo microclima local), variações horárias (brisa terrestre e marítima, por exemplo) e variações de curta duração (rajadas).

Porém, o potencial a ser aproveitado pode ser ainda maior, pois, primeiramente, a série histórica de medição de ventos no Brasil é relativamente pequena e não há medições de ventos em alturas acima de 50 m da superfície, sendo que, atualmente, a maior parte dos aerogeradores está situada a 100 m do solo. Outra vantagem da energia eólica é o fato de haver comprovada complementaridade entre o volume dos reservatórios e a velocidade dos ventos, especialmente no Nordeste.

⁸³ <http://www.cresesb.cepel.br>

Quanto à energia solar, o Brasil, com seu território situado em sua maioria em latitudes entre o Equador e o Trópico de Capricórnio, apresenta uma incidência de energia solar bastante favorável. A potência instantânea incidente na superfície terrestre pode atingir valores superiores a 1000W/m². A média anual de energia incidente na maior parte do Brasil varia entre 4kWh/m².dia e 5kWh/m².dia⁸³. Também se caracteriza, assim como a eólica, como intermitente, pois há expressivas variações de incidência solar ao longo de um ano.

Destaca-se que a operação de plantas solares pode causar poluição térmica e química nos recursos hídricos, perda de *habitat* devido ao uso da terra, impacto visual, ruído, e danos ao ecossistema, sendo os dois primeiros considerados os mais importantes, que contribuem de forma negativa para o aproveitamento do potencial.

5.2.2. Tecnologia

A tecnologia, ou o avanço tecnológico, é um importante condicionante dos investimentos no setor elétrico. No caso brasileiro, há de se destacar as tecnologias de geração hidráulica, especificamente, as turbinas do tipo bulbo, que atualmente, podem atingir mais de 50 MW de potência unitária. São usadas em locais com quedas de 5 a 20m (GE, 2006). Portanto, são, em princípio, as mais adequadas a vários aproveitamentos na Amazônia brasileira, onde há baixa queda e grande fluxo de água, por permitirem minimizar a área, tais como as usinas de Santo Antônio e Jirau (RO).

Figura 5.4 - Usinas Santo Antônio e Jirau (Rio Madeira – RO)

	Santo Antônio	Jirau
Queda líquida (m)	13,9	15,9
Potência Unitária (MW)	71,6	75,0
Unidades	44	44
Potência Total (MW)	3.150,4	3.300,0

Fonte: Elaboração própria com dados de <http://www.canalenergia.com.br>

As plantas termelétricas a gás natural, por sua vez, podem ser classificadas em usinas em ciclo simples - ou aberto -, e usinas em ciclo combinado (CCGT). A diferença diz respeito à forma como ocorre o processo de geração, se por meio da utilização de um ciclo termodinâmico único ou a partir de uma combinação deles. As turbinas a gás operando em ciclo simples, sejam as aeroderivadas ou *heavy duty*, estão em estágio maduro de desenvolvimento, apresentando elevada confiabilidade e eficiência. Além disso, segundo Tolmasquim (2005), as centrais térmicas em ciclo simples apresentam uma série de vantagens como o baixo custo de investimento, o prazo curto de entrega dos equipamentos, o período curto de construção, a segurança na operação e a flexibilidade operacional. Uma desvantagem das termelétricas de ciclo aberto é a sua menor eficiência em relação a outras tecnologias, como as de ciclo combinado. Enquanto a eficiência das mais modernas turbinas a gás varia entre 25 e 43%, a eficiência das unidades em ciclo combinado geralmente é superior a 50%, tornando-a mais atrativa. Com efeito, quando o custo do combustível é o principal componente do custo total, a eficiência se torna um elemento fundamental na competitividade da produção de energia (MME, 2007).

Em termos tecnológicos, como mostraram Kim & Ro (2000), o principal avanço obtido tem sido em termos de eficiência do ciclo, devido ao desenvolvimento de materiais resistentes a altas temperaturas e também dos sistemas de resfriamento das palhetas das turbinas, com reflexos na redução do custo unitário de investimento (US\$/kW).

Assim, a representação de cenários tecnológicos na expansão da termelétrica implica considerar diferentes níveis de eficiência. Embora a maior parte das usinas termelétricas a gás natural no Brasil – tanto em operação quanto em projetos –, seja a ciclo simples, é o ciclo combinado que vem sendo visto como uma alternativa competitiva para expansão na base do setor elétrico (ANEEL, 2005).

Além das plantas de geração termelétrica, uma outra possibilidade de expansão da geração a gás envolve a instalação de unidades de co-geração. A co-geração pode ser entendida como a produção combinada de energia eletromecânica e térmica em uma única instalação, a partir de uma fonte de combustível. Nessas instalações podem ser utilizados resíduos industriais (bagaço de cana-de-açúcar e lixívia, por exemplo), bem como outros combustíveis que, normalmente, já são utilizados nos processos industriais das empresas, como por exemplo, o gás natural, o óleo combustível, o óleo diesel ou a biomassa. Em termos tecnológicos, as unidades de co-geração podem empregar turbinas a vapor, turbinas a gás e motores a gás natural.

Inovações importantes surgem também no segmento de transmissão, especialmente a longa distância. Na transmissão há aspectos tecnológicos relevantes a serem incluídos na agenda dos estudos do planejamento a longo prazo do setor energético, especialmente as linhas de transmissão relacionadas ao aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia. Alternativas tecnológicas como as linhas de potência naturalmente elevada (LPNE) ou transmissão em corrente contínua, que no caso brasileiro encontra-se restrita ao sistema de transmissão de Itaipu, constituem opções reais com potencial de redução do custo médio, e das perdas, da energia transportada.

No que diz respeito à geração nuclear, a análise do cenário tecnológico permite supor que, no horizonte 2008-2022, os reatores da Geração III+, chamados "evolutivos-radicalis", reúnem perspectivas para serem adotados como referência na hipótese de uma expansão do parque de geração nuclear brasileiro (MME, 2007).

Quanto às novas renováveis, como eólica e solar, a introdução competitiva destas fontes na matriz elétrica nacional revela desafios tecnológicos significativos. Segundo Dutra (2004), para viabilizar a participação mais efetiva da energia eólica na matriz são necessários: o desenvolvimento de modelos computacionais adequados ao clima e à topografia nacionais, maior qualidade e precisão das estatísticas sobre ventos no país, desenvolvimento aerodinâmico de aerogeradores adequados às condições brasileiras, e pesquisas sobre a aplicabilidade de energia eólica em sistemas híbridos.

Por fim, cabe mencionar a questão da recapacitação, ou repotencialização, de usinas existentes. Além de necessárias, inclusive para a manutenção operacional das unidades, o processo de recapacitação contribui para o aumento da capacidade instalada das usinas, embora em volume pouco expressivo. Ou seja, é uma questão mais ligada à manutenção das usinas existentes do que ao processo de expansão do sistema.

5.2.3. Organização dos Mercados

No Brasil, na década de 1990, uma emenda constitucional aboliu o monopólio público sobre as indústrias de infraestrutura. Em segundo lugar, foi eliminada a diferença de tratamento entre o capital doméstico e o capital estrangeiro⁸⁴, o que permitiu que empresas estrangeiras disputassem os leilões de compra de companhias nacionais. Em terceiro lugar, a lei nº 8.987/95, lei das concessões, definiu as condições básicas de entrada, saída e operação nos setores de infraestrutura. E, por último, as negociações das dívidas dos estados com a União estavam condicionadas a certo nível de amortização, que os estados só tinham condições de cumprir através das vendas de ativos.

Para se alcançar o nível de competição desejado no setor elétrico, foram propostas:

- a) A desverticalização das empresas de acordo com suas atividades, ou seja, geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia;
- b) Criação do Operador Nacional do Sistema (ONS);
- c) Criação de um mercado spot (Mercado Atacadista de Energia – MAE), local onde deveriam ocorrer as transações de compra e venda de energia no curto prazo;
- d) Criação da Agência Nacional de Energia Elétrica⁸⁵ (ANEEL), agência independente responsável por regular e fiscalizar os serviços referentes à eletricidade;
- e) Criação das figuras do produtor independente e do consumidor livre; e
- f) Definição de normas específicas com o objetivo de monitorar o mercado e garantir a livre concorrência, tais como a segregação horizontal das maiores geradoras e limites à participação no mercado, restrições à propriedade cruzada e ao limite de auto-suprimento.

Porém, esta reforma apresentou expressivas falhas, tanto de planejamento como de execução. Em verdade, desde o início do processo houve erros significativos. Destaca-se o fato de que, embora o discurso à época afirmasse que as privatizações seriam precedidas da estruturação de um sistema regulatório adequado, a venda de duas empresas distribuidoras ocorreu antes da criação da ANEEL.

Ademais, o cronograma das reformas e do processo de privatização sofreu atrasos. No que tange às privatizações, elas não foram alvo de consenso da sociedade, e também político, sobre sua real necessidade, como coloca Peci (2007). E foram acompanhadas de inconsistências significativas nas novas regras contratuais. Aspectos referentes às cláusulas de contratos de concessões e aos contratos iniciais entre geradoras e distribuidoras encerravam potenciais fontes de conflitos de interesses entre os agentes (Correia et al, 2006). A principal prova de falha do desenho institucional proposto foi o racionamento de eletricidade proposto em maio de 2001 (Pinto Jr et al., 2007).

Assim, com a mudança de governo no início de 2003, iniciou-se, no âmbito do Ministério das Minas e Energia (MME), uma série de estudos para formular e implementar um novo modelo para o setor elétrico brasileiro. O novo modelo foi aprovado pelo Congresso Nacional por meio das Leis 10.847 e 10.848 de 2004. O principal objetivo deste modelo é a garantia de suprimento de eletricidade e a modicidade tarifária.

A partir da crise de oferta de 2001 e de um conjunto de fatores exógenos ao setor elétrico, o governo brasileiro – eleito em 2002 – iniciou um novo processo de reestruturação do setor elétrico. Primeiro, por meio da divulgação em 2003 de propostas para um novo modelo institucional e, posteriormente, por meio das Leis 10.847 e 10.848, em março de 2004 e seus respectivos decretos. O principal objetivo do modelo em vigor é a maximização da segurança do suprimento de energia elétrica e a modicidade tarifária.

Assim, o modelo em vigor incorpora os seguintes elementos:

⁸⁴ Emenda Constitucional nº 6/95.

⁸⁵ Lei nº 9.427, de 31 de Novembro de 1997.

- A inversão do foco dos contratos de energia elétrica do curto para o longo prazo, com o objetivo de reduzir a volatilidade do preço e criar um mercado de contratos de longo prazo (*Power Purchase Agreements* – PPAs) que possa ser utilizado como garantia junto ao sistema financeiro;
- A obrigatoriedade de cobertura contratual, pelas distribuidoras e consumidores livres, de 100% de seu consumo de energia elétrica;
- Criação do Comitê de Monitoramento de Setor Elétrico (CMSE);
- A exigência prévia de licenças ambientais para se permitir a participação de um novo empreendimento no processo de licitação;
- A retomada do planejamento setorial integrado e centralizado pelo Estado, na figura da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Objetivando a modicidade tarifária, propôs-se a formação de um pool entre os distribuidores para atuarem como comprador único no mercado de energia. Em tese, isso tende a reduzir o risco individual dos geradores, pela diversificação de *portfólio* de compradores. Além disso, a compra de energia elétrica deverá ser realizada por meio de leilões públicos, nos quais os ganhadores serão definidos pelos agentes que aceitarem a menor remuneração pelo fornecimento de energia elétrica.

No atual modelo, o mercado brasileiro de energia elétrica é dividido em dois ambientes de comercialização, com lógicas e estruturas distintas. O primeiro, que visa a abrigar os consumidores cativos, é denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR). O segundo é intitulado como Ambiente de Contratação Livre (ACL). Neste, os agentes podem celebrar livremente contratos bilaterais, definindo-se preços, volumes, prazos e cláusulas de hedge. Ou seja, no ACL, participam, no lado da demanda, os consumidores livres⁸⁶.

Os leilões para a aquisição de energia elétrica são diferenciados entre leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes ou leilões de energia de novos empreendimentos. A contratação de energia de novos empreendimentos de geração é realizada por licitações com cinco e três anos de antecedência em relação ao ano de realização do mercado (o que se chama de leilões A-5 e A-3). Os primeiros objetivam a construção de plantas geradoras – hidrelétricas – capazes de iniciar a operação dentro de cinco anos e, os segundos visam às obras que possam ser concluídas em três anos, termelétricas. Os contratos firmados para a aquisição de nova geração devem englobar prazos de duração entre 15 e 35 anos, dependendo do tempo necessário para a amortização dos investimentos, e possuir cláusulas de incentivo à modicidade tarifária (Correia et alli, 2006).

Atualmente, o setor é de natureza hidrotérmica, porém com forte predominância hídrica e com complementaridade térmica. A figura 5.5 apresenta a capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira em 2009.

Figura 5.5 - Capacidade Instalada de geração no SIN⁸⁷ (2009)

Fonte	Potência (MW)	(%)
Hidro – UHE	77.783,97	69,46
Usinas Termelétricas a Gás	11.842,99	10,58
Usina Termelétrica a óleo	4.989,77	4,46
Geração a partir de biomassa	5.318,77	4,75
Usinas Termelétricas a carvão mineral	1.455,10	1,30
Usina Termonuclear	2.007,00	1,79
Usinas eólicas	414,48	0,37
Importação	8.170,00	7,30
Total	111.982,08	100,00

Fonte: Banco de Informações de Geração da Aneel. <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>

⁸⁶ Consumidor livre é aquele que tenha carga de 3.000 kW, atendido em qualquer tensão.

⁸⁷ SIN é o Sistema Interligado Nacional e é formado por empresas de todas as regiões do país, a exceção de uma parte da região Norte e corresponde a aproximadamente 96,6% da capacidade de geração do país. A parte não atendida no SIN é denominada Sistema Isolado, e localiza-se na região amazônica.

⁸⁸ Considerados 6.300 MW de Itaipu e as Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs.

⁸⁹ Inclui bagaço de cana, madeira, licor negro, biogás e casca de arroz.

⁹⁰ Importação de Paraguai (Itaipu), Argentina, Uruguai e Venezuela

Na prática, as usinas hidrelétricas respondem por mais de 80%⁹¹ da geração de eletricidade no Brasil, devido aos critérios de despacho, que privilegiam as fontes menos onerosas. O que se chama de despacho por ordem de mérito. As usinas termelétricas, embora respondam por mais de 20% da capacidade instalada, por terem custo marginal de produção mais elevado, respondem por menos do que este valor no total de eletricidade produzido⁹². Importante notar que, ao contrário de muitos países, mais de 80% da energia elétrica brasileira provém de fontes renováveis.

Como o setor elétrico opera em cadeia fisicamente interligada, para fazer face à tamanha capacidade de geração, e permitir o máximo aproveitamento da hidrologia no país, são necessários 87.518 km de linhas de transmissão. O que implica que, de certa forma, os investimentos em geração e os investimentos em transmissão crescem de forma sincrônica, porém não necessariamente proporcionais. Em relação à dinâmica de investimentos, o planejamento da expansão dos segmentos de geração e transmissão é executado em três fases interligadas, as quais abrangem os horizontes de longo (ao menos 20 anos), médio (no mínimo 10 anos) e curto prazos (cinco anos).

O planejamento de longo prazo inclui os estudos associados à avaliação da disponibilidade de recursos de geração, a evolução da demanda de energia, as restrições ambientais e as estratégias para expansão da rede de transmissão. O planejamento de médio prazo, por seu turno, proverá uma lista de projetos de geração e transmissão, em ordem do mérito econômico, para atender à demanda esperada ao mínimo custo. No programa de curto prazo, são realizados os ajustes no plano de expansão. Os planejamentos de longo e médio prazos são de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME) que se utiliza dos estudos efetuados pela EPE, enquanto o de curto prazo é desempenhado pelo operador do sistema, seguindo diretrizes do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), especialmente se há qualquer perspectiva de desequilíbrio entre oferta e demanda (Santana et al., 2005).

Visto que este estudo refere-se às perspectivas e tendências dos investimentos, é importante ressaltar o fato de que houve uma expressiva mudança na relação PIB e consumo de energia elétrica. Em países desenvolvidos, o consumo de eletricidade tende a variar em menor proporção que o PIB. Já em países emergentes, há, historicamente, a tendência a que o consumo cresça a taxas maiores que o PIB.

No Brasil, a partir de 2005, a tendência de consumo de energia elétrica foi modificada em prol de uma dinâmica onde a elasticidade-renda da demanda passou a apresentar valores menores⁹³, o que implica numa mudança no planejamento do setor, já que a renda é variável essencial para a definição dos rumos da expansão. Isto se deve essencialmente a dois fatores, quais sejam: o crescimento industrial de segmentos com menor intensidade elétrica⁹⁴ e o aumento da eficiência energética na indústria. De acordo com a análise de Castro e Rosental (2008), a diminuição da elasticidade da demanda de energia elétrica que vem sendo verificada decorre do uso mais racional e eficiente de energia elétrica pelos consumidores industriais, que estão utilizando métodos, processos e equipamentos "poupadores" de eletricidade.

Segundo Tolmasquim (2008), dois fatores contribuíram, de forma estrutural, para esta mudança na elasticidade-renda. Primeiro, houve maior crescimento da produção de indústrias menos eletrointensivas. Em segundo lugar, aumento da eficiência energética da indústria, especialmente nos segmentos de alta intensidade energética⁹⁵.

A figura 5.6 apresenta o crescimento médio anual do consumo setorial de energia elétrica nas últimas décadas. Note-se que, juntos, os setores residencial, comercial e industrial representaram sempre mais de 80% do consumo total. A estrutura do consumo de eletricidade pelos setores mostra predominância da indústria, porém, com tendência a se reduzir devido à redução da intensidade elétrica.

⁹¹ Conforme dados do Balanço Energético Nacional (BEN, MME, 2008).

⁹² Tal fato depende, em essência, do grau de flexibilidade ou inflexibilidade de cada usina.

⁹³ Conforme dados do Balanço Energético Nacional (BEN, MME, 2008).

⁹⁴ Intensidade elétrica refere-se à quantidade de energia elétrica necessária para produzir uma unidade do produto, medida, usualmente, em kWh/US\$. Deste modo, processos industriais mais eficientes reduzem a intensidade elétrica.

⁹⁵ Segundo EPE (2008), segmentos com alta intensidade energética são aqueles nos quais o custo da energia elétrica representa mais do que 4% do valor da transformação, tais como cimento, mineração, siderurgia, metalurgia, entre outros.

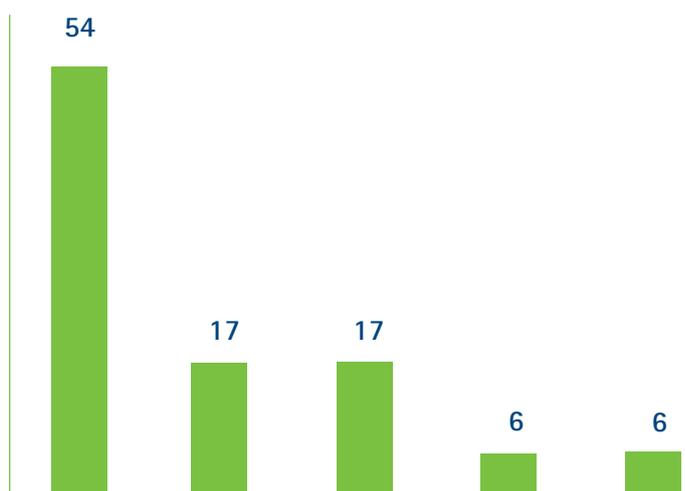
Figura 5.6 - Evolução da composição do consumo de eletricidade (%)

Setor	1970	1980	1990	2000	2001	2002	2003	2004
Setor Energético	5,2	3,4	3,1	3,2	3,6	3,6	3,5	3,6
Residencial	21,1	19,0	22,4	25,2	23,8	22,4	22,3	21,9
Comercial	13,0	11,2	10,9	14,3	14,4	14,0	14,1	13,9
Público	9,0	8,5	8,3	8,8	8,8	8,7	8,7	8,4
Agropecuário	0,8	1,7	3,1	3,9	4,0	4,0	4,2	4,1
Transporte	1,6	0,7	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Industrial	40,2	55,6	51,6	44,2	45,0	47,1	47,0	47,9
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: BEN 2004

A figura 5.7, por sua vez, mostra o consumo de eletricidade por região. Note-se que o maior centro de carga é a região Sudeste. Porém, como o potencial hidrelétrico desta região encontra-se praticamente esgotado, implica que a maior parte dos investimentos, em termos regionais, se dará na Região Norte, implicando em elevados investimentos nas linhas de transmissão de longa distância.

Figura 5.7 - Consumo de energia elétrica por região (%)



Fonte: MME (2007)

A figura 5.8 apresenta uma avaliação da competitividade das fontes de eletricidade no Brasil para uma potência instalada de 1.000 MW. Note-se que a energia de fonte hídrica é a mais competitiva (em R\$/MWh), porém é aquela cujo tempo de construção é maior – aproximadamente cinco anos – e com maiores restrições ambientais. Embora os custos de produção sejam de suma importância para que se definam os critérios de despacho, eles não são, por si, condicionantes dos investimentos. Isto porque os leilões, e consequentemente as fontes, são definidos previamente pela Aneel e pela EPE.

Figura 5.8 - Competitividade entre as fontes de eletricidade

	Unid.	Hidro	Biomassa	Carvão Nacional	Nuclear Import.	Carvão	Gás Nat.	Eólica	Óleo comb.	Diesel
Disp.	MW	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Custo Variável Unitário	R\$/Mwh	1,5	14,7	37,5	25,2	54,3	108,6	4,5	300	500
Custo Fixo	R\$/kW ano	11,3	46,0	57,8	138,0	57,8	57,5	46,0	28,0	25,0
Custo de Investimento	US\$/KW	1.250	1.100	1.500	2.000	1.500	900	2.000	800	600
Tarifa de equilíbrio	R\$/MWh	116,4	121,1	133,3	151,6	152,4	175,0	297,0	382,9	602,2

Fonte: Moreira (2008)

Em relação às estratégias das empresas, e dadas as características físicas do setor e a interdependência entre os segmentos de produção/transporte de eletricidade, é possível notar, assim como no caso europeu, uma tendência ao aumento do processo de fusões/aquisições no setor elétrico. Outra questão que se configura, e mostrada em Santana e Leite (2007), é a existência de um processo de verticalização por meio de contratos, que é caracterizado pela sinergia entre as atividades de geração, distribuição e comercialização de energia. Este processo implica na presença, cada vez mais significativa, neste espaço econômico de empresas estruturadas em *holdings*.

Como o crescimento do setor elétrico se dá de forma a acompanhar o crescimento da economia, o crescimento das empresas se dá principalmente por meio de fusões/aquisições e pela sinergia advinda da operação verticalizada.

A forma de estruturação dos leilões de energia nova torna o processo competitivo um fenômeno *ex-ante*, i.e., a competição se dá "pelo mercado" e não no mercado. Ou seja, as empresas competem durante o leilão, após o qual suas estratégias já estando definidas, há pouco espaço para elaboração de novas estratégias competitivas.

Em relação ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), convém mostrar que houve expressivo aumento do número de consumidores livres de 2004 a 2008. Este aumento ocorreu devido, primeiramente, ao excesso de oferta de eletricidade que ocorreu devido à redução do consumo verificada durante a crise de suprimento de eletricidade em 2001. Com isso, o preço no mercado livre, PLD, atingiu níveis muito reduzidos, tornando atraente este mercado para os consumidores livres. Porém, a partir de 2005 iniciou-se um processo de redução do excesso de oferta, o que elevou significativamente o nível e a volatilidade do PLD. Sendo assim, o problema a ser equacionado no futuro refere-se à determinação das funções do mercado livre no contexto do setor elétrico, sua forma de regulação e mecanismos que visem a reduzir a volatilidade do preço *spot*.

Em relação às parcerias público-privadas, observa-se na dinâmica recente do setor um aumento da participação de empresas públicas, essencialmente do grupo Eletrobrás, em consórcios com empresas privadas. Isto ficou claro nos leilões de energia nova do Rio Madeira (Santo Antônio e Jirau). Nestes dois leilões, houve associações entre empresas privadas e empresas do grupo Eletrobrás (com aportes minoritários). Pode-se concluir que as empresas estatais, ao atuarem em conjunto com empresas privadas, permitem a estas últimas um maior grau de certeza e uma garantia institucional importante em um setor que requer elevados investimentos com longo prazo de maturação. Neste sentido, a participação das empresas estatais constitui-se mais que uma estratégia de empresa, mas, sim, um elemento de política de Estado, onde este atua de forma complementar aos agentes privados.

5.2.4. Institucional

De forma geral, após a crise de suprimento de 2001, o Estado retomou para si, por meio de suas organizações ou por delegação de poderes, o planejamento central do setor elétrico. Dadas as características, físicas, técnicas e econômicas do setor, e as complexidades expressivas que daí surgem, é necessário que haja um poder central coordenador.

Figura 5.9 - Características do modelo do setor elétrico brasileiro

Características mais importantes	
Competição na geração	Em termos, sem oferta de preço. Competição pelo mercado
Escolha dos distribuidores	Parcial; por meio de leilões
Escolha dos consumidores	Pouco significativa
Economia de coordenação ⁹⁶	Muito importante

Fonte: Elaboração própria

A figura 5.9 resume algumas importantes características do setor elétrico brasileiro. Com destaque para a importância da coordenação. Em um setor caracterizado por elevada interdependência e por significativa complexidade técnica, econômica e político-institucional, a coordenação assume papel preponderante, como deixam claro Losekan (2003); Dias Leite (2007) e Bicalho (2006 e 2007).

A coordenação do setor elétrico brasileiro – em seu âmbito técnico, econômico e político-institucional – encontra-se diluída em diversas instituições (ONS, EPE, CMSE, MME, ANEEL, CCEE). Como estas instituições têm atribuições distintas, porém interdependentes e complementares, e, dada a retomada do planejamento central, pode-se argumentar que há, no âmbito da política de Estado, maior grau de coordenação no setor. Tal coordenação é vital para a expansão do sistema elétrico, tanto em geração quanto em transmissão,

Essa coordenação não se resume à gestão das relações que envolvem os agentes e os interesses específicos ao setor elétrico, mas se amplia na medida em que são incorporadas as relações com outros agentes e interesses que transcendem o setor. Em outras palavras, quando se contempla a interação entre as políticas públicas específicas ao setor elétrico e as demais políticas públicas, impõe-se uma coordenação mais ampla e sofisticada, que não se resume àquela desenvolvida nos estritos limites do setor.

Interação essa que vai desde a interface do setor elétrico com outros setores de energia – como gás natural, petróleo e biomassa –, que é açambarcada pela política energética, até as complexas relações existentes entre esta última e as políticas ambiental, tecnológica, industrial, fiscal e externa.

Nesse sentido, além da agenda institucional específica do setor, têm-se uma agenda maior que envolve desafios que para serem superados exigem uma capacidade de coordenação que implica na gestão sustentável de um conjunto de políticas públicas por parte do Estado brasileiro.

⁹⁶ No setor elétrico, a coordenação assume papel preponderante e tem caráter técnico, econômico e institucional. No primeiro caso, a coordenação é importante devido à forte interdependência física entre os agentes ao longo da cadeia de produção. No caso econômico, a coordenação se dá mais por hierarquia do que via mercado, devido aos elevados custos de transação que surgem a partir da desverticalização. A coordenação institucional se dá no âmbito do governo e refere-se às estratégias públicas, e a devida concatenação entre os agentes, para o setor elétrico.

5.3. Perspectivas de Médio E Longo Prazos para os Investimentos no Sistema Produtivo Setor Elétrico Brasileiro

Esta seção tem como objetivo explicitar dois cenários sobre as perspectivas para os investimentos no setor elétrico brasileiro. Um cenário possível e um cenário desejável. O cenário possível é aquele que leva em conta o ambiente econômico, regulatório e institucional que se visualiza como uma continuidade do presente. Este cenário considera as capacitações produtivas, tecnológicas e institucionais existentes e os meios atualmente disponíveis para a sua ampliação. Tendo em vista que este cenário leva em conta o contexto atual do setor no Brasil e no mundo, o cenário possível será realizado para o médio prazo (2012).

Neste sentido, a análise se fará a partir dos condicionantes essenciais da dinâmica do setor elétrico, quais sejam: recursos naturais, tecnologia, organização dos mercados e instituições.

Serão explicitados, por fim, os principais determinantes da dinâmica dos investimentos esperados, as transformações estruturais (se houver) engendradas pelos investimentos esperados, bem como os efeitos que estes investimentos podem trazer para a economia brasileira.

5.3.1. Perspectivas de Médio Prazo

Cabe, primeiramente, mencionar que devido às características do setor elétrico, especialmente o fato de que é necessário planejar a expansão com antecedência, muitas questões relativas ao cenário possível já estão equacionadas. Convém, primeiramente, notar que a crise econômico-financeira de 2008 teve implicações imprevisíveis na economia. No caso do setor elétrico brasileiro, os primeiros afetados foram os grandes consumidores.

A figura 5.10 mostra a previsão de carga de 2008 a 2012, supondo um crescimento do PIB brasileiro de aproximadamente 4%. Vale notar que nas previsões do ONS já se encontram os resultados da mudança na tendência da elasticidade-renda da demanda.

Figura 5.10 - Projeção de carga - 2008 a 2012 (Em MWmédio)

	SE/CO	S	NE	N	SIN	%
2008	32.202	8.668	7557	3.662	52.189	-
2009	34,104	9039	7913	3.938	54.995	5,4
2010	35.961	9442	8289	4.146	57.838	5,2
2011	37.572	9872	8696	4.366	60.505	4,6
2012	39.159	10301	9103	5.699	64.262	6.2

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de MME (2008)

5.3.1.1. Recursos Naturais

Em relação aos recursos naturais, e à conseqüente diversificação da matriz elétrica, a previsão de evolução encontra-se descrita na figura 5.11. É possível notar uma clara tendência ao aumento das fontes que compõe a matriz elétrica brasileira. Como mostram os resultados dos leilões de energia nova realizados até 2008, há uma expressiva tendência à entrada de fontes a gás e carvão, especialmente o último em forma importada. Também é perceptível a tendência à construção de usinas de porte menor (PCHs e PCTs⁹⁷), que, por estarem mais próximas dos centros de carga, requerem menores investimentos em linhas de transmissão de longa distância.

⁹⁷ Pequenas Centrais Hidrelétricas e Pequenas Centrais Termelétricas, respectivamente.

⁹⁸ Inclui gás natural, carvão e biomassa.

Figura 5.11 - Projeção da evolução da potência instalada SIN (MW)

Fonte	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Hidrelétrica	66.295	66.425	67.105	69.247	70.776	70.824
Térmica	11.086	12.115	13.764	16.100	16.260	17.735
Nuclear	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007
PCHs	268	934	1.126	1.126	1.126	1.126
PCTs	489	509	509	509	509	509
Eólicas	218	487	720	720	720	720
Outras	2.425	3.481	4.292	4.567	4.637	4.637
Itaipu (BR)	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
Compras Itaipu (PY)	6.455	6.410	6.055	6.017	5.978	5.937
Total	96.243	99.368	102.578	107.293	109.013	110.495

Fonte: ONS <http://www.ons.org.br>

A figura 5.12 apresenta a projeção do consumo de energia elétrica na rede do SIN.

	2008	2009	2010	2011	2012
Residencial	91.611	96.597	102.269	107.825	115.560
Industrial	179.020	187.110	195.501	202.989	212.154
Comercial	59.517	63.670	68.340	73.047	79.359
Outros	54.530	57.298	60.160	62.914	67.006
Total	384.678	404.674	426.271	446.816	474.080

Fonte: MME (2008)

Com efeito, a figura 5.13 mostra as perspectivas, em percentuais, para utilização das fontes elétricas para 2012. Note-se a tendência ao aumento expressivo da utilização do gás natural na composição desta matriz. Segundo o planejamento estratégico da Petrobrás 2008-2020, em 2012, o setor elétrico demandará aproximadamente 48 mm³/dia de gás natural, dentro de um universo de oferta de 134 mm³/dia. Isto implica aproximadamente a geração de 9,6 MW médios diários. A utilização deste insumo energético, entretanto, dependerá de sua disponibilidade e, principalmente, da configuração de arranjos inter-setoriais, entre os setores de eletricidade e gás, ainda indefinidos. Dependerá também da definição de uma política de preços para o gás.

Figura 5.13 - Projeção da participação por fontes no SIN

Fonte	%
Hidro (PCHs e Itaipu)	80
Térmica (carvão)	2
Térmica (gás natural)	10
Térmica (nuclear)	2
Biomassa	1
Térmica (der. de petróleo)	2
Eólica e outras	3

Fonte: EPE/PDE e Moreira (2008) Elaboração própria

A figura 5.14, por sua vez, apresenta os investimentos, em milhões de R\$, no setor elétrico previstos até 2011. Na figura não constam, porém, os investimentos relativos às usinas de Santo Antônio e Jirau. Destaque-se que a maior parte dos investimentos (57,43%) está alocada no segmento de geração, confirmando a perspectiva de expansão da capacidade instalada do sistema.

⁹⁹ www.brasil.gov.br/pac

Figura 5.14 - Investimentos previstos para período 2008-2011 no Setor Elétrico Brasileiro

Segmento	Investimento Previsto (em R\$ bilhões)	(%)
Geração	58,0	57,43
Distribuição	26,0	25,74
Transmissão	17,0	16,83
Total	101,0	100,00

Fonte: GESEL/IE/UFRJ, com dados BNDES.

No caso específico dos investimentos das usinas do Rio Madeira, a página do Programa de Aceleração do Investimento (PAC) na internet informa, em Maio de 2009⁹⁹, que o volume de investimento para a usina de Santo Antônio é de R\$ 12,1 bilhões e para a usina de Jirau é de R\$ 9,0 bilhões. Segundo a mesma fonte, a primeira usina será concluída em abril de 2012 e a segunda em janeiro de 2013.

Segundo a mesma fonte citada no parágrafo anterior, os investimentos nas linhas de transmissão da energia a ser produzida nas usinas do Rio Madeira estão na ordem de R\$ 8 bilhões.

5.3.1.2. Tecnologia

No que se refere aos aspectos tecnológicos, cuja condicionante primeira de sua utilização é a qualidade dos recursos naturais disponíveis, não há gargalos expressivos a novos investimentos.

No caso de usinas hidrelétricas, cujo potencial a ser explorado situa-se primordialmente em rios de planície e requer a construção de usinas a fio d'água com a utilização de turbinas bulbo, não há expressivas limitações a novos investimentos, embora a utilização de tais turbinas repes represente algum desafio tecnológico. Também no caso das usinas a gás, tanto ciclo simples quanto combinado, não há obstáculos expressivos a novas inversões.

Os gargalos a novos investimentos, condicionados pela tecnologia, mais prementes são de duas naturezas, uma ambiental e outra de custos. Em relação à primeira, as limitações são dadas pela necessidade de tecnologia adequada ao tratamento dos resíduos do urânio utilizado nas usinas nucleares, e às tecnologias de *clean coal technology* e captura de carvão.

No segundo caso, encontram-se as usinas eólicas e fotovoltaicas, por exemplo, cujos custos de produção e o custo médio de geração de eletricidade ainda são elevados e requerem, então, para incorporação na base do sistema, uma escala mínima eficiente.

5.3.1.3. Organização dos Mercados

Em relação às questões de organizações e mercados, algumas tendências se mostram claras num cenário de médio prazo. Primeiramente, há uma forte inclinação a um processo de re-verticalização. Pode-se afirmar que, embora tenha havido uma modificação expressiva na estrutura industrial, no que tange às questões técnicas e à operação do setor, não houve modificações expressivas, de modo que se mantém um elevado grau de complexidade física e técnica no setor. Assim, tal complexidade, em um ambiente desverticalizado, tende a elevar os custos de transação (Santana e Oliveira, 1998). Como colocam Santana e Leite (2007), embora o modelo do setor não estimule a verticalização, as empresas têm, por meio de relações contratuais, operado de forma verticalizada.

Com efeito, dá-se destaque ao processo de formação de *holdings* no setor elétrico, que operam de forma integrada, especialmente operando nos segmentos de geração, distribuição e comercialização. Ou seja, há uma forma de governança de mercado distinta da forma verticalizada que imperava no período anterior ao das reformas. Neste sentido, num cenário de médio prazo, há fortes indícios de aumento da concentração no setor, o que requererá por parte do órgão regulador maior atenção aos atos de concentração.

Outro que se configura como um importante condicionante dos investimentos são as parcerias entre empresas públicas e privadas. Nos leilões do Rio Madeira (do tipo A-5), por exemplo, nos quais as usinas licitadas são de grande porte e requerem elevado volume de capital, há parcerias entre empresas privadas e empresas do grupo Eletrobrás, conforme a figura 5.15. Estas parcerias visam, é lícito concluir, num setor capital-intensivo e com elevado prazo de maturação dos investimentos, sinalizar maior segurança e minimizar incertezas para os investidores privados. Ou seja, é uma forma de coordenação estatal do setor.

Figura 5.15 - Consórcios das UHEs do Rio Madeira

PROJETOS	
Santo Antônio	Jirau
Furnas (39%)	Suez Energy (50,1%)
Odebrecht (18,6%)	Camargo Corrêa (9,9%)
FIP Amazônia Energia (20%);	Eletrosul (20%)
Andrade Gutierrez (12,4%)	Chesf (20%)
Cemig (10%)	

Fonte: Elaboração própria com dados de <http://www.canalenergia.com.br>

O financiamento destes investimentos, e dos demais envolvendo grandes empreendimentos, se dá por meio da criação de Sociedades de Propósito Específico (SPE) com financiamento via *project-finance*, sendo a garantia o próprio projeto. Em suma, há em curso uma mudança no padrão de financiamento do setor elétrico, que se configura como uma tendência firme para o cenário futuro.

No que tange ao financiamento, há expressiva participação do BNDES como elemento estimulador e garantidor de novos investimentos, especialmente em expansão. Convém enfatizar o papel de principal financiador do setor exercido pelo BNDES.

Há que se destacar também o aumento dos auto-produtores. A figura 5.16 mostra expressivo aumento do consumo de auto-produtores até 2012. Os principais setores, da indústria eletro-intensiva, que contribuirão para este aumento são siderurgia, papel e celulose, e petroquímica. De acordo com dados da EPE, percebe-se um aumento de 11,2% a.a. até 2017 no número de auto-produtores no setor. Assim, a participação da auto-produção no consumo total do setor deve aumentar de 8,7% em 2007 para 11,7% em 2012.

Figura 5.16 - Evolução do consumo de auto-produtores (em TWh)

	2007	2012	2017
Indústria eletro-intensiva	18,3	32,9	54,0
Outras indústrias	17,1	30,9	48,3
Total	35,4	63,8	102,3

Fonte: Guerreiro (2008)

Outro item importante na agenda é a internacionalização de empresas do setor elétrico brasileiro, destacando-se a Eletrobrás. A estratégia deverá, em médio prazo, contemplar a construção de hidrelétricas binacionais, especificamente na América do Sul, o que demandará arranjos institucionais em nível internacional, aumentando a complexidade do setor.

Neste âmbito, talvez o maior gargalo a investimento seja o *design* do ambiente de contratação livre (ACL). Desenhado para as transações bilaterais entre geradores e grandes consumidores, comercializadores e importadores e exportadores de eletricidade, o ACL respondia, em 2004, por aproximadamente 3% do total do consumo de eletricidade do país. Em 2008, chegou a deter 28% do consumo de eletricidade (15% de auto-produtores) e 50% do consumo industrial. Ou seja, houve um crescimento expressivo das transações neste ambiente, cujo desenho original não prevê regulamentação para tais transações e também não previa um crescimento desta proporção. Deste modo, como pôde ser observado no início de 2008, verificou-se um elevado grau de volatilidade¹⁰¹ no PLD devido ao atraso no início da estação de chuvas (Castro e Leite, 2008), ocasionando riscos aos agentes. Tal volatilidade deve-se, principalmente, à diminuição relativa da capacidade de regularização dos reservatórios. Em suma, o ACL carece de um *design*¹⁰² mais concatenado com os objetivos da política energética. Com efeito, dados os aportes conceituais de Julien et al (2004), um correto *design* pode levar a efeitos desejáveis, i.e, mais investimentos e redução de poder de mercado. Embora, contrariamente a agenda dos anos 1990, os objetivos dos formuladores de políticas, e responsáveis pelo *design* dos mercados, devem ser a expansão do sistema, mas com foco também em questões como poder de mercado (Fabra et al., 2002), *design* dos leilões de compra e venda de energia (Newbery & McDaniel, 2003), e problemas estruturais como a importância dos contratos bilaterais de longo prazo (Wilson, 1998).

¹⁰¹ A NERC (*North American Electricity Reliability Council*) define confiabilidade como sendo o grau no qual o desempenho do sistema técnico resulta em energia entregue aos consumidores dentro dos padrões esperados e na quantidade desejada. <http://www.nerc.com>.

¹⁰² Ver Santana et al., 2005.

5.3.1.4. Instituições

No caso das questões político-institucionais, há que se destacar a importância da economia de coordenação. Neste sentido, a crise de suprimento de eletricidade em 2001 pode ser considerada um ponto de inflexão na história recente do setor elétrico, já que, a partir dali, retomou-se o planejamento setorial. Conforme a Lei 10.848 de 2004, o critério para definição da expansão do setor é por meio de licitações de novos empreendimentos, de forma que o Estado, através de diversos agentes, passou a exercer com mais rigor o papel de planejador e, por extensão, de coordenador da expansão da capacidade instalada do setor.

Assim, a coordenação do setor é dividida em um grande número de agentes, porém com áreas de atuação corretamente definidas, dando clareza do papel do Estado no setor. Desta forma, a coordenação intrainstitucional não se constitui num gargalo aos investimentos, ao contrário, esta redefinição do papel dos agentes, que ocorreu a partir de 2004, implica numa maior estabilidade institucional para os agentes e novos investidores, e tem, desde aquele ano, exercido papel fundamental na expansão do sistema.

Porém, no sentido de garantir investimentos e maximizar a confiabilidade do sistema, a política setorial está incorporada à política energética, de sorte que gargalos à expansão da capacidade instalada do setor elétrico são dirimidos na esfera da política energética. Com efeito, a coordenação inter-setorial deve ser equacionada no âmbito da política energética, de modo que a expansão do setor elétrico com fontes diversificadas (gás natural, óleo etc.) dependerá de arranjos inter-setoriais mais claros e estáveis no tempo.

Neste campo de ação, o principal gargalo à expansão do sistema são as questões de cunho ambiental. Os projetos de novas usinas devem receber licença dos órgãos ambientais, que, devido à necessidade de estudos mais sofisticados sobre o impacto da construção destas usinas, muitas vezes, contribuem para o atraso no cronograma de construção das usinas. Uma possível forma de mitigar este problema é a proposta da EPE (PNE – 2030) de avaliações ambientais integradas, que se referem ao estudo das consequências dos impactos ambientais, sociais, indígenas e territoriais. Ou seja, uma avaliação multidisciplinar. Neste sentido, tais gargalos só serão removidos a partir da convergência entre as políticas energética, ambiental e industrial e arranjos interinstitucionais nos níveis federal, estadual, e municipal.

Outro item importante são os arranjos interinstitucionais, especificamente, entre o setor elétrico e o de gás. No item 'Recursos Naturais' mostrou-se que o setor caminha em direção à uma matriz elétrica mais diversificada. Neste sentido, o setor elétrico, que usualmente era essencialmente hidrelétrico com *hedge* físico feito pelas usinas térmicas, pode ser considerado um setor hidrotérmico. A utilização de gás natural na geração termelétrica depende da disponibilidade em abundância deste insumo energético, porém depende também, e com mais intensidade, das relações intersetoriais. Como dito anteriormente, a política energética é o ambiente no qual será resolvida a compatibilização entre a política do gás e do setor elétrico.

5.3.2. Perspectivas de Longo Prazo

Nesta seção será descrito o cenário desejável, isto é, a visão de longo prazo tendo como meta 2022, e será elaborado tendo em conta as modificações desejáveis no ambiente econômico, regulatório e institucional. Neste caso, será realizada uma análise sobre as perspectivas de longo-prazo para evolução dos investimentos no Brasil (2022), levando em conta uma situação ótima em termos de políticas setoriais.

Como já mencionado anteriormente, no setor elétrico, dada sua complexidade e características físicas, técnicas e econômicas e institucionais, a coordenação exercida de forma centralizada exerce papel fundamental na determinação dos rumos da expansão desta indústria, e na manutenção dos princípios que norteiam a política energética, i.e., modicidade tarifária e garantia de suprimento. Desta forma, contrariamente à agenda dos anos 1990, o Estado retomou a capacidade de planejamento e organização das diretrizes futuras do setor.

A análise a seguir visa, a partir dos quatro grandes tópicos já discutidos, traçar a evolução desejada dos investimentos para que os objetivos sejam, de fato, atingidos.

Os principais objetivos são: garantir o suprimento de energia de energia elétrica e a modicidade tarifária.

Para que estes objetivos sejam atingidos, espera-se que os investimentos no setor elétrico impliquem aumento da capacidade instalada (nos segmentos de geração, transmissão e distribuição) e a adoção de mecanismos de reserva de geração.¹⁰⁰ Com estes dois elementos, seria possível maximizar a confiabilidade¹⁰¹ do sistema, que é condição essencial para se evitar um racionamento, e as consequências negativas na economia daí advindas.

Neste sentido, os principais condicionantes dos investimentos no setor elétrico são a previsão de crescimento da economia – e, por consequência, a previsão de crescimento da carga, dada pela elasticidade-renda da demanda –, a coordenação do setor elétrico por meio da política energética e os aperfeiçoamentos necessários dos mecanismos de coordenação interinstitucional – especialmente a relação entre o setor elétrico e o setor de gás – e no próprio marco regulatório do setor.¹⁰² Neste sentido, dá-se destaque à coordenação, que, nos seus diversos âmbitos, é elemento direto, por meio das decisões políticas, para garantir o correto funcionamento do setor (coordenação de curto prazo) e a expansão do setor (coordenação de longo prazo). Neste sentido, mostra-se que, ao contrário da agenda dominante nos anos 1990, onde se considerava a eletricidade uma *commoditie*, a agenda atual considera a eletricidade um bem público essencial.

5.3.2.1. Recursos Naturais e Heterogeneidade da Matriz Elétrica

Primeiramente, em relação à evolução da matriz elétrica, a EPE, no documento Plano Nacional de Energia 2030¹⁰³, apresenta dois possíveis cenários de crescimento. Dentro do escopo do Projeto PIB e dada a mudança na elasticidade-renda da demanda e com base nos dados da EPE, é possível afirmar que há tendência de crescimento de 3,43% a.a. na capacidade instalada do setor elétrico brasileiro. Desta forma, a potência instalada no setor em 2022 será de aproximadamente 160 GW. Em um cenário mais otimista, com pouca probabilidade de ocorrer após crise econômico-financeira de 2008, conforme o PNE – 2030, a capacidade instalada seria de aproximadamente 179 GW.¹⁰⁴

A figura 5.17 mostra em percentuais a perspectiva de participação de cada insumo energético na matriz elétrica do país para 2020. A figura 5.17 apresenta alguns elementos importantes de discussão. Primeiramente, embora se confirme a tendência à diversificação da matriz elétrica, a hidroeletricidade continuará a exercer papel expressivo no setor elétrico, porém tendendo a participação menor do que a atual. Entretanto, com maior número de hidrelétricas a fio d'água, as usinas térmicas não podem mais ser consideradas complementares ao sistema, ao contrário, o sistema será de base hidrotérmica. Isto implicará novos arranjos institucionais e novos mecanismos de formação de preços.

Figura 5.17 - Perspectivas da matriz elétrica brasileira em 2020

Fonte	(%)
Hidro (PCH e Itaipu)	77
Térmica (carvão)	3
Térmica (gás natural)	9
Térmica (nuclear)	3
Térmica (der. de petróleo)	2
Eólica e outras	4
Biomassa	2

Fonte: PNE 2030 e Moreira (2008) elaboração própria

¹⁰⁰ Dadas as características físicas do setor, tais como a forte interdependência entre os segmentos de produção e transporte de eletricidade e restrições de transmissão, é essencial que haja mecanismos, que garantam investimentos em energia de reserva. Ou seja, a expansão do sistema deve ser assegurada concomitantemente à garantia de confiabilidade do sistema, conforme Leite (2003). Há três abordagens para o problema:

- i) mercados de energia puros;
- ii) pagamentos por capacidade;
- iii) reservas planejadas.

Estas duas últimas talvez sejam a abordagem mais adequada ao caso brasileiro, neste caso, as geradoras e distribuidoras teriam que, por determinação legal, conforme acontece em alguns pools de energia no nordeste dos EUA, contratar capacidade acima de sua previsão de demanda, contribuindo para evitar um racionamento de eletricidade.

¹⁰¹ A NERC (North American Electricity Reliability Council) define confiabilidade como sendo o grau no qual o desempenho do sistema técnico resulta em energia entregue aos consumidores dentro dos padrões esperados e na quantidade desejada. <http://www.nerc.com>.

¹⁰² Ver Santana et al., 2005.

¹⁰³ MME (2007).

¹⁰⁴ Os cálculos foram realizados por iteração com base nos dados do PNE – 2030 (MME, 2007).

Com efeito, a perspectiva de aumento da participação do gás natural na matriz se concretiza, o que dependerá, como mencionado, das descobertas do pré-sal e de arranjos inter-setoriais. Outro dado importante diz respeito ao crescimento de importância na matriz dos novos renováveis como energia eólica e biomassa, que, conforme a figura 5.17, totalizarão 6% em 2020. Isto implica em avaliar que as tecnologias para utilização destas fontes já terão se tornado mais competitivas, porém, claramente, a energia proveniente de hidrelétricas manter-se-á como a mais competitiva.

¹⁰⁵ Respectivamente os fatores de capacidade são: 55% e 30%.

Seguindo esta linha de raciocínio há, então, a tendência ao crescimento dos investimentos em longas linhas de transmissão em corrente contínua para aproveitamento do potencial hidrelétrico naquela região. Com o aumento da participação das térmicas no sistema, estas deverão se situar, à exceção das térmicas de biomassa, próximas aos centros de carga, tornando o sistema de transmissão mais robusto e complexo e exigindo maior preparo técnico do operador do sistema.

Dada a diversificação da matriz elétrica, é possível, pois, criar mecanismos de energia de reserva por meio de planejamento centralizado, i.e., de forma concatenada com a política energética. Estes mecanismos visam a manutenção da confiabilidade do sistema elétrico, contribuindo assim para minimizar riscos de desabastecimentos, perante um sistema fisicamente mais robusto e complexo (Oren, 2002; Leite, 2003).

Outro importante elemento a ser considerado é o aumento da presença de fontes renováveis intermitentes, como energia hidrelétrica de fio d'água e eólica.¹⁰⁵ Com efeito, neste caso, dado o elevado grau de intermitência, é necessária a presença de térmicas de *back-up* para garantir o fornecimento de eletricidade, principalmente em épocas com baixa hidraulicidade e ventos pouco favoráveis à geração eólica.

Do ponto de vista dos gargalos a novos investimentos, como mencionado anteriormente, o mais significativo são as questões ambientais, especialmente o longo prazo e a dificuldade de obtenção das licenças ambientais prévias. De certa forma, em longo termo, este problema tende a ser equacionado em duas frentes. Primeiramente, há a perspectiva de que tais conflitos sejam solucionados no âmbito das relações entre as instituições responsáveis pelas políticas energética e ambiental. E, além disto, a diversificação da matriz e o aumento da participação de novas fontes renováveis, como energia de biomassa, eólica e fotovoltaica, por exemplo, tendem a abrir espaço para maior poder de barganha dos responsáveis pela política energética em relação àqueles responsáveis pela política ambiental. Porém, exigirá aperfeiçoamento nos mecanismos de coordenação inter-institucionais.

5.3.2.2. Tecnologia

Do ponto de vista das questões tecnológicas, não se vislumbram significativos desafios e, por consequência, obstáculos à expansão. Assim, crê-se que a tendência de investimentos se desdobrará no sentido de, dada a política energética, propiciar a utilização das fontes energéticas escolhidas a partir dos resultados dos leilões futuros.

5.3.2.3. Organização dos Mercados

Uma tendência que já se mostra clara, conforme já vista neste capítulo, é o aumento na concentração do setor elétrico, derivado, dentre outras causas, do aumento das ocorrências de fusões/aquisições. Neste sentido, dada a coordenação via hierarquia, é prudente concluir que a concentração é uma característica do setor. E, prosseguindo, sendo a política energética, e sua prudente condução, elemento condicionante dos investimentos, então, cabe à ANEEL estabelecer limites à atuação das empresas, sem, entretanto, reduzir a intenção das firmas em realizar novos investimentos.

Outra questão essencial no sentido de investimentos é estabelecer um *design* para o mercado livre que seja coerente com a política energética. Porém, um mercado livre de eletricidade requer algum grau de regulação, de modo que mesmo sua reestruturação implique num aumento de importância da política de coordenação.

Por outro lado, tende a se confirmar o processo de internacionalização das empresas, especialmente as do grupo Eletrobrás. Neste sentido, tal processo deve se dar primeiramente com os países com os quais o Brasil tem fronteiras. Com efeito, há maior necessidade de aprimoramento de mecanismos de coordenação internacional.

5.3.2.4. Instituições

Dado o exposto anteriormente, e na tentativa de hierarquizar os condicionantes dos investimentos no setor elétrico, é lícito concluir a importância das questões político-institucionais. Embora tenham ocorrido mudanças significativas na estrutura industrial e nas características das firmas que compõem o setor, não ocorreu uma alteração radical em seus fundamentos físicos e técnicos.

A agenda da década de 1990, que objetivava a introdução da competição e a redução do papel do Estado, e da política, no setor elétrico mostrou-se pouco eficiente no sentido de prover os incentivos necessários para investimentos em expansão do setor.¹⁰⁶ Devido à presença de falhas de mercados, em diversas regiões e a partir de distintas configurações da indústria, que culminaram em severas crises de oferta, a tentativa de reestruturação do setor – visando maior liberalização – foi significativamente relaxada.¹⁰⁷ Em parte, pode-se afirmar que as crises derivaram da pouca preocupação política com a segurança de suprimento de eletricidade, ao negligenciarem-se as características físicas e técnicas do setor.

Em casos onde o processo foi mais bem sucedido, como no Reino Unido,¹⁰⁸ tal sucesso reside, dentre outros fatores, na qualidade da intervenção governamental. Porém, as falhas de mercado, e as consequentes crises, mostraram a importância do Estado e de sua coordenação do setor.

Com efeito, é possível constatar que a coordenação, nos seus diversos níveis (técnico, econômico, regulatório e político) é determinante para os investidores no setor elétrico. As características da indústria de energia elétrica implicam em elevada interdependência entre os agentes, aliada a um alto grau de incerteza e alta complexidade. Logo, a solução, a partir do momento em que se vê a eletricidade como bem público, requer um elevado grau de coordenação.

Neste sentido, destaca-se a relação entre a regulação, o financiamento do setor e as características do investimento. Em um setor onde os investimentos são de longo prazo de maturação¹⁰⁹ e onde, como já exposto, a coordenação exerce papel primordial, então as características do financiamento e do processo regulatório exercem papel essencial na definição dos rumos da expansão do sistema. No caso do financiamento, o BNDES, que já exerce papel fundamental, deverá continuar a exercê-lo e permanecer como o principal banco de infraestrutura do país.

Note-se que, como mencionado na seção 2.2, em grandes obras, como as usinas do Rio Madeira, há consórcios formados por empresas privadas e públicas, o que, conclui-se, revela uma estratégia de coordenação estatal, por meio da presença no próprio empreendimento, ao mesmo tempo em que permite melhor acesso a canais de financiamento, já que se minimiza o risco para o banco financiador.

¹⁰⁶ Como exemplo, tem-se a crise da Califórnia em 2001, devida, entre outros elementos, ao excessivo poder de mercado de geradores. Além do mais, a crise de suprimento (racionamento) no Brasil, entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, cuja causa principal, segundo Araújo (2001), foi a ausência de um arcabouço legal-institucional claro que estimulasse investimentos na expansão do sistema. Ou seja, o setor elétrico é altamente sujeito às falhas de mercados.

¹⁰⁷ Como coloca Joskow (2006), os resultados práticos em termos de concorrência no mercado atacadista, ou spot, foram muito modestos

¹⁰⁸ Há que se considerar as diferenças técnicas, de recursos naturais e institucionais do Reino Unido ao se analisar sua reforma. Neste caso, como mostra Newbery (1999), estavam satisfeitos os requisitos básicos para a reforma, quais sejam: i) combustível abundante e a preço reduzido; ii) excesso de capacidade sobre a demanda; e iii) crescimento lento da demanda.

¹⁰⁹ Ademais há características únicas no setor, tais como: i) a presença de *sunk costs*; ii) ativos específicos, e; elevados custos de transação

Além disto, a estabilidade, ou clareza, do marco regulatório também se constitui em elemento condicionante de investimentos. Neste sentido, na análise de Santana et al (2007), há desafios regulatórios ¹¹⁰ importantes a serem dirimidos no setor, entretanto sem necessidade de uma mudança radical na estrutura regulatória. Ao contrário, estes desafios surgem das mudanças na estrutura do modelo e das mudanças na conjuntura do setor.

¹¹⁰ Segundo os autores cabe aperfeiçoar o design dos leilões de energia, aperfeiçoar as regras de revisão tarifária, criar mecanismos de monitoramento do mercado, dentre outras questões conjunturais.

Em um cenário onde haverá aumento da presença de geradoras com menor fator de capacidade concomitantemente a geradoras térmicas, a coordenação se tornará imprescindível, tanto no curto quanto no longo prazo. A maior presença de usinas térmicas demandará melhores arranjos interinstitucionais no sentido de garantir suprimento deste energético para o setor elétrico que seja coerente com a política energética do país.

Neste sentido, dadas as questões colocadas anteriormente, o setor elétrico se tornará efetivamente hidrotérmico e haverá maior grau de diversificação da matriz elétrica. Porém, a diversificação implica considerável aumento da complexidade, nos níveis técnico, econômico e institucional, e, conseqüentemente, aumenta a necessidade e a importância da coordenação. Esta se tornará ainda mais relevante em seus diversos espaços de abrangência, como a coordenação setorial, a intersetorial, a coordenação entre políticas (política industrial e energética), e, inclusive, política internacional (no caso dos intercâmbios de eletricidade e de insumos).

Maior grau de coordenação implica maior exigência das instituições, em termos de eficiência, o que, em seu turno, implica maiores custos de coordenação e de transação. Por exemplo, maiores custos de contratos, monitoramento, regulação, e custos jurídicos.

5.4. Propostas de Políticas Setoriais

Esta seção tem como objetivo, a partir da definição dos dois cenários para os investimentos no setor elétrico, identificar as diretrizes e o painel de instrumentos de política mais adequado para promover os objetivos sugeridos.

A sugestão de políticas objetiva viabilizar o Cenário Desejável. Ou seja, serão explicitadas as diretrizes e os instrumentos necessários para viabilizar o Cenário Desejável.

5.4.1. Aprimoramento das Regras dos Leilões de Energia Existente

Conforme Santana et al (2005), embora haja bastante estabilidade na política de incentivos a novos investimentos no setor, será necessário aprimorar as regras dos leilões de energia existente. Ou seja, como política propõe-se o detalhamento das regras destes leilões, incluindo a decisão de leiloar os vários produtos simultaneamente ou de forma sequencial. Outra decisão a ser tomada refere-se à necessidade de utilização de preços de reserva. Por fim, Santana et al (2005), propõe mudanças nas regras e estruturas dos leilões, sugerindo leilões híbridos no que diz respeito ao modelo de leilão.

Por fim, em relação aos incentivos há poucos ajustes a serem feitos, dado que a expansão do setor se dá a partir dos estudos feitos pela EPE (longo prazo), e pelo ONS (curto prazo). Porém, pequenos ajustes nas regras de comercialização dos leilões deverão ser realizados.

5.4.2. Regulação Setorial

Neste caso, cabe aperfeiçoar mecanismos regulatórios, tais como o monitoramento de mercado.¹¹¹ Num contexto de maior concentração de mercado, o monitoramento pode prevenir, ou minimizar, condutas anti-competitivas e a prática de poder de mercado. Como o setor elétrico será mais complexo – devido ao maior número de fontes, maior número de agentes e linhas de transmissão –, a tarefa de monitoramento será um expressivo desafio ao regulador.¹¹²

Outra política a ser adotada é o aprimoramento do cálculo das tarifas no ACR e prevenir o crescimento das tarifas no ACR devido ao aumento no número de consumidores livres.

Por fim, será importante redefinir o modelo computacional de formação de preços. À medida que a matriz se torne mais heterogênea, com a presença de fontes não-renováveis e renováveis, e com usinas com distintos fatores de capacidade e diferenças de custos entre estas fontes, é importante que seja desenvolvido um modelo que permita, dentre os objetivos da política energética, calcular o despacho ótimo por fonte e por mérito de custos. Incertezas em variáveis-chave como as vazões, disponibilidade de água nos reservatórios, configurações de rede de transmissão, disponibilidade das usinas, dentre outras, contribuem para aumentar a complexidade do problema.

5.4.3. Coordenação

A coordenação do setor, como já mencionado anteriormente, é o mais importante condicionante dos investimentos no setor. Com efeito, a política de coordenação entre as autoridades ambientais e do setor elétrico ainda carece de muitos aperfeiçoamentos. A definição desta coordenação é essencial para a trajetória de expansão, e dos investimentos, do setor elétrico. Esta dicotomia, entre desenvolvimento e preservação ambiental, não é recente, e é um problema que abarca a maior parte dos países. Como se pôde notar no capítulo 1, os países da Europa Ocidental e os EUA têm centrado seus esforços no sentido de ter maior participação de fontes renováveis em suas respectivas matrizes elétricas.

Convém notar que não são triviais as soluções para tais problemas, porém, este é um elemento direcionador dos investimentos no setor elétrico, tanto em volume de recursos quanto na qualidade destes investimentos, e deverá estar resolvido, ou minimizado, em curto espaço de tempo. Esta solução será dada a partir da hierarquização das políticas ambiental e setorial.

A compatibilização das políticas ambiental e energética será realizada por meio de hierarquização entre elas. De um lado, caso priorize-se, no âmbito governamental, a política ambiental, então a tendência do setor será formar uma matriz heterogênea composta por hidrelétricas a fio d'água,¹¹³ e mais incentivos a usinas eólicas e fotovoltaicas.

Para se ter maior presença de parques eólicos e usinas renováveis em geral, são necessárias políticas de incentivo e subsídios governamentais. Ou seja, neste caso, a solução será dada pela relação das políticas energética e ambiental com a política fiscal, o que leva a constatação da importância da coordenação política no setor. Com efeito, confirma-se a agenda da era pós-2001, ou seja, a expansão do setor se dará a partir das diretrizes da coordenação estatal.

Ou seja, caso esta tendência se confirme, então, a política ambiental condicionará a política energética, e, por consequência, a evolução da matriz elétrica do país. Em suma, o que vai determinar o grau de heterogeneidade da matriz, e a qualidade dos investimentos é a hierarquia das políticas e esta será decidida em âmbito governamental.

¹¹¹ A respeito de monitoramento de Mercado, cabe ver o texto de Wolak (2004).

¹¹² Alguns exemplos de indicadores utilizados para monitoramento de mercado nos EUA são, conforme Wolak (2004): preços de energia, preços das restrições de transmissão e dos mercados de capacidade, preços agregados, volume de energia comercializada, despacho de energia e encargos de transmissão.

¹¹³ Convém lembrar que a Constituição Federal de 1988 impõe limites a construção de grandes reservatórios, logo há forte tendência que prevaleçam, no caso dos aproveitamentos hidráulicos, a construção de usinas a fio d'água.

De todo modo, a definição dos rumos da matriz, e dos investimentos, se dará no âmbito das decisões estratégicas do governo.

¹¹⁴ Conforme Leite (2003).

No sentido da heterogeneidade da matriz elétrica, um importante elemento de coordenação intersetorial é a relação com o setor de gás natural. Conforme o Planejamento Estratégico da Petrobrás, a partir de 2012, um terço do gás natural será destinado à geração termelétrica. Neste caso, o âmbito da coordenação é a própria política energética.

Outro elemento importante de coordenação, neste caso intrasetorial, é a confiabilidade do sistema, que foi exposta como um dos objetivos desejáveis, por meio de mecanismos de energia de reserva. A manutenção da segurança de oferta, no longo prazo, é uma das atribuições do CMSE e, portanto, esta é uma questão que deverá ser solucionada no âmbito da coordenação do setor. Diferentes mecanismos têm sido estudados na literatura,¹¹⁴ porém, coerentemente com a política energética, este problema deverá ser solucionado a partir do planejamento setorial de longo prazo.

Por fim, em relação à coordenação, cabe destacar que deverá ser desenhado um mecanismo de coordenação internacional. Será cada vez mais premente a integração energética na América do Sul, principalmente entre países fronteiriços. Neste sentido, a atuação das autoridades do Ministério das Relações Exteriores (MRE) será fundamental para uma política bem-sucedida, de modo que eventuais conflitos serão dirimidos a partir das negociações entre os países envolvidos.

Em suma, há uma natureza intrinsecamente política das decisões finais sobre as regras, as normas e as organizações que garantem a operação – curto prazo – e a expansão do setor elétrico – longo prazo.

6. DINÂMICA DOS INVESTIMENTOS NO SETOR DE BIOCOMBUSTÍVEL

6.1. Dinâmica Global do Investimento¹¹⁵

De forma a examinar a dinâmica global de investimento no setor de biocombustível, este trabalho analisa os determinantes que influenciam diretamente o processo de investimento nesta cadeia: recursos naturais; tecnologia; organização dos mercados; e instituições.

Cabe ressaltar que no caso do setor de biocombustíveis, o Brasil é o protagonista mais importante, principalmente em função do seu desempenho no etanol e das expectativas promissoras no biodiesel. Em função disto, a caracterização da dinâmica global do investimento neste setor passa pela caracterização deste setor no Brasil.

6.1.1. Recursos Naturais

A produção de biocombustíveis baseia-se no aproveitamento da fotossíntese. Logo, países com boas condições climáticas e com um bom nível de desenvolvimento agrícola estariam bem posicionados nessa indústria e contariam com a dotação de recursos adequada para competir. Nessa linha, o Brasil teria sem dúvida uma vantagem comparativa considerável em relação à maioria dos países do mundo.

Entretanto, como em muitos outros casos, as vantagens comparativas não se concretizam em vantagens competitivas de forma automática, mas apenas quando inseridas nas dinâmicas próprias das indústrias.

Biocombustíveis são resultados da transformação de biomassa, essencialmente vegetais, por meio de processos fermentativos, enzimáticos, químicos ou térmicos, em combustíveis líquidos. Para um dado produto, as variáveis-chave, em termos de recursos, são, portanto, matéria-prima e tecnologia (processo de conversão). No caso do etanol brasileiro, essa combinação tem se mostrado virtuosa e é vista como *benchmark* no atual estágio da indústria. A cana-de-açúcar é uma matéria-prima de grande qualidade por conter um teor significativo de açúcares diretamente fermentáveis, tem uma produtividade no Brasil que veio se aprimorando ao longo de décadas e é hoje referência mundial. Na mesma linha, as tecnologias de conversão também se aprimoraram.

Alguns índices permitem destacar a produtividade da agroindústria canavieira no Brasil. No período 1975 a 2000, a produtividade agrícola cresceu 33%, o teor médio de sacarose na cana aumentou 8%; a eficiência na conversão sacarose a etanol aumentou de 14% e a produtividade na fermentação resultou, em consequência, 130% maior (CGEE, 2006). De uma forma sintética, englobando tanto a produtividade agrícola quanto a industrial, identifica-se que, no período 1975 a 2008, a produtividade medida em litros de etanol/hectare cresceu a uma taxa anual de 2,7% (ÚNICA 2008). Pode se dizer que o Brasil então tem uma dotação de recursos de primeira linha para o etanol.

Não há hoje matéria-prima como a cana. Mesmo se muito progresso ainda seja vislumbrado na produtividade agrícola, o elevado teor de açúcar pronto para fermentação confere à produção de etanol brasileira uma competitividade imbatível no momento. Considerando que estudos mostram a disponibilidade de terras agriculturáveis (a cana ocupa hoje cerca de 2% da área agriculturável) para a cana, pode-se concluir que no caso do etanol a dotação de recursos no Brasil é confortável para as próximas décadas.

¹¹⁵ Em função do papel preponderante do Brasil na definição da dinâmica do investimento no setor de biocombustíveis, diferentemente dos outros setores, a dinâmica global do investimento e as tendências do investimento no Brasil foram unificadas em uma única seção: Dinâmica global do investimento.

No biodiesel, a equação não se fecha da mesma forma. Apesar da produtividade agrícola destacada em alguns casos, como o da soja, e da diversidade de oleaginosas disponíveis, a indústria brasileira (e por extensão a própria indústria mundial de biodiesel) tem como um de seus obstáculos à competitividade a disponibilidade e preço das matérias-primas.

Essas não apresentam preços competitivos para, utilizando as tecnologias atuais de conversão, produzir biodiesel aos custos hoje desejáveis. Existe aqui a busca de novas matérias-primas, sendo pinhão manso e algas as mais citadas no momento. Como para nenhuma das duas existe ainda um produtor competitivo estabelecido, pode-se dizer que, nesse caso, está ocorrendo uma busca pela construção do recurso com base em melhores condições de produção agrícola e tecnologia (mais tecnologia do que condições favoráveis, principalmente no caso das algas).

Numa perspectiva de longo prazo, a questão da dotação de recursos para biocombustíveis deve ser examinada observando a coevolução de matérias-primas e tecnologias de conversão.

Novos processos de conversão podem permitir que novas matérias-primas sejam incorporadas reduzindo a competitividade das matérias-primas dominantes. Este é o processo em curso com a redução dos custos da hidrólise enzimática que pode permitir num horizonte relativamente curto¹¹⁶ a produção competitiva (pelo menos em relação ao milho) de etanol a partir de materiais celulósicos. Na outra ponta, as pesquisas em genética vegetal podem trazer para a cana um notável aumento de produtividade¹¹⁷ que a manteria competitiva, mesmo que novas tecnologias de conversão viabilizassem outras matérias-primas. A combinação das novas tecnologias de conversão com a cana de alta produtividade resultaria numa posição competitiva sustentável, nesse caso.

Não deve ser esquecido, entretanto, que a dinâmica dos recursos é dupla e depende também das tecnologias de conversão. Os novos processos que utilizam matérias-primas celulósicas para produção de etanol e de outros biocombustíveis vão na direção de permitir a exploração de outras matérias-primas, mais amplamente disponíveis, alargando a dotação de recursos. Mas ao mesmo tempo os progressos tecnológicos também melhoram a produtividade das matérias-primas, tanto das estabelecidas (a cana-de-açúcar brasileira) quanto das novas (materiais celulósicos).

Em suma, condições climáticas e capacitação acumulada em tecnologia agrícola e de conversão contam, mas, no longo prazo, os esforços de desenvolvimento para a evolução das duas dimensões é o que decide.

Apesar da atual posição competitiva brasileira, em relação ao etanol pelo menos, os próximos anos podem ser críticos para a indústria de biocombustíveis pela possibilidade de mudar a relação atual entre matéria-prima e tecnologia de conversão.

6.1.2. Tecnologia

Existe uma febre de projetos de pesquisa, em diferentes estágios de desenvolvimento, da bancada a plantas de demonstração, que têm em comum, além de múltiplas alternativas tecnológicas para a produção e conversão da biomassa, a incorporação de um nível tecnológico mais sofisticado ao setor (biotecnologia avançada, por exemplo) e a presença de empresas de base tecnológica em associação com empresas estabelecidas das indústrias de energia, química e agroindústria.¹¹⁸

Essa dimensão tem sido pouco considerada nas análises. Mas, se considerarmos a multiplicidade de propostas tecnológicas que buscam responder aos desafios da produção e consumo sustentáveis de energia, devemos ter em perspectiva que os biocombustíveis estão, em maior ou menor grau, em competição com outras opções tecnológicas. A consolidação de algumas dessas inovações pode restringir ou ampliar o papel dos biocombustíveis no futuro da oferta de energia, em particular no caso do transporte.¹¹⁹

¹¹⁶ Nos EUA, o horizonte, visto hoje é de três a cinco anos. Deve ser sublinhado o recente reforço de dotação de recursos para P&D em energia para o DOE. No orçamento divulgado recentemente foram alocados US\$7,8 bilhões para P&D em energia, 18% mais do que no ano passado e um adicional de estímulo de cerca US\$8 bilhões. Deve ser destacado que o Centro de Bioenergia, um dos programas mais inovadores do DOE, está concebido para funcionar como um *start up* e desenvolver o etanol celulósico reunindo as *expertises* de laboratórios, universidades e indústria para atrair empresas de tecnologia.

¹¹⁷ Existe uma ideia entre os pesquisadores envolvidos na genética da cana de que o potencial de progresso equivaleria a recuperar um atraso de muitas décadas em relação a outras culturas bem mais desenvolvidas como o milho.

¹¹⁸ A natureza desses projetos e a dinâmica tecnológica envolvida será discutida na seção 2.2 deste relatório.

¹¹⁹ A perspectiva de evolução de alternativas aos biocombustíveis, como a dos carros híbridos e elétricos *plug in*, que têm ganho atenção crescente nos últimos meses, ou a das células combustível a hidrogênio, ou qualquer outra solução voltada para o segmento de transportes, não pode ser perdida ao se considerar o futuro da indústria. A ideia expressa por alguns de que a única solução seria o carro de emissão zero coloca uma limitação no espaço que os biocombustíveis poderiam vir a ocupar em longo prazo. Deve ser lembrado ainda que as alternativas dos carros elétricos e híbridos *plug in*, ao trazerem o problema para a produção de eletricidade, continuam a dar espaço à biomassa como produtora de bioeletricidade.

As alternativas tecnológicas atuais para produção de biocombustíveis correspondem aos chamados biocombustíveis de 1ª geração: etanol a partir de cana-de-açúcar ou milho e biodiesel a partir de gorduras e óleos, em geral óleos vegetais nobres. Os processos de produção podem ser considerados convencionais (etanol: fermentação de açúcares; biodiesel: transesterificação) e as rotas tecnológicas maduras. Os processos são relativamente ineficientes, gerando quantidades expressivas de subprodutos: ~10 litros de vinhoto/litro de etanol; 117 kg de glicerina/tonelada de biodiesel. Quanto ao etanol deve ser destacado que do ponto de vista energético trata-se de um produto relativamente ineficiente já que contém apenas 70% do conteúdo energético da gasolina.

Entretanto, a produção de etanol a partir da cana-de-açúcar no Brasil consegue superar muitas dessas restrições. A produtividade da indústria cresceu de forma sustentada nas últimas décadas (1975 a 2008) a uma taxa de 2,7% ao ano, medida em litros de etanol/hectare (ÚNICA 2008). Isso denota a combinação de esforços de melhoria tanto na parte agrícola quanto industrial. Além disso, se a questão central é a redução dos gases de efeito estufa, deve ser ressaltado que o etanol de cana-de-açúcar supera largamente as demais alternativas atualmente disponíveis (biodiesel e etanol de grãos, como milho ou trigo). O etanol de cana tem uma relação energia gerada / energia consumida da ordem de 8,2 enquanto o etanol de milho atinge apenas 1,5. A contribuição em termos de redução da emissão de CO₂ também é positiva segundo estudos realizados e revistos por Almeida, Bomtempo e Silva 2007.

O movimento de pesquisa e de inovação, voltado para a indústria de biocombustíveis, pode ser de importância crucial na moldagem do futuro dessa indústria. Assim, sua compreensão é chave para os investimentos em biocombustíveis no longo prazo.

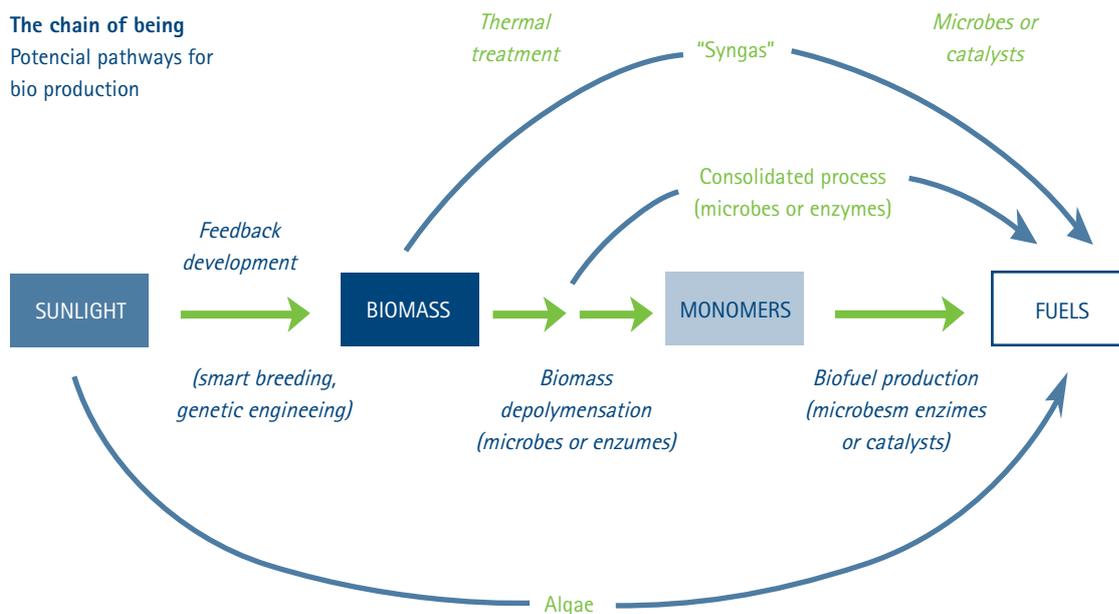
Esse movimento costuma ser designado como voltado para o desenvolvimento dos chamados biocombustíveis de segunda geração ou biocombustíveis avançados. Dada a diversidade de alternativas tecnológicas e concepções que têm sido propostas, a denominação "segunda geração" está se tornando inadequada por destacar essencialmente algumas opções iniciais, como etanol de materiais celulósicos, em detrimento de um espectro muito mais rico e complexo que está sendo desenvolvido.

Antes de apresentar as características da dinâmica tecnológica e de inovação, cabe reforçar os fatores que justificam o ambiente de busca de inovações em biocombustíveis:

- Os biocombustíveis de 1ª geração competem com alimentos diretamente ao utilizarem matérias-primas nobres e de uso alimentar.
- Os biocombustíveis de 1ª geração competem com os alimentos, mesmo se não deslocam alimentos para uso energético, ao ocuparem terras férteis e deslocarem a produção de alimentos.
- Os biocombustíveis de 1ª geração não são sustentáveis do ponto de vista ambiental.
- Os biocombustíveis de 1ª geração não têm condição, pelo nível de produtividade atual, de serem produzidos no volumes previstos para atender os programas de utilização de energia renovável.
- Os biocombustíveis de 1ª geração não são substitutos ideais dos derivados de petróleo em termos energéticos.

Em função desses pontos, um número expressivo de iniciativas tem sido lançado para responder aos desafios e explorar as oportunidades que a "energia do futuro" oferece. Do ponto de vista tecnológico, as alternativas em desenvolvimento podem ser resumidas pelo desafio de transformar a luz do sol em combustíveis líquidos, atuando, de forma combinada ou não, no aumento de produtividade e modificação da própria biomassa e nas diversas alternativas de conversão da biomassa, rotas diretas ou em duas etapas, por via fermentativa, enzimática, química ou termoquímica para obter diferentes tipos de combustíveis. A figura 6.1 ilustra a natureza do problema envolvido e apresenta algumas das rotas que poderiam gerar combustíveis a partir da biomassa.

Figura 6.1 - Da luz do sol aos combustíveis – algumas rotas possíveis



Fonte: The Economist, 2008

Assim, os projetos em desenvolvimento se voltam para a busca de melhores produtos, melhores processos e melhores matérias-primas (de preços mais baixos e estáveis, e com menores problemas de disponibilidade) para a produção de biocombustíveis que possam superar as limitações atuais da indústria.

A análise da dinâmica tecnológica e de inovação em biocombustíveis pode ser desenvolvida segundo as três dimensões que orientam as inovações tecnológicas em biocombustíveis: matérias-primas, processos de conversão e produtos. Essa forma de observação permite ultrapassar a habitual segmentação entre 1ª e 2ª geração a qual não traduz inteiramente o processo em curso como um processo de inovação envolvendo as indústrias estabelecidas e a indústria de biocombustíveis do futuro.

Na figura 6.2 são identificados alguns dos principais projetos tecnológicos em biocombustíveis. Incluem-se projetos em estágio de P&D inicial e projetos em estágios mais avançados (piloto ou planta de demonstração). São identificadas algumas dimensões críticas dos projetos: natureza da inovação, identificação das empresas envolvidas, *background* tecnológico chave. A amostra não é exaustiva, mas representativa da variedade de projetos de inovação em curso. O objetivo é antes de tudo propiciar uma visão da natureza do processo em curso. Esse processo tem as características dos processos de inovação com grandes esforços tecnológicos, múltiplas opções e diversidade de atores envolvidos.

Naturalmente, os possíveis resultados na forma de inovações difundidas no mercado de combustíveis não podem ser antecipados no presente estágio. Trata-se efetivamente de um processo voltado para a geração de variedades que dentro da dinâmica da inovação serão selecionadas ao longo do tempo e contribuirão para a construção da indústria de biocombustíveis do futuro.

O objetivo da análise aqui não é avaliar a viabilidade técnico-econômica das alternativas, mas identificar elementos que podem ajudar na identificação das dimensões chave do investimento no setor em longo prazo. Alguns pontos podem ser destacados.

Figura 6.2 - Inovação em biocombustíveis – projetos selecionados

EMPRESA	BACKGROUND	PARCERIAS	INOVAÇÃO
logen	Biotecnologia	JV com Shell	Etanol a partir de lignocelulose, hidrólise enzimática, planta de demonstração (2,5 milhões litros)
Abengoa	Engenharia, TI		Etanol a partir de lignocelulose, hidrólise enzimática, planta piloto
Mascoma	Biotecnologia	GM, Marathon	Etanol a partir de lignocelulose, hidrólise enzimática direta
Ceres	Biotecnologia, engenharia genética		Melhor produtividade (<i>switchgrass</i> , cana e sorgo)
Arbogen (eucalipto, pinus, álamo)	Biotecnologia, eng. genética		Melhor produtividade
Cana Vialis	Biotecnologia	Votorantim Novos Negócios; adquirida pela Monsanto	Melhor produtividade da cana
Allelyx	Biotecnologia, eng. genética	Votorantim Novos Negócios; adquirida pela Monsanto	Modificação genética para aumentar teor de sacarose
Amyris	biotecnologia	Crystalsev	Isoprenoides para substituir diesel a partir de cana-de-açúcar.
Choren		Shell, Daimler, Volkswagen	BTL (gás de síntese e FT); planta de demonstração.
Coskata	Biotecnologia	GM	Etanol a partir de gás de síntese por clostridium
Codexis	Biotecnologia	Shell, participação no capital	Novos produtos a partir de açúcar; alcoóis com maior número de C
Virent	Química	Shell	Conversão química de açúcares em combustíveis
Cellana		JV Shell e HR Petroleum	Piloto para produzir biodiesel a partir de algas
BP/Du Pont			Biobutanol por fermentação, produção comercial anunciada
EBI (Lawrence Berkeley Nat Lab e Univ de Illinois)		BP	Pesquisas em biocombustíveis; 500 milhões US\$
PETROBRAS	Petróleo		Piloto para produção de etanol a partir de bagaço; hidrólise enzimática; pesquisa básica da Escola de Química, UFRJ
Dedini	Engenharia, processos, equipamentos		Piloto para produção de etanol a partir de bagaço por hidrólise rápida

Fonte: elaboração própria a partir de imprensa especializada; sites das empresas.

O ponto de partida refere-se à quantidade e diversidade das alternativas propostas que sugerem um estágio, de certa forma, fluido da tecnologia. Os estudos em economia da inovação sugerem que essa diversidade tende a ser reduzida com o amadurecimento e difusão de algumas delas como inovações bem sucedidas no mercado.

No que se refere à natureza das inovações, devem ser observados os aspectos relacionados às matérias-primas, aos processos e produtos.

Quanto às matérias-primas, os esforços se concentram na melhoria da produtividade de matérias-primas de diversos tipos utilizando conhecimentos de engenharia genética. São desenvolvidas pesquisas em matérias-primas já consagradas, como a cana-de-açúcar, e em matérias-primas ainda não utilizadas largamente pela indústria, como os materiais celulósicos, as algas e novas plantas. Neste último caso, o desenvolvimento é feito na expectativa de que os novos processos de tratamento das biomassas venham a se tornar comerciais. No caso do etanol, as inovações na produtividade da cana-de-açúcar reforçam os processos convencionais de produção.

A análise das inovações de processo mostra em primeiro lugar uma amplitude de técnicas em desenvolvimento, utilizando diversas bases de conhecimento (fermentação, processos enzimáticos, engenharia genética, gaseificação de biomassa, síntese química), que traduzem o desafio dos biocombustíveis avançados de forma muito mais ampla do que a simples produção de etanol de celulose. Longe de ser irrelevante, a produção de etanol a partir de materiais celulósicos é um desafio tecnológico importante, e que vem sendo perseguido por diversas empresas, mas que não pode ser visto como sinônimo de biocombustíveis de segunda geração, como parece ser às vezes a percepção dominante. A variedade de processos aponta ainda para a presença de empresas com *backgrounds* variados de conhecimento e que tradicionalmente não estavam presentes no mercado de energia. É o caso de forma notável das empresas de biotecnologia, algumas com histórico de desenvolvimentos importantes em outras indústrias como a farmacêutica.

Uma dimensão importante que pode ser evidenciada pela análise das propostas de inovação em desenvolvimento é a relacionada aos novos produtos. Inovações de produto são raras em combustíveis líquidos. A lógica natural da indústria é estabelecer especificações bem definidas de alguns produtos e buscar em inovações de processos a redução de custo e a melhoria de *características*.¹²⁰ Nessa linha, boa parte dos esforços é de trabalhar para desenvolver novos processos para a produção de combustíveis já conhecidos e utilizados, como o etanol. Mas o estágio atual da indústria vislumbra oportunidades de introduzir novos produtos, de origem renovável, que se aproximem da condição de combustíveis ideais, o que não é o caso do etanol. Citam-se como exemplos interessantes os projetos da Codexis e da Amyris, ambos baseados em biotecnologia avançada. O primeiro visa a desenvolver alcoóis de maior número de carbonos (terão maior poder energético do que o etanol) e o segundo a obter líquidos (isoprenóides) com características de diesel a partir da cana-de-açúcar. O caso da Amyris chama a atenção pela utilização para novos produtos da melhor matéria disponível atualmente para biocombustíveis, a cana-de-açúcar. Ainda na linha da inovação de produto devem ser mencionadas as iniciativas de desenvolver a produção de biobutanol por Dupont/BP e por cinco outras *start-ups* de biotecnologia (Cobalt Biofuels, Gevo e Tetravita Bioscience, nos EUA, Green Biologics, no Reino Unido, e Metabólica Explorer, na França). (De Guzman, 2009)

Ainda relacionado às inovações de produto, não pode deixar de ser mencionada a crescente importância do conceito de biorrefinaria. Esse conceito sugere que a exploração das biomassas precisa integrar uma visão multiproduto, explorando diversas correntes e processos, à semelhança das refinarias de petróleo que derivam do óleo um conjunto variado de produtos. No caso da biorrefinaria, os produtos energéticos aparecem ao lado de produtos químicos. Esse conceito tem sido financiado com empenho pelo governo americano (DOE e NREL), existindo cerca de seis projetos em andamento.

¹²⁰ A lógica de especificações e normas rígidas em combustíveis, além do comportamento conservador da indústria de equipamentos de transporte (montadoras) atua como freio às inovações de produto em combustíveis.

No Brasil, duas iniciativas são registradas: o projeto Oxiten e o projeto Dow Cistalsev. Dentro da linha de aproveitamento diversificado dos produtos derivados da biomassa, mas sem aplicar efetivamente o conceito de biorrefinaria, deve ser mencionado o projeto Braskem de produção de biopolietileno a partir de etanol. Essa tendência de valorização de bioprodutos ao lado de combustíveis de grande volume é vista como importante na indústria baseada em biomassa, que seria no futuro centrada em processos integrados de biorrefino, gerando biocombustíveis e outros bioprodutos.

Podem ainda ser observadas as empresas envolvidas nos desenvolvimentos e a variedade de abordagens estratégicas. Destacam-se as empresas que contribuem com o seu conhecimento tecnológico de base: empresas de biotecnologia em primeiro lugar, mas também empresas de química (Du Pont) e enzimas (Novo). Movimentos recentes de empresas como Monsanto (adquirindo *start ups* brasileiras de genética da cana) e da BASF anunciando o interesse em encontrar parceiros para atuar também na biotecnologia aplicada à cana-de-açúcar reforçam a diversidade de novos atores em biocombustíveis.

Algumas empresas podem ser caracterizadas pelo seu envolvimento com os combustíveis convencionais: empresas de petróleo e indústria automobilística. Essas empresas, além do aporte de financiamento para os projetos de pesquisa, podem ser importantes detentores de ativos complementares estratégicos para a introdução e adoção das inovações no mercado de combustíveis líquidos. No caso das empresas de petróleo, o negócio representa igualmente uma oportunidade de diversificação em relação aos combustíveis fósseis.

Um terceiro tipo são as empresas ligadas ao negócio agroindustrial. Aqui aparecem as empresas tradicionais como Cargill e ADM, com história de envolvimento na agroindústria de alimentos. Essas empresas podem ser vistas também como detentoras de ativos complementares nesse caso ligados à cadeia de produção agrícola e logística de suprimento. Entre empresas com história em biocombustíveis aparecem apenas a Cistalsev (produtora brasileira de etanol) e a Dedini (empresa de engenharia e equipamentos).

Chama a atenção a presença marcante da Shell em cinco projetos diferentes. São cinco plataformas diferentes todas exploradas na forma de associação ou participação em empresas de base tecnológica. Os projetos incluem a produção de novas matérias-primas (algas), inovações de processo (bioetanol de materiais celulósicos, combustíveis líquidos como diesel pela rota termoquímica e combustíveis a partir de açúcares pela rota química) e inovações de produtos (alcoóis com maior número de átomos de carbono). A abordagem da Shell enfatiza com clareza a aposta na inovação tecnológica como base da competição em biocombustíveis e orienta essa aposta para a exploração de diversas plataformas diferentes. Na estratégia da empresa, uma ou mais plataformas poderiam se revelar vencedoras da competição tecnológica, serem escolhidas no processo de seleção e desenvolvidas como negócios em escala comercial. As demais seriam deixadas de lado.

6.1.3. Organização dos Mercados

Os biocombustíveis hoje comercializados são o bioetanol e o biodiesel. Projeta-se em médio prazo um crescimento de mercado da ordem 14% aa. para os próximos 5 anos, passando de um mercado atual da ordem de US\$ 26 bi para US\$ 50 bi em 2012. (Fonte: Mckinsey, 2009).

Numa visão de longo prazo, tomando-se por base o mercado americano e baseando-se nas previsões de incorporação de biocombustíveis avançados ou de 2ª geração previstas na agenda americana (EISA 2007), prevê-se que os biocombustíveis passariam de um *market share* de 4,0% do mercado de combustíveis líquidos em 2010 para 10,0% em 2020 e 20% em 2030. Em termos de consumo, essa evolução representa um crescimento anual entre 2010 e 2030 de 9,7% em volume. (Fonte: BRDI, 2006).

Do ponto de vista da estrutura industrial, etanol e biodiesel apresentam baixas barreiras à entrada, limitadas na prática à disponibilidade de matéria-prima a preço competitivo e qualidade desejável. A tecnologia de produção pode ser adquirida de empresas de engenharia na forma *turn key*.

Na análise da dinâmica competitiva da indústria de biocombustíveis de primeira geração podem ser claramente identificadas dois segmentos com características peculiares que poderíamos a rigor tratar como duas indústrias diferentes: etanol e biodiesel.

6.1.3.1. Etanol

A indústria do etanol tem dois países líderes - Brasil e EUA -, que juntos representam mais de 70% da produção mundial. Entretanto, a estrutura industrial em cada um desses países é bastante diversa, o que resulta em níveis de competitividade e sustentabilidade também marcadamente diferentes.

Figura 6.3 - Produção mundial de etanol – principais países – 2008

PAÍS	Produção (bilhões de litros)
EUA	34,2
Brasil	24,6
União Europeia	2,8
China	1,9
Canadá	0,9
Tailândia	0,3
Colômbia	0,3
Índia	0,3
Austrália	0,1
Resto do mundo	0,5
TOTAL	65,9

Fonte: RFA Ethanol Outlook 2009

A produção americana, baseada no milho, destina-se essencialmente ao mercado interno e foi impulsionada por um esforço recente da política energética dos EUA. Os custos de produção são considerados elevados em relação aos preços da gasolina, o que tem exigido o aporte de subsídios governamentais à indústria americana e taxaço (54¢/gal) sobre o etanol importado. Também do ponto de vista ambiental, como já mencionado, os estudos existentes sugerem um balanço energético apenas ligeiramente positivo. Essas dificuldades têm servido de motivação para a política americana de apoio a uma nova geração de biocombustíveis avançados baseados em outras matérias-primas, em particular materiais celulósicos. Os esforços do DOE, largamente valorizados nos recentes orçamentos de P&D e pacotes de estímulos aprovados pela nova administração americana, vão na direção da exploração de conceitos integrados de biorrefinarias que produzem combustíveis e químicos, de novas matérias-primas e novas rotas de produção, além do esforço concentrado na viabilização da produção de etanol a partir de materiais celulósicos.¹²¹

A produção brasileira, baseada na cana-de-açúcar, tem uma história de mais de três décadas e evoluiu, de uma indústria também voltada inicialmente para interesses estratégicos do mercado interno, para uma capacidade de produção e um nível de competitividade que são vistos como referência internacional. Alguns índices permitem destacar a produtividade da agroindústria canavieira no Brasil. No período 1975 a 2000, a produtividade agrícola cresceu 33%, o teor médio de sacarose na cana aumentou 8%; a eficiência na conversão sacarose a etanol aumentou de 14% e a produtividade na fermentação resultou, em consequência, 130% maior (CGEE, 2006). De uma forma sintética, englobando tanto a produtividade agrícola quanto a industrial, identifica-se que, no período 1975 a 2008, a produtividade medida em litros de etanol/hectare cresceu a uma taxa anual de 2,7% (ÚNICA 2008). A maior parte dos estudos existentes também dá à produção brasileira de etanol uma posição favorável em termos ambientais. (Almeida, Bomtempo e Silva 2007).

¹²¹ No orçamento divulgado recentemente foram alocados \$7.8 bilhões para P&D em energia, 18% mais do que no ano passado e um adicional de estímulo de cerca \$8 bilhões. Deve ser destacado que o Centro de Bioenergia, um dos programas mais inovadores do DOE, está concebido para funcionar como uma *start up* e desenvolver o etanol celulósico reunindo as expertises de laboratórios, universidades e indústria para atrair empresas de tecnologia.

Os demais produtores (China, França, Índia, Rússia, Alemanha, Austrália e África do Sul) apresentam motivações variadas para a produção e não têm de modo geral perspectiva de virem a se tornar grandes *players*. Países da América Latina e Caribe são vistos como potenciais novos produtores.

É importante ressaltar que, no modelo atual dos combustíveis de transporte, o etanol é particularmente voltado para o mercado americano como substituto ou complemento da gasolina que é o combustível líquido de eleição na frota americana. Apesar das metas de incorporação no mercado europeu serem também expressivas, esse último mercado é mais dependente do diesel do que da gasolina, o que dá ao etanol, na conformação atual do consumo, um papel relativamente menos importante na Europa.

Figura 6.4 - Etanol brasileiro e etanol americano – algumas comparações

	Brasil 2006/2007	EUA 2005/2006
Usinas em operação	335	97
Matéria-prima	Cana-de-açúcar	milho
Área cultivada (milhões de hectares)	6,4	31,6
Produção de matéria-prima (milhões de toneladas)	426	267
Parcela da matéria-prima para etanol	48%	20%
Produção (bilhões de litros)*	24,6	34,2
Produtividade (litros/hectare)	6.800	3.000
Importações (milhões de litros)	-	2.805
Exportações (bilhões de litros)*	5	
Custos de produção (US\$ por litro)	0,22	0,40
Imposto de importação	-	46%

* dados de 2008, RFA Ethanol Outlook

Fonte: Valor Análise Setorial, 2008

Em síntese, para orientar a discussão das questões-chave de investimento, algumas características da indústria do etanol no Brasil devem ser enfatizadas.

O primeiro ponto é a condição de mais eficiente dos biocombustíveis hoje produzidos, tanto pelo custo de produção quanto pela qualidade ambiental. O etanol brasileiro seria então o *benchmark* da indústria de biocombustíveis no mundo.

Em segundo lugar, a indústria está consolidada em termos de acesso ao mercado interno. Em 2008, segundo dados preliminares do MME (Ministério das Minas e Energia), foram consumidos no país 19,58 bilhões de litros de álcool, ultrapassando pela primeira vez, desde 1994, o consumo de gasolina (18,88 bilhões de litros). A frota atual já conta com 26% de carros *flex* e ao ritmo de crescimento dos últimos anos deverá atingir 50% em 2012. O mercado interno deverá então assegurar o consumo da maior parte da produção. Apenas grandes mudanças nas políticas de preços como resultado de preços baixos de petróleo e/ou de mudanças políticas de fundo, que nas condições atuais não são vislumbradas, poderiam modificar a confortável posição de mercado do etanol.

De qualquer forma, mesmo com uma redução de preços da gasolina, a indústria brasileira poderia sustentar uma posição competitiva (comparações internacionais situam o custo do etanol brasileiro abaixo de 50 cents/l o que seria comparável com o custo da gasolina nos EUA de 35 a 60 cents/litro para um petróleo de 50 a 80 \$/barril) (Royal Society, 2008).

O terceiro ponto refere-se à inserção internacional como grande exportador. Apesar do crescimento expressivo dos últimos cinco anos, o volume exportado ainda é pequeno – cerca de 5 bilhões de litros em 2008 – em relação à produção e principalmente em relação à competitividade do produto brasileiro. Além das questões tarifárias que afetam o acesso ao mercado americano, as múltiplas certificações exigidas, principalmente pelos países europeus, têm criado dificuldades para a comercialização do etanol. A inserção no mercado internacional ainda é um desafio importante que exigirá esforços de negociação para resolver as questões de barreiras de acesso aos mercados.

Um quarto ponto que deve ser enfatizado é o papel da indústria na geração de bioeletricidade a partir do bagaço. Na safra 2007/2008, estima-se que foram gerados cerca de 1.800 MW médios, o que corresponde a cerca de 3% na matriz elétrica brasileira. Os inúmeros investimentos anunciados na geração de energia elétrica corroboram uma estimativa (ÚNICA, 2008) de que o potencial da indústria seria de gerar 11.500 MW médios na safra 2015/2016 e 14.400 MW médios na safra 2020/2021, alcançando 15 % da matriz de geração elétrica no país nesta data. Investimentos anunciados recentemente como os da Areva (investimento de R\$ 1,2 bilhão para dez unidades no Nordeste) e da Cosan (criação da Cosan Bioenergia e investimentos para ampliar a capacidade atual de 800 MW para 1.200 MW) sugerem que as estratégias empresariais privilegiam esta área.

O quinto ponto, que será objeto de discussão detalhada mais à frente neste relatório, refere-se aos desafios de longo prazo. A princípio, a indústria brasileira demonstra uma posição favorável em relação às alternativas de segunda geração que deve incorporar uma utilização completa da biomassa, incluindo o bagaço e a palha no caso da cana. No que se refere à geração de eletricidade essa lógica de aproveitamento, está bem encaminhada pela indústria brasileira.

Menos presentes no atual planejamento e estratégias da maioria dos produtores brasileiros parecem estar os desafios tecnológicos e as oportunidades de diversificação que a indústria do futuro parece trazer. A indústria brasileira, solidamente implantada como produtora de etanol, ainda considera distantes os efeitos que novas matérias-primas, novos processos e até novos produtos podem ter sobre a vantagem competitiva atual em favor de novos atores.

No que se refere às oportunidades de diversificação, a indústria tem se voltado para a bioeletricidade, com resultados expressivos, mas não tem considerado as oportunidades da álcoolquímica e do conceito crescentemente valorizado de biorrefinaria. A vocação da indústria brasileira parece ser de reforçar sua base competitiva no quadro atual da indústria do etanol, valorizando investimentos na distribuição e na logística. A indústria brasileira não teria vocação/ambição para participar de uma mudança de base de matéria-prima na indústria química e de energia? Da era da biotecnologia industrial?

6.1.3.2. Biodiesel

O primeiro ponto a destacar quando se considera a indústria do biodiesel refere-se às diferenças estruturais quando se compara à indústria do etanol.

A primeira diferença refere-se ao mercado principal de consumo. Enquanto, o etanol tem o mercado americano como mercado de referência, o biodiesel se destina predominantemente ao mercado europeu com sua frota dielísada. A Europa é grande importador de biodiesel, o que deve se manter nos próximos anos. Mesmo que a União Europeia mantenha níveis subsidiados de preços para os produtores locais, o que não parece ser a tendência principal das medidas em curso, os níveis de importação serão crescentes para atender as metas de utilização de combustíveis renováveis estabelecidas para o horizonte 2020.

A Europa é igualmente a principal região produtora, com uma história industrial já bastante desenvolvida, principalmente no caso da Alemanha que foi o grande introdutor e promotor do biodiesel. Entretanto, isso não faz da Alemanha, e mesmo da Europa, líder incontestada da produção de biodiesel a qual tende a ser bem mais dispersa do que a de etanol. Esta é a segunda diferença. Essa dispersão tende a crescer e se deslocar para países que consigam aliar estruturas industriais competitivas, em termos de escalas de produção e principalmente de disponibilidade de matérias-primas, a custos competitivos.

A terceira particularidade marcante da indústria do biodiesel é a ausência de um produtor de referência competitiva como é o caso do Brasil em etanol. Pode-se dizer que a liderança competitiva em biodiesel ainda é um jogo aberto, assim como o próprio futuro da indústria baseada em transesterificação de óleos e gorduras.

A figura 6.5 apresenta os principais países produtores de biodiesel no mundo. A produção mundial de biodiesel cresceu de cerca 900 milhões de litros em 2001 para cerca de 12.000 milhões de litros em 2008. Projeta-se uma produção de cerca de 24.000 milhões de litros em 2013, o que corresponde a uma taxa anual de crescimento de cerca de 15%. Alemanha e EUA são os principais produtores, mas a intensa construção de novas capacidades em diversos países sugere que as posições no *ranking* dos produtores deve sofrer grandes mudanças nos próximos anos.

Figura 6.5 - Principais países produtores de biodiesel – em milhões de litros (2007)

PAÍS	VOLUME	Observações
Alemanha	2.890	
França	872	
Itália	363	
EUA	2.766 (2008)	
Reino Unido	400	Capacidade 657 milhões l em 2007
Brasil	1.063 (2008)	Capacidade autorizada 3.038 milhões litros, ocupação 35%
Argentina	1.100 (2008)	Soja, voltado para exportação, capacidade estimada em 2010 3,7 bilhões litros
Malásia	134 (2008, até setembro)	Dendê, ociosidade em 2008 de 90%, capacidade instalada 810 milhões e 1.120 milhões em construção.

Fonte: compilação a partir de revistas especializadas

¹²² Mais de 60 empresas podem ser identificadas com atuação em algas para produção de óleo. Os investimentos têm sido expressivos estimando-se em cerca de US\$ 84 milhões de recursos de venture capital além de alguns investimentos destacados como: LiveFuels: US\$10M (2007), Aurora BioFuels: US\$20M (2008), Sapphire Energy: US\$100M (2008), Solazyme: US\$45M (2008), Algenol Biofuels: US\$850M (etanol)

Esta estrutura industrial, portanto, está em forte transformação e deve evoluir em função das diferentes motivações e lógicas de investimento nas diversas regiões do mundo, além das dimensões dos mercados locais face ao mercado internacional. Mesmo sem considerar o peso da evolução tecnológica dos biocombustíveis sobre a produção do biodiesel e mantendo-se no âmbito da primeira geração, deve ser destacado o processo de busca de matérias-primas competitivas.

Depois de constatadas as dificuldades com as oleaginosas produzidas em larga escala de forma competitiva como a soja (instabilidade de preços e competição potencial com alimentos, entre outros problemas), instalou-se um processo de busca de uma fonte "ideal" de óleo. Nesse processo tem havido investimentos em plantas até então não cultivadas de forma intensiva como o pinhão manso e mais recentemente em algas. As algas são, hoje, objeto de um vivo interesse de pesquisadores e investidores. O número de empresas, apoiadas por recursos de venture capital em sua maioria, se multiplica.¹²² Potencialmente, as algas são atraentes como fontes de óleos e poderiam resolver uma dificuldade fundamental da indústria de biodiesel. O potencial é reconhecido: alto rendimento em óleo (60%), rápido crescimento, utilização de terras e recursos de baixo custo de oportunidade, não competição com alimentos e elevada incorporação de CO₂. (Darzins, 2009)

Entretanto, melhor compreensão dos princípios de base ainda é necessária para que o *scale up* comercial seja viável. Considerações tanto de biologia quanto de engenharia são críticas e P&D fundamental e aplicado será necessário. O estágio atual ainda seria de apoio coordenado de agências governamentais, academia, empresas e investidores. O Algae Biofuels World Summit em San Francisco-CA, março 2009, parece ter confirmado o estágio atual do setor: uma grande variedade de pesquisas, projetos e temas, mas ainda uma disparidade de custos e de concepções que atestam a etapa fluida da tecnologia e a colocam ainda a alguma distância da aplicação comercial. (Aranda, 2009)

A discussão acima sobre a onda de interesse que as algas têm despertado atesta o estágio de indefinição da indústria do biodiesel. Entretanto, considerando as condições atuais da indústria – produção a partir de oleaginosas estabelecidas e gorduras (sebo bovino) pela rota de transesterificação – os principais países e regiões produtores podem ser classificados em três grandes grupos mencionado quadro com produtores:

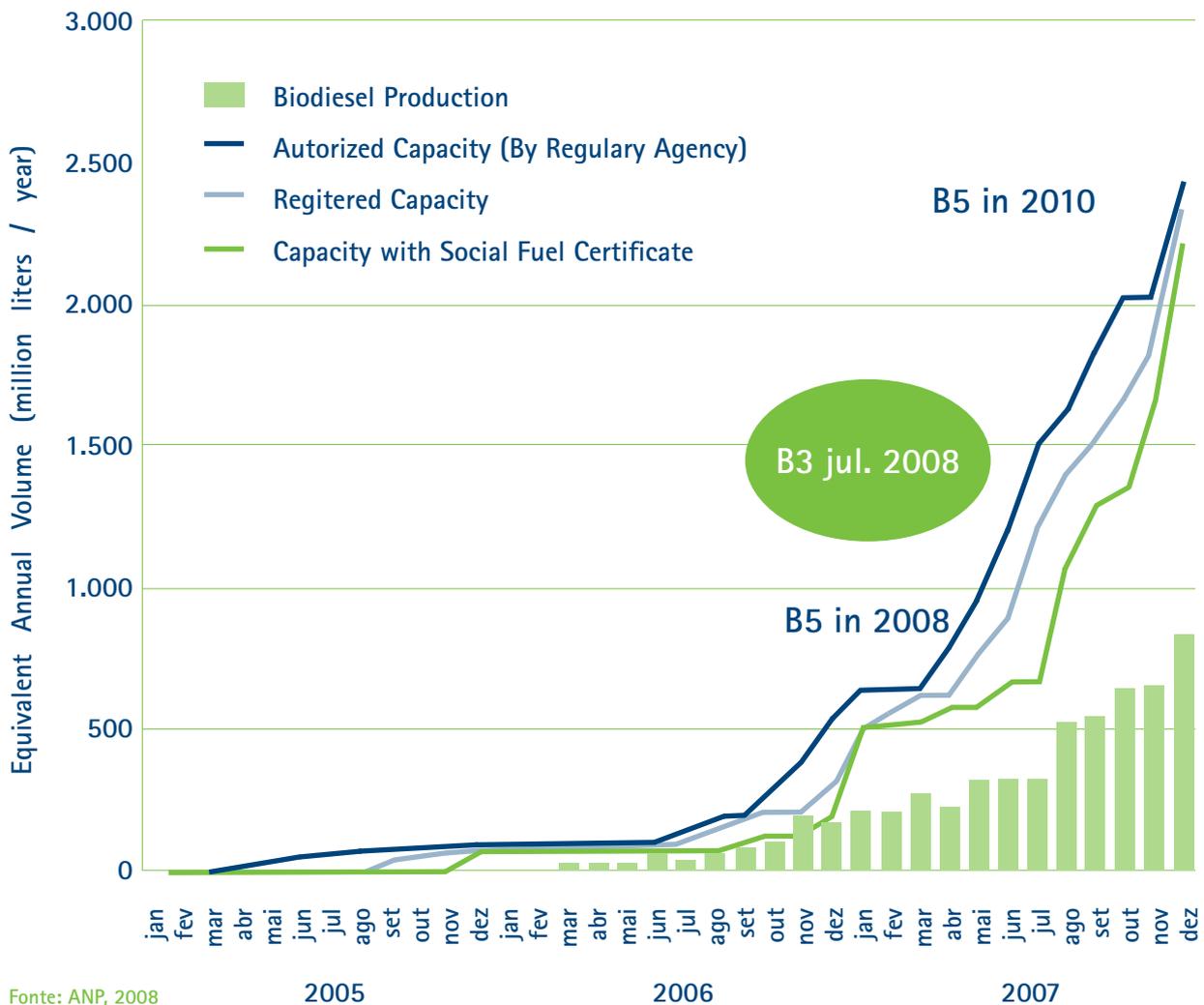
- Produtores voltados para utilização local: Europa, Brasil
- Produtores voltados para exportação: Malásia, Indonésia, Argentina
- Produtores de vocação mista ou indefinida: EUA

As características estruturais da indústria variam em cada região produtora em função da motivação e objetivos da produção local.

Assim como no resto do mundo, a produção de biodiesel no Brasil caracteriza-se por um estágio de indefinição e ainda em forte transformação. Esse ponto será desenvolvido em mais detalhes na discussão na seção seguinte sobre os investimentos em médio prazo. Cabe sublinhar aqui que as características estruturais da indústria brasileira de biodiesel estão sendo conformadas pelas diretrizes do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB), lançado em 2004, de um lado, e pelas variáveis técnico-econômicas próprias da indústria, de outro. Como esses dois vetores nem sempre atuam numa mesma direção, algumas indefinições e incertezas marcam o estágio atual da indústria.

A figura 6.6 ilustra a evolução da produção brasileira de biodiesel. Pode-se constatar o claro sucesso do PNPB em gerar capacidade de produção que estaria hoje já acima do volume esperado para uma adição de 5% de biodiesel no diesel mineral, prevista para 2010.

Figura 6.6 - Evolução da capacidade instalada e da produção de biodiesel no Brasil³



Fonte: ANP, 2008

Entretanto, o exame das características estruturais da oferta traz um quadro complexo que merece ser considerado cuidadosamente nos programas de investimentos da indústria.

Figura 6.7 - Perfil das usinas de biodiesel – Brasil, 2008

NÚMERO TOTAL DE USINAS	127
Com capacidade > 30MM m ³ /a	64
Em planejamento	21
Em construção	15
Construídas e fora de operação	4
PRODUZINDO	24
Capacidade instalada em produção	2.400 MM m ³ /a

Fonte: BiodieselBR

A análise da estrutura da oferta a partir das figuras anteriores permite evidenciar elementos importantes sobre a indústria do biodiesel no Brasil.

O primeiro ponto a ser destacado é a rapidez com a capacidade de produção foi gerada com um crescimento acelerado desde a implementação do PNPB. Entretanto, as capacidades das usinas apresentam grande dispersão, não se definindo até o presente estágio em torno de valores médios indicativos de uma possível capacidade econômica. Nota-se ainda a ausência relativa de grandes plantas. O ritmo de crescimento da escala encontra-se abaixo da média internacional. Considerando-se a capacidade instalada efetivamente em produção – 2.400 MM m³/a para 24 plantas – tem-se uma média de capacidade da ordem de 100 MM m³/a, o que pode ser considerado baixo se comparado às escalas médias internacionais. A tendência internacional, com base nas capacidades dos projetos anunciados, indica entre 330 projetos de plantas de biodiesel (ICIS, 2008) mais de 1/3 (114 projetos) com capacidade de produção igual ou superior a 200.000 t/a e apenas 88 com abaixo de 100.000 t/a.

A capacidade instalada atual corresponde aproximadamente à demanda prevista em 2010 com a introdução do B5. Como a demanda atual é B3, a indústria vem funcionando com nível elevado de ociosidade. O nível de ocupação das capacidades encontra-se abaixo de 50% em média. Além disso, chama a atenção a existência de plantas já construídas, mas sem produção. Parecem que não existem dificuldades para o investimento em capacidade produtiva. Entretanto, a organização da produção e a operação efetiva das unidades têm se revelado uma dificuldade para muitos dos produtores. O resultado tem sido problemas de rentabilidade para alguns produtores.

A projeção das capacidades para os próximos anos mantém a perspectiva de excesso de capacidade na indústria, se considerarmos a demanda interna. Supondo que apenas a metade das unidades "em planejamento" venha a ser construída, a capacidade instalada em 2010 seria da ordem de 3.800 MM m³/a para uma demanda estimada em 2.400 MM m³/a.

A estrutura atual da oferta reflete em grande parte o cenário de múltiplas alternativas tecnológicas e mercadológicas, ainda em aberto, com as quais a indústria tem convivido. Essas alternativas envolvem as matérias-primas, a escolha da tecnologia e da escala, e o tipo de investidor.

Desde o início do PNPB, a disponibilidade e variedade de matérias-primas parecia ser um trunfo do biodiesel brasileiro. Considerando o peso de cerca de 80% da matéria-prima no custo de produção do biodiesel, fica claro o valor estratégico que a fonte de matéria-prima tem na competitividade da indústria. Até o momento, entretanto, a indústria tem utilizado praticamente a soja e em segundo lugar o sebo. Além de dificuldades na disponibilidade das matérias-primas, a evolução dos preços tem trazido grandes dificuldades para as empresas, levando à interrupção da produção em diversos casos. Existe uma visão de muitos estudiosos da indústria de que sem um projeto capaz de resolver esse problema a indústria terá grandes dificuldades para assegurar um crescimento sustentável.

A figura 6.8 apresenta as matérias-primas utilizadas na produção de biodiesel no Brasil no período janeiro a novembro de 2008. Existe uma visão de muitos estudiosos da indústria de que, sem um projeto capaz de resolver esse problema, a indústria terá grandes dificuldades em assegurar um crescimento sustentável.

Figura 6.8 - Matérias-primas utilizadas na produção de biodiesel Brasil – janeiro a novembro 2008

Matéria-prima	Percentual mensal médio
Óleo de soja	78,45
Sebo	19,43
Óleo de algodão	1,80
Óleo de dendê	0,25
Outros (mamona, porco e fritura)	0,07
Total	100,00

Fonte: Duarte, 2009

O problema da escolha da tecnologia de produção está ligado à escala de produção e ao modelo de negócios adotado. As plantas de escala mais elevada tendem naturalmente a incorporar um processo contínuo de operação e a operar com menor flexibilidade em termos de matéria-prima. Esse é o conceito proposto pela maioria dos fornecedores de tecnologia e plantas *turn key*. Entretanto, modelos de negócio que privilegiem a flexibilidade e a utilização de múltiplas matérias-primas deveriam preferir plantas em batelada e de escalas mais modestas. A adequação da escolha tecnológica é um problema crítico em indústrias desse tipo. A tecnologia vem incorporada nos equipamentos e projetos que são desenvolvidos externamente pelas firmas de engenharia e adquiridos por investidores – muitas vezes com pouca experiência industrial – levando a um descasamento do modelo de negócio e da escolha tecnológica.

O caso do uso do etanol ou metanol na reação de esterificação é outro indicativo desse problema tecnológico. Sempre foi valorizada a ideia de que se deveria usar o etanol como reagente. Esta seria mais uma vantagem do biodiesel brasileiro. Existem inclusive aspectos técnicos que dariam ao etanol etílico melhor comportamento a baixas temperaturas. O metanol é importado e tem que ser levado em caminhões até as plantas de biodiesel, a maioria delas localizadas em regiões próximas da produção de etanol e distantes do litoral. Entretanto, poucos produtores utilizam o etanol. O problema é tecnológico, já que a recuperação do etanol é mais difícil. Há tendência a favorecer a formação de sabão e torna-se mais difícil a separação biodiesel/glicerina. Apenas produtores que realizaram desenvolvimentos tecnológicos próprios, como a Fertibom, são atualmente capazes de produzir e biodiesel pela rota etílica. (Aranda, 2009)

Finalmente, o tipo de investidor ainda é bastante diversificado na indústria brasileira de biodiesel. Ao lado de entrantes com pequena experiência industrial atraídos pela oportunidade de mercado e acesso fácil à tecnologia de produção, encontram-se numerosas empresas da área agro-industrial e de energia. O porte das empresas também é muito variado. Estão presentes empresas de pequeno e médio portes e vocação regional de atuação ao lado de empresas de maior porte que investem em biocombustíveis com uma perspectiva mais ambiciosa de atuação, privilegiando a escala e eventualmente o mercado internacional. Essa diversidade parece ocorrer também no mercado internacional em diversos países. Cabe, entretanto, ter em mente que o amadurecimento da indústria tende a reduzir essa diversidade e a favorecer um perfil de competidor mais em consonância com as características estruturais da indústria. Na indústria brasileira, a pergunta central que se coloca hoje é: que modelos de negócio vão emergir no biodiesel? A resposta depende da relação entre as dimensões técnico-econômicas da indústria (inerentes às suas características estruturais de produção de *commodities* energéticas dentro do modelo atual de transporte e de uso de combustíveis líquidos) e as regulamentações emanadas do PNPB (que expressam também os interesses da política industrial e social).

6.1.4. Instituições

Existe uma expectativa de que as restrições ambientais irão aumentar fortemente nos próximos anos. A Conferência de Copenhague, em 2009, deve ser um ponto marcante dessa tendência. Esse driver vem tendo peso crescente nos últimos anos e a tendência é de que venha a crescer de forma muito mais forte. Duas razões contribuem para isso: a postura do novo governo americano e o reforço das evidências dos efeitos das mudanças climáticas globais.

Considera-se, portanto, que as metas de reduções de emissões devem se tornar mais duras e as restrições ambientais aos combustíveis fósseis cresçam. Medidas como a taxação do carbono devem ser consideradas como cenário provável.

No que concerne à evolução das metas de utilização e da demanda de biocombustíveis, hesitações e recuos têm sido a marca atual, rediscutindo as metas mais ambiciosas de utilização dos biocombustíveis em alguns mercados. No momento de grande alta dos preços de alimentos, a alternativa dos biocombustíveis foi bastante questionada e algumas manifestações foram feitas no sentido de rever para baixo a incorporação de biocombustíveis na matriz energética. Esse debate parece hoje reduzido em seu peso. Os grandes países consumidores não fizeram revisões em suas metas de consumo e o saldo final é de crescimento sustentado da demanda.

6.2. Perspectivas de Médio e Longo Prazos do Investimento

Tomando como referência o cenário mundial dos determinantes do investimento em biocombustíveis, desenvolvido na seção anterior, esta seção estudará as especificidades brasileiras. Assim, será possível levantar as questões-chave que devem ser consideradas para o planejamento dos investimentos em biocombustível no Brasil.

6.2.1. Perspectivas de Médio Prazo

6.2.1.1. Etanol

As figuras 6.9, 6.10 e 6.11 apresentam a projeção do consumo de etanol no mercado interno, a projeção o consumo internacional e a evolução da oferta da produção brasileira.

Figura 6.9 - Consumo de etanol no Brasil (2003-2013) (milhões de m³)

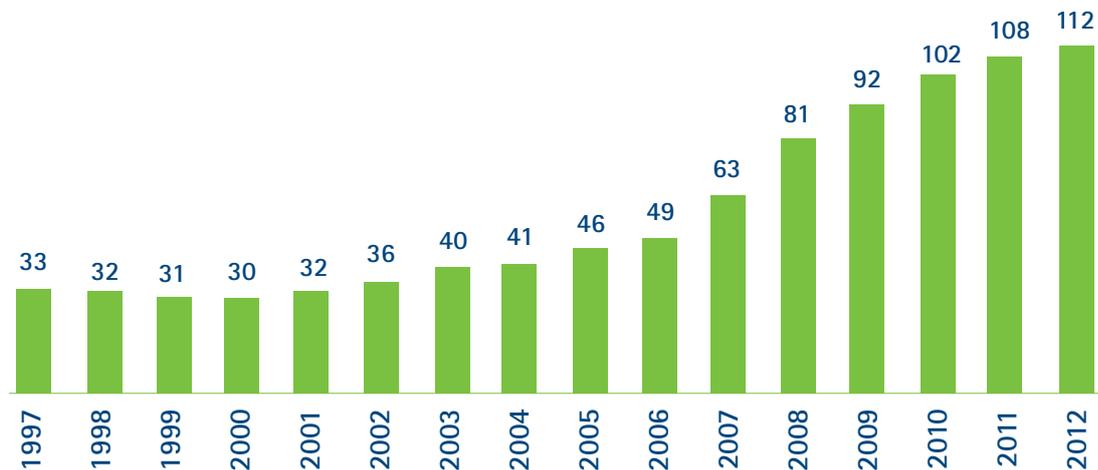


Fonte: UNICA, Cosan

As projeções de consumo para o horizonte 2012/2013 apontam para taxas de crescimento sustentadas no período prevendo-se consumo da ordem de 37 bilhões de litros em 2012/2013. Embora o consumo interno tenha ficado acima de 19 bilhões de litros em 2008, os volumes projetados pressupõem uma retomada sustentada da atividade econômica nos próximos anos.

No mesmo horizonte de médio prazo, a produção internacional deve evoluir segundo o que mostra a figura 6.10. Como já mencionado, estimam-se taxas de crescimento para o consumo mundial de etanol da ordem de 10% ao ano. Em 2006, o consumo mundial foi da ordem de 48 bilhões de litros e deveria atingir, ao ritmo de crescimento indicado, cerca de 130 bilhões de litros em 2012. Considerando-se a projeção das utilizações previstas (permitidas e obrigatórias) pode-se estimar um mercado potencial de mais de 40 bilhões de litros no horizonte 2012. Isso sugere que o mercado mundial deve ser fortemente comprador de etanol nos próximos cinco anos, ressalvados os efeitos da crise internacional.

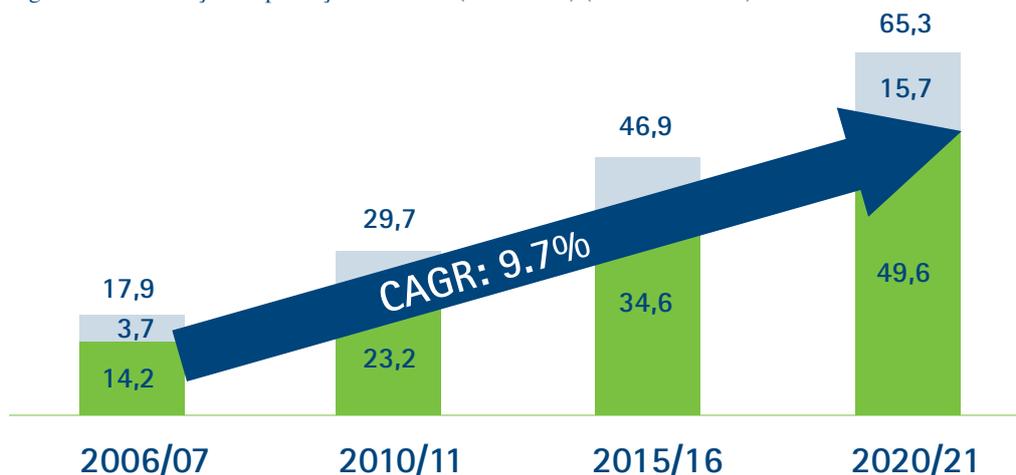
Figura 6.10 - Evolução da produção mundial de etanol (1997-2012) (bilhões de litros)



Fonte: F O Licht

Nesse cenário, cabe examinar a evolução da produção brasileira que deve crescer segundo o ritmo que mostra a figura 6.11. Existem hoje 333 usinas em operação, 24 em construção, 57 em projeto, o que sugere a sustentação desse ritmo de crescimento.

Figura 6.11 - Evolução da produção brasileira (2006-2021) (bilhões de litros)



Source: UNICA(October 07)

O excedente exportável em 2012 deve ultrapassar 7 bilhões de litros. Anunciam-se investimentos em logística que devem melhorar as condições de exportação tornando-a mais competitiva. O interesse expresso pela Petrobras de investir na produção para exportação e na logística reforça a perspectiva exportadora da indústria. A meta de exportação da PETROBRAS para 2012 é bastante ambiciosa - 4,75 bilhões litros - se considerados os números atuais e as próprias projeções da indústria (ÚNICA, 2008; PETROBRAS, 2008).

Note-se que as taxas de crescimento projetadas - consumo interno, consumo internacional e produção brasileira - alinham-se em torno da faixa de 10% ao ano para os próximos 10 anos. Isso sugere uma perspectiva de crescimento sustentável da indústria ao longo de pelo menos uma década.

Caracterização dos investimentos de curto prazo: dimensões de evolução da estrutura da indústria e estratégias

Algumas dimensões estruturais aparecem no centro da evolução da indústria do etanol nos próximos anos. As estratégias das principais empresas podem ser observadas tendo esse quadro estrutural em mente. Identifica-se um encaminhamento claro com tendências estruturais e estratégicas que asseguram a competitividade da indústria no horizonte de médio prazo considerado. Destacam-se a seguir as principais dimensões e tendências estratégicas identificadas por este estudo:

- Consolidação da indústria

A tendência de consolidação da indústria tem se acelerado nos últimos anos e deve se manter segundo os movimentos mais recentes de fusões e aquisições. Deve ser notado que o setor ainda é bastante competitivo para o padrão das indústrias de energia: existem mais de 300 usinas em operação, sendo a maioria empresas familiares de porte relativamente pequeno para as economias de escala que o negócio etanol parece apresentar. Os dez maiores grupos têm menos de 30% do mercado em termos de quantidade de cana esmagada e o líder - Cosan - atinge cerca de 9% de participação. Medidas do índice HHI indicam uma indústria ainda muito desconcentrada. O indicador, considerando os grupos econômicos, evoluiu de 0,013 em 1999/2000 para 0,018 em 2007/2008 (Fonseca e Menard, 2008).

- Presença de entrantes estrangeiros

Um dos elementos do processo de consolidação é a entrada de investidores estrangeiros que utilizam uma estratégia de entrada baseada em aquisições e posterior investimento em novas capacidades. Destacam-se dois tipos de entrantes: empresas com presença na agroindústria internacional (ex: Louis Dreyfus) ou fundos de investimento constituídos com a finalidade de atuar na indústria brasileira (Ex: Grupo Infinity). Registre-se também a entrada de outros investidores nacionais importantes como o Grupo Odebrecht (projeto ETH que almeja a liderança da indústria em 2015) e a PETROBRAS (que almeja se tornar grande exportador de etanol). Essa tendência de entrantes naturalmente reforça o processo de consolidação da indústria acima indicado.

- Modernização da gestão

De uma forma geral, a indústria tem acelerado o processo de profissionalização da gestão que é notável tanto pelos grupos nacionais quanto pelos grupos estrangeiros que trazem executivos e práticas de outras indústrias. Da mesma forma, a entrada de investidores industriais de porte tende a acelerar o processo de modernização da gestão do setor.

- Base tecnológica inalterada e evolução da produtividade na linha de tendência atual

No que se refere à tecnologia e infraestrutura de produção, a indústria, tanto os investidores nacionais quanto os entrantes estrangeiros, têm enfatizado em suas estratégias a competitividade do etanol brasileiro e a importância de mantê-la reforçando as bases atuais da tecnologia. Depreende-se daí a estratégia de evolução da produtividade na linha de tendência histórica, buscando explorar o potencial de crescimento de produtividade identificado na base tecnológica atual (NIPE, 2007, BNDES/CGEE, 2008).

Uma estratégia divergente em certo grau da maioria dos produtores de etanol é a da Cristalsev que tem buscado alianças com empresas estrangeiras voltadas para o desenvolvimento de novas tecnologias e diversificação em novos produtos (alianças com Amyris, empresa de biotecnologia americana, e com Dow Chemical).

- Esforços em logística e infraestrutura de exportação

Como já mencionado, os produtores com vocação exportadora têm reforçado os investimentos na melhoria da logística e infraestrutura de exportação. A participação da PETROBRAS nesse esforço sinaliza a importância dos investimentos a serem realizados.

- Verticalização e diversificação

A verticalização é vista como estratégica por alguns dos principais produtores de etanol como atestam os movimentos na direção da distribuição não só de etanol mas de combustíveis em geral, como no caso da Cosan.

A principal estratégia de diversificação da indústria está orientada para a produção de energia elétrica em cogeração. A indústria do etanol deve se consolidar como fornecedor relevante de energia elétrica. Com exceção das alianças anunciadas pela Cristalsev, não se registram movimentos de diversificação para novos processos e produtos.

- Entrada da Petrobras

A entrada da Petrobras em etanol tem uma dimensão de complementaridade com a indústria estabelecida. Tendo em vista os investimentos anunciados, identifica-se que o foco da empresa é a comercialização internacional do etanol. Os projetos anunciados em logística (construção de dutos) e produção em associação com investidores estrangeiros (Toyota, por exemplo) são voltados para reforçar as exportações e penetração no mercado internacional. As metas da empresa são de exportar 4,75 bilhões de litros em 2012.

6.2.1.2. Biodiesel

Como desenvolvido na seção anterior, as dimensões estruturais da indústria brasileira de biodiesel podem ser sintetizadas nos seguintes pontos:

- Número elevado de plantas com capacidade instalada expressiva e crescente
- Escalas dispersas e pequenas em relação à tendência média mundial
- Baixo nível de utilização da capacidade
- Problemas de suprimento de matérias-primas
- Incertezas tecnológicas: contínua ou batelada? Metanol ou etanol? Dedicada ou flexível?
- Diversidade de modelos de negócio
- Diversidade de investidores: tradicional (regionais, porte médio ou pequeno) X grandes empresas (agroindústria e petróleo)

A indústria se apresenta dessa forma com uma estrutura ainda em processo de definição, persistindo problemas que podem afetar a sua sustentação no horizonte considerado. Assim, algumas questões-chave devem ser identificadas para caracterizar o investimento em biodiesel em médio prazo. Essas questões partem do atendimento das metas de utilização de biodiesel no mercado interno e incluem os aspectos estruturais ligados à utilização da capacidade instalada, à exportação, à entrada da PETROBRAS e à própria evolução da estrutura industrial. Essas questões chave são discutidas a seguir:

- Atendimento da meta B5 para 2010 assegurado

Se considerarmos a capacidade instalada e os investimentos em curso, o atendimento das metas de curto prazo pode ser efetivamente tido como assegurado. Entretanto, com o quadro de indefinições principalmente em relação aos preços das matérias-primas e os preços do biodiesel, pode haver problemas de entrega do produto.

Grande excedente de produção, mesmo se considerarmos modestas utilizações de capacidade.

Partindo do nível de capacidade anunciado e da demanda prevista para o mercado interno, mesmo se considerarmos níveis modestos de utilização da capacidade, haveria teoricamente excedente de produção no mercado interno. Isso levaria, na ausência de alternativa de escoamento desse excedente de produção, à perda de rentabilidade e eventual fechamento de produtores menos competitivos. Uma alternativa seria a exportação.

- Necessidade de estruturação técnica, logística e comercial para exportação.

Teoricamente, existe capacidade instalada para exportação, mas persistem dificuldades de estruturação da cadeia produtiva tanto em termos técnicos quanto logísticos e comerciais. Existe oportunidade em termos de volumes demandados no mercado internacional (A União Europeia importou 1,1 MM m3 em 2007 e deve continuar como grande importador para atender sua previsão de utilização do biodiesel).

A competitividade brasileira pode ser difícil em relação a países que estão construindo a indústria com lógica de exportação, privilegiando por exemplo a economia de escala (Argentina, Indonésia, Malásia, p ex). Cabe ressaltar, entretanto, que o comércio internacional de biodiesel, e dos biocombustíveis em geral, ainda está em amadurecimento. Existem muitas questões em aberto, tanto nas especificações técnicas (tipos de biodiesel e condições climáticas, por exemplo) quanto em aspectos ambientais e sociais. Isso oferece algum espaço para a entrada brasileira, o que exigiria esforços articulados ainda não presentes.

- Necessidade de alguma convergência nos modelos de negócios e/ou de definição de estrutura industrial

Como discutido anteriormente, a indústria brasileira de biodiesel é o resultado do PNPB lançado em 2004. O programa criou uma oportunidade de mercado com a adição compulsória, o que aliado à ausência de barreiras de entrada na indústria, à facilidade de financiamento e ainda à percepção da oportunidade no mercado internacional, levou a uma onda de investimentos e de construção de capacidade em ritmo acelerado. A própria natureza do PNPB propiciou a presença de uma grande diversidade de modelos de negócios, o que seria de certa forma aceitável no início da indústria. Essa condição entretanto dificulta a consolidação da indústria e principalmente a sua sustentação de forma competitiva.

A convergência dos modelos de negócios pode ser o resultado de ações estratégicas dos competidores, levando à emergência de estruturas mais competitivas que passam a predominar no mercado e a definir a estrutura da indústria. Cabe entretanto um papel importante ao quadro regulatório que precisa coevoluir com o desenvolvimento da indústria, avaliando as decisões e políticas face à estrutura industrial desejada. A evolução e amadurecimento da indústria do etanol podem servir de referência para a indústria do biodiesel sublinhando algumas características básicas do processo.

- Projetos para matérias-primas

A questão da matéria-prima não é uma peculiaridade da indústria brasileira de biodiesel. A produção de biocombustíveis tem na busca de matérias-primas adequadas um dos pontos focais de estratégias e esforços tecnológicos. Em particular no caso do biodiesel via transesterificação, a estruturação de um projeto de matérias-primas parece urgente para assegurar a presença dessa indústria mesmo no médio prazo. A anunciada diversidade de oleaginosas disponíveis não se concretizou até agora como ponto forte da indústria brasileira. Como foi visto, a soja ainda é largamente a matéria-prima predominante. Com exceção do sebo, as demais tiveram até agora utilização marginal. A incorporação de novas matérias-primas tem se revelado difícil e precisa de um projeto consistente que considere as alternativas existentes, avalie suas potencialidades em curto e médio prazo e estimule programas adequados.

- Entrada da PETROBRAS

A entrada da PETROBRAS em biodiesel tem caráter bastante diverso da entrada em etanol. Aqui a PETROBRAS pretende se tornar um produtor de peso, com uma meta de produzir 938 milhões de litros em 2012. A empresa tem no biodiesel um comportamento de executora do PNPB em empreendimentos que não tem sido vistos como economicamente viáveis pela maioria dos investidores, como o investimento em biodiesel de mamona e estruturação de grandes redes de fornecedores a partir da agricultura familiar.

Do ponto de vista tecnológico, a contribuição da PETROBRAS com o desenvolvimento do H Bio está relacionada com o biodiesel. A tecnologia H Bio, assim como as de diesel renovável desenvolvida por outras empresas, está em competição com o biodiesel de esterificação de óleos e gorduras. Cabe à PETROBRAS buscar uma forma de conciliar esse desenvolvimento – procurando explorar seu potencial tecnológico e comercial – com a sua postura de *player* importante no biodiesel convencional.

6.2.2. Perspectivas de Longo Prazo

6.2.2.1. Tendências Internacionais

A perspectiva de investimento de longo prazo deve ser inserida nas tendências de evolução dos principais mercados consumidores: Europa e EUA.

Tomando por base o mercado americano, a visão de mais longo prazo, baseada nas previsões de incorporação de biocombustíveis avançados ou de 2ª geração prevista na agenda americana (EISA 2007), o crescimento pode ser assim visto para o horizonte 2030: em termos de *market share* os biocombustíveis passariam de 4,0% em 2010 para 10,0% em 2020 e 20% em 2030. Em termos de consumo essa evolução representa um crescimento anual, entre 2010 e 2030, de 9,7% em volume. (BRDI, 2006).

A hipótese inicial para orientar os investimentos em longo prazo, considera portanto um crescimento sustentado do consumo. Cabe examinar, além desse crescimento, a natureza dos biocombustíveis consumidos. A análise desenvolvida sobre a dinâmica tecnológica e de inovação em biocombustíveis sugere um importante esforço de inovações em matérias-primas, processos e produtos. Faz-se então uma segunda hipótese de que os biocombustíveis em longo prazo incorporarão novas matérias-primas (ou novas versões geneticamente modificadas das matérias-primas atuais), utilizarão novos processos (reações enzimáticas, novas fermentações, processos termoquímicos...) e não serão mais limitados a etanol e biodiesel como hoje.

Nos EUA, o horizonte de início de produção de etanol de materiais celulósicos é estimado em três a cinco anos. Deve ser sublinhado o recente reforço de dotação de recursos para P&D em energia para o DOE. No orçamento divulgado recentemente foram alocados \$7.8 bilhões para P&D em energia, 18% mais do que no ano passado e um adicional de estímulo de cerca \$8 bilhões. Deve ser destacado que o Centro de Bioenergia, um dos programas mais inovadores do DOE, está concebido para funcionar como uma start up e desenvolver o etanol celulósico reunindo a expertise de laboratórios, universidades e indústria para atrair empresas de tecnologia (The Economist, 2009).

Uma ideia da penetração dos biocombustíveis avançados pode ser dada pelas metas americanas de utilização de biocombustíveis e substituição da gasolina (figura 6.2). O consumo de biocombustíveis convencionais no mercado americano, estimado em 2009 em cerca de 38 bilhões de litros, deve crescer até 2015 e se estabilizar a partir daí em cerca de 57 bilhões de litros. Os biocombustíveis avançados, celulósicos e não celulósicos, começam a ser utilizados em 2010 e crescem de forma expressiva ao longo da década de 2010. Em 2015, quando o consumo de biocombustíveis convencionais atinge o teto estimado de 57 bilhões de litros, o consumo de biocombustíveis avançados ainda é de apenas 17 bilhões de litros. Mas, espera-se que a taxa de crescimento se acelere nos anos seguintes com o amadurecimento das tecnologias e evolução das curvas de aprendizado. Em 2022, o volume de biocombustíveis consumidos no mercado americano é estimado em 137 bilhões de litros, sendo apenas 57 bilhões de litros de biocombustíveis convencionais. Os biocombustíveis avançados devem contribuir com 76 bilhões de litros, sendo 61 bilhões de celulósicos e 15 bilhões de não celulósicos. Completa o balanço o consumo de 4 bilhões de diesel derivado de biomassa.

Figura 6.12 - Utilização de biocombustíveis convencionais e avançados EUA, bilhões de litros

ANO	Etanol convencional	Avançado celulósico	Avançado não celulósico	Diesel derivado de biomassa
2008	34,2			
2009	38,0		0,4	1,9
2010	45,6	0,4	0,8	2,3
2011	45,6	0,8	1,1	3,0
2012	49,4	1,9	1,9	3,8
2013	49,4	3,8	2,7	3,8
2014	53,2	6,5	3,8	3,8
2015	57,0	11,4	5,7	3,8
2016	57,0	16,0	7,6	3,8
2017	57,0	20,9	9,5	3,8
2018	57,0	26,6	11,4	3,8
2019	57,0	32,3	13,3	3,8
2020	57,0	38,0	13,3	3,8
2021	57,0	49,4	13,3	3,8
2022	57,0	60,8	15,2	3,8

Fonte: EISA, 2007

Naturalmente essas projeções são, de certa forma, especulativas e dependem de investimentos em P&D e de inovações que consigam vencer a barreira do *scale up* e se tornarem unidades de produção em escala industrial. Como assinalado acima, do ponto de vista das políticas para energia, os recursos alocados são substanciais. Em consonância com esses recursos, iniciativas de desenvolvimento tecnológico e de inovação têm surgido em grande número e variedade, como foi discutido na seção 6.1.2. Pode-se, portanto, tomar como tendência para entender as questões-chave dos investimentos em biocombustíveis em longo prazo a emergência e a entrada no mercado, ao longo dos próximos 20 anos, de novas gerações de biocombustíveis, aqui denominados biocombustíveis avançados.

6.2.2.2. Inserção Brasileira na Pesquisa e Inovação em Biocombustíveis Avançados

Considerando a dinâmica tecnológica e de inovação em biocombustíveis, a condição central dos investimentos em longo prazo é a inserção da indústria brasileira na futura indústria de biocombustíveis. Mesmo sem descartar que o etanol brasileiro ainda poderia abocanhar parte expressiva do mercado americano de biocombustíveis, não pode ser deixado de lado o fato de que se projeta a estagnação do consumo de biocombustíveis convencionais na metade da próxima década no mercado americano, principal consumidor de gasolina no mundo. Assim, o pressuposto-chave dessa inserção é que a competitividade atual da indústria brasileira de etanol não assegura o papel que o país deseja ocupar na indústria futura. Esse papel, como desenvolvido na seção anterior deste estudo, não deveria estar restrito a uma competitividade na produção de biocombustíveis, no caso etanol, mas deveria se estender ao aproveitamento integral de biomassas não apenas com finalidades energéticas, mas, também como fonte de outros produtos químicos, inserindo-se na lógica de biorrefinarias.

Esse papel depende de uma ótica centrada na inovação, mais especificamente na competição pelas soluções tecnológicas em uso energético e químico a biomassa. Por isso, para entender as bases desses investimentos de longo prazo cabe discutir e avaliar o atual esforço brasileiro em biocombustíveis avançados.

Esse esforço será discutido a seguir sob a ótica das empresas e dos governos.¹²³ A discussão tem como objetivo chamar atenção para o peso que a visão de futuro da indústria de biocombustíveis, como apresentada neste relatório, tem nas políticas e estratégias em execução. Tomou-se como base as manifestações e iniciativas das empresas divulgadas em seus documentos estratégicos, como relatórios anuais e apresentações em seminários, assim como artigos divulgados pela imprensa especializada. No caso do governo, o foco foi o papel desempenhado pelo MCT nos dois últimos anos por meio dos editais da FINEP (subvenção econômica) e CNPq.

O papel das empresas pode ser analisado considerando os seguintes grupos: produtores de etanol, outras empresas (indústria química), empresas de tecnologia e engenharia e finalmente o papel da PETROBRAS. Os produtores de biodiesel têm uma agenda de estruturação da base produtiva no formato primeira geração ainda em curso e não serão considerados aqui.

Os produtores de etanol de um modo geral não têm manifestado interesse ou tomado iniciativas na direção do que poderia ser o futuro dos biocombustíveis. Os principais produtores quando incluem as novas tecnologias em suas apresentações o fazem como uma tecnologia distante. A maioria dos produtores de etanol parece ter posição de assistir o amadurecimento das novas tecnologias na expectativa de ter acesso a ela no momento devido. Alguns produtores já manifestaram publicamente essa expectativa de que as novas tecnologias estejam disponíveis. É uma postura que não coloca a tecnologia como elemento competitivo central. A indústria parece muito segura de sua competitividade atual e vê pouco atrativo em olhar o futuro com outros olhos que não sejam os de produtor competitivo de etanol e de energia elétrica. O único envolvimento destacado com novas tecnologias é o do grupo Cristalvev que tem feito alianças com empresas com capacidade tecnológica inovadora (Amyris, empresa de biotecnologia, para a produção de novos combustíveis a partir da cana-de-açúcar, com possibilidade de substituir o diesel) e capacidade de desenvolvimento e produção (Dow) para o polietileno baseado em etanol.¹²⁴ A linha da Cristalvev sugere que, em longo prazo, mais importante do que o etanol poderia ser a oportunidade de diversificação oferecidas pela cana-de-açúcar como matéria-prima.

Outras empresas não participantes da produção de etanol, mas com interesse no aproveitamento de biomassa como matéria-prima, têm anunciado projetos de interesse no aproveitamento de biomassa para a geração de outros produtos além de combustíveis. Citam-se os projetos da Oxiten de uma biorrefinaria, da Braskem de uma unidade de produção de biopolietileno a partir de etanol. O projeto Braskem, (200.000 t de biopolietileno a partir de 2011, com investimentos de cerca de US\$300 milhões) tem tido grande repercussão internacional como indicador de uma trajetória de inovação da indústria química na qual o Brasil pode vir a ter um papel de pioneiro.

Entre as empresas de engenharia, cabe destacar a atuação da Dedini que é fornecedora tradicional de tecnologia para a indústria sucroalcooleira e agora também para a indústria de biodiesel. A empresa tem desenvolvido estudos tecnológicos na linha de novos conceitos industriais com aproveitamento integral da cana de modo a aumentar o rendimento em etanol, gerar mais energia elétrica, subprodutos mais valiosos e otimizar o consumo de água (Oliverio, 2008). A Dedini tem em funcionamento, com o apoio da FAPESP, uma planta-piloto de produção de etanol a partir do bagaço usando a tecnologia de hidrólise rápida. Aparentemente, esta rota não tem sido privilegiada na maioria dos desenvolvimentos em curso. Quanto aos centros de pesquisa, registre-se o interesse anunciado pelo Centro de Tecnologia Canavieira (CTC) em instalar uma planta-piloto para a produção de etanol a partir de materiais celulósicos (bagaço e palha) em parceria com a empresa dinamarquesa Novozymes, uma das empresas líderes do mercado mundial de enzimas. CTC anuncia um aporte de R\$ 2 milhões nesse projeto (Valor Econômico, 2009).

¹²³Caberia uma pesquisa mais aprofundada sobre as políticas públicas e as estratégias empresariais em biocombustíveis, que foge aos objetivos desse estudo. Fica portanto a sugestão para futuros estudos.

¹²⁴Esse projeto estaria sendo postergado por conta da crise econômica (Valor Econômico, 2009).

A PETROBRAS, por sua vez, tem no seu plano estratégico investimentos previstos em biocombustíveis de US\$ 2,8 bi para o período 09/13, o que corresponde a 2,1% dos investimentos totais previstos. Esses investimentos estão destinados para alcooldutos (46%), biodiesel (29%), HBio (4%) e o restante (21%) em outros.

Segundo o Plano Estratégico 2020 da PETROBRAS, a empresa pretende desenvolver um negócio global na comercialização e logística de biocombustíveis e liderar a produção local de biodiesel. As estratégias incluem ainda desenvolver tecnologias que assegurem a liderança mundial na produção, inclusive baseada em biomassa de baixo valor. Nessa direção, os esforços tecnológicos contemplam o desenvolvimento de rotas de 2ª geração: etanol de lignocelulose (tem planta-piloto em operação e planeja planta de demonstração), BTL (*biomass to liquids*) e bio-óleo, além do H Bio.

A empresa declara portanto de forma explícita sua estratégia em desenvolver efetivamente um negócio em biocombustíveis, tendo inclusive criado uma divisão PETROBRAS Biocombustíveis. Sua atuação nessa direção pode ser interpretada segundo pelo menos três linhas de ação que conciliam, de um lado, iniciativas de alcance importante de ponto de vista competitivo e de inovação e, de outro lado, iniciativas que parecem mais ligadas aos programas de governo do que à lógica competitiva da empresa. Essas três linhas seriam:

- *Ação comercial e de promoção da competitividade brasileira em etanol:* atuação como produtor de etanol em associação com investidores estrangeiros com vistas à exportação e principalmente construção de infraestrutura de exportação. Volumes expressivos de recursos, quase 50% dos valores de investimentos previstos em biocombustíveis, estão alocados nessa ação. A empresa tem meta ambiciosa de exportar 4,75 bilhões de litros de etanol em 2012. A atuação da PETROBRAS no etanol parece atender um interesse nacional de liderança mundial no desenvolvimento do comércio internacional de etanol, mas utiliza claramente competências essenciais da empresa e logística e comércio internacional.
- *Ação de execução e viabilização do PNPB:* 29% dos investimentos previstos destinam-se ao biodiesel que representa o essencial da atuação da PETROBRAS Biocombustíveis. A empresa pretende se tornar líder na produção de biodiesel com uma meta de 938 milhões de litros em 2012. Essa atuação entretanto tem se caracterizado até agora por uma linha de execução do PNPB nas dimensões não atrativas para os demais investidores. A empresa tem insistido em conceitos polêmicos como o biodiesel de mamona e plantas de viabilidade discutível à luz dos observadores da indústria, como foi o caso recente da planta inaugurada em Montes Claros. Fica-se na expectativa entretanto de que a PETROBRAS, com ambições de se tornar competidora em nível internacional em biodiesel, venha a contribuir para a necessária maturação da estrutura do setor, orientando a definição dos modelos de negócios mais competitivos. A contribuição tecnológica da empresa também seria importante para a evolução da indústria e solução de algumas de suas limitações atuais. Curiosamente, o envolvimento crescente da PETROBRAS com o biodiesel convencional pode estar afastando a empresa de uma alternativa interessante e que cresce no mundo – a do biodiesel renovável, que se baseia no refino do óleo vegetal por hidrotreatamento para obtenção de um biodiesel na forma de hidrocarboneto e não éster. Essa rota tem relação com o conceito H Bio e está sendo trabalhada pela UOP e por algumas empresas de petróleo (Neste, ENI, ConocoPhillips).
- *Ação inovadora:* a terceira linha de atuação da PETROBRAS está voltada para os esforços de P&D e inovação realizados pelo CENPES. Os principais envolvimento da empresa são: o processo H Bio, piloto de etanol de materiais celulósicos, bio-óleo e processos BTL. A PETROBRAS construiu uma unidade-piloto de produção de etanol a partir de bagaço pela hidrólise enzimática com base em pesquisas desenvolvidas na Escola de Química da UFRJ. Há planos de passar proximamente para uma unidade de demonstração. Exceto o processo H Bio que tem investimentos alocados para sua utilização em algumas refinarias, os demais processos estão ainda em estágio de P&D. Aparentemente, não se percebe que exista uma articulação clara entre os projetos de pesquisa em desenvolvimento e os investimentos produtivos da PETROBRAS que estão alinhados com as rotas convencionais de produção

Finalmente, cabe examinar as fontes de financiamento e as políticas públicas na área. Considerando apenas as fontes do MCT, por meio de editais FINEP e CNPq, foram destinados em 2008 cerca de R\$ 100 milhões para pesquisas relacionadas a biocombustíveis. Os valores totais aplicados seriam superiores se considerássemos outras chamadas indiretamente ligadas ao tema energia e biocombustíveis, outras aplicações não diretamente orientadas por editais (FINEP) e recursos das FAPs (Fundações de Apoio à Pesquisa) estaduais, em particular FAPESP. A análise aqui visa à constatação do espaço que os biocombustíveis avançados ocupam e não ao levantamento exaustivo dos recursos aplicados.

Assim, em 2008, o edital FINEP de subvenção econômica alocou R\$ 80 milhões para o tema energia a serem destinados a projetos em: (i) Desenvolvimento de equipamentos e processos para a transformação do vinhoto e para a otimização do aproveitamento da palha da cana na cadeia do etanol; (ii) Desenvolvimento de equipamentos e processos para extração de óleos de palmáceas e pinhão manso visando a produção de biodiesel em pequena escala; (iii) Desenvolvimento de válvulas-esfera submarinas para a exploração de petróleo e gás em águas profundas e de recheios estruturados para torres de processamento.

Em 2009, o edital em curso alocou novamente R\$ 80 milhões para energia elegendo os seguintes temas: (i) desenvolvimento de equipamentos, componentes, peças ou partes aplicados à produção de energia solar e energia eólica; (ii) desenvolvimento e otimização de processos e equipamentos para transesterificação etanólica de óleos e gorduras (vegetais, animais e residuais) para produção de biodiesel; (iii) desenvolvimento de projetos de recheios estruturados para torres de processamento de petróleo e derivados e cimentos especiais para completação de poços.

Quanto ao CNPq, foram lançados, em 2008, seis editais: (i) desenvolvimento de tecnologias para caracterização e controle de qualidade de biodiesel; (ii) desenvolvimento de sistemas reacionais aplicados à produção de biodiesel utilizando a rota etílica; (iii) utilização de coprodutos associados à cadeia produtiva de biodiesel; (iv) cultivo de plantas de ciclo curto de desenvolvimento para produção de matéria-prima para obtenção de biodiesel; (v) aquicultura e uso de microalgas como matéria-prima para a produção de biodiesel; (vi) pré-tratamento, combustão e gaseificação de biomassa. Os editais totalizaram a aplicação de R\$ 28,5 milhões.

Pode-se depreender dos dados acima que existe a identificação de problemas reais da indústria de biocombustíveis mas a abordagem parece ainda fragmentada e principalmente não reflete a dinâmica tecnológica e de inovação identificada por este estudo.¹²⁵ De forma geral, predominam questões mais ligadas à atual geração de biocombustíveis – etanol e biodiesel. Certamente, essas indústrias não podem ser deixadas de lado. A melhora tecnológica – como a utilização de etanol na produção do biodiesel – e o esforço para solucionar problemas centrais como as matérias-primas para a produção de biodiesel são alocações indiscutíveis de recursos. Entretanto, a atividade de P&D não pode aceitar que a competitividade esteja baseada na estrutura atual da indústria, portanto em horizonte de curto prazo, principalmente quando os esforços da P&D no mundo vão na direção de superar justamente as limitações dessa estrutura ¹²⁶.

Em síntese, o exame dos esforços tecnológicos brasileiros na perspectiva da indústria de biomassa do futuro sugere que, tanto do ponto de vista das estratégias das empresas (produtores de etanol e PETROBRAS principalmente) quanto das políticas públicas de ciência, tecnologia e inovação, tem sido privilegiado um enfoque de curto prazo e de intensidade tecnológica bem diverso do que parece ser a dinâmica tecnológica e de inovação nos principais países envolvidos. A observação merece ser aprofundada e valorizada na medida em que o Brasil é, e ambiciona continuar sendo, um protagonista na indústria de biocombustíveis.

¹²⁵ Estudos realizados pelo CGEE têm procurado situar a questão numa linha de raciocínio próxima à defendida por este relatório. Ver www.cggee.org.br. Entretanto, isso não tem ainda se tornado efetivo nas políticas governamentais de financiamento à pesquisa e inovação em biocombustíveis.

¹²⁶ Cabe registrar que a argumentação desenvolvida tem como único foco realçar a ausência das grandes questões de inovação em biocombustíveis nos últimos editais do MCT. A discussão e a proposição de políticas mais abrangentes para a área somente poderia ser feita com um estudo específico mais aprofundado e detalhado que foge aos objetivos deste trabalho.

6.2.2.3. Elementos de Caracterização do Investimento no longo prazo

As dimensões-chave do investimento em longo prazo podem ser reunidas nos pontos abaixo:

- Biocombustíveis se tornam uma indústria com maior nível tecnológico

A presença de novas bases de conhecimento, em particular da biotecnologia moderna (novas fermentações, enzimas, engenharia genética) trazem para a indústria uma sofisticação de sua base tecnológica. A presença crescente de empresas de base tecnológica ao lado de empresas estabelecidas, mas com *background* tecnológico e, principalmente, com estratégias definidas e base tecnológica para o aproveitamento energético da biomassa (Shell, BP, Du Pont, entre outras), reforça esse ponto. A evolução tecnológica da indústria no caso da indústria brasileira de etanol não tem sido irrelevante, mas tem se apoiado no que poderíamos considerar a evolução incremental de uma mesma base de conhecimento. O ponto marcante na perspectiva tecnológica dos biocombustíveis é a possibilidade de *breakthroughs*.

- Distinção etanol e biodiesel tende a perder significado

Naturalmente, é muito difícil fazer previsões sobre os processos e produtos que comporão o cenário dos biocombustíveis do futuro. Não seria esse o objetivo deste relatório. Entretanto, pode-se estabelecer uma linha geral de orientação que visualiza o futuro da indústria na busca de produtos mais abrangentes como forma de aproveitamento da biomassa. A indústria precisa responder a dois desafios: promover um aproveitamento da biomassa que seja validado do ponto de vista ambiental e oferecer produtos adequados às condições de utilização, como combustíveis líquidos.

Nessa linha, torna-se importante vislumbrar uma convergência da indústria para uma abordagem integrada do aproveitamento da biomassa em que biorrefinarias produziram combustíveis (não apenas etanol e biodiesel, mas também outros produtos de melhor desempenho), bioeletricidade e bioprodutos de uso da indústria química (produtos convencionais antes produzidos por base fóssil, como o biopolietileno, ou novos produtos que podem substituir os convencionais com novas funcionalidades). Nessa linha, em longo prazo, o formato da indústria passa a aproximar do tripé articulado dos três Bs: biocombustíveis, bioprodutos e biorrefino.

- Vantagem competitiva passa a se basear também nas novas tecnologias

Como consequência, as condições climáticas favoráveis continuaram presentes mas as vantagens competitivas podem se deslocar ao longo do tempo para os detentores de novas tecnologias proprietárias. O esquema tecnológico da indústria de biocombustíveis hoje existente foi de apropriação e incorporação de tecnologias produzidas externamente pelas empresas de engenharia e de pesquisa agrícola. A indústria brasileira de etanol soube trabalhar de forma notável numa base de incorporação de tecnologias externas, as quais deveriam ser otimizadas e aperfeiçoadas no processo de produção. Em longo prazo, vislumbra-se a passagem a um ambiente competitivo em que as tecnologias-chave passam a ser proprietárias e produzidas internamente em grande extensão. Na perspectiva da tipologia clássica de Pavitt, a indústria passaria de uma condição tecnológica do tipo "dominado pelos fornecedores" para uma condição bem mais do tipo "baseado em ciência".

- Cana-de-açúcar tende a ter papel relevante como matéria-prima nobre das tecnologias baseadas em biomassa:

As novas tecnologias parecem ter uma relação interessante com a cana-de-açúcar, o que poderia reforçar o seu papel como matéria-prima nos biocombustíveis do futuro. Com o aumento da produtividade agrícola (uso de biotecnologia) e com o aproveitamento otimizado da energia contida no bagaço e nas palhas (energia elétrica, produção de etanol e outros produtos), o caldo hoje utilizado para a produção de etanol representa apenas 1/3 da energia contida na biomassa produzida. A cana-de-açúcar pode ter um papel relevante como fonte de matéria para novos produtos por novas rotas e como fonte de matéria-prima para a indústria química. A compreensão desse papel de matéria-prima nobre abre perspectivas de diversificação muito interessantes para o país no futuro da indústria, desde que se veja, em longo prazo, não apenas como produtor de etanol.

Em síntese, os investimentos de longo prazo devem ser calcados na ótica da inovação e do desenvolvimento de novas matérias-primas, novas tecnologias e novos produtos para sustentar a posição competitiva brasileira e buscar uma posição de protagonista na indústria de aproveitamento da biomassa.

6.3. Propostas de políticas setoriais

As recomendações serão apresentadas segundo os horizontes de médio e longo prazos. No médio prazo, consideram-se distintamente os casos do etanol e do biodiesel. No longo prazo, considera a perspectiva de futuro da indústria como um todo.

No caso do etanol, em médio prazo, parte-se do pressuposto de que os investimentos em curso asseguram a oferta para o mercado interno e geram excedentes exportáveis. Na condição de competitividade, até certo ponto confortável, de que goza a indústria, a principal recomendação está relacionada a medidas e apoios que possam melhorar as condições de exportação. Cabe apoiar a melhora da logística do sistema etanol, ao lado de medidas que facilitem a preparação da indústria para enfrentar as discussões nos fóruns internacionais das questões de padronização do produto e aspectos ambientais.

Uma segunda recomendação seria a inserção de forma mais forte da dimensão tecnológica, preparando a indústria para um futuro em que a atual base tecnológica possa vir a se modificar e principalmente capacitando a indústria para construir uma posição de liderança internacional não apenas em etanol – o que já foi obtido –, mas na exploração integrada de biomassa.

No caso do biodiesel, assim como no caso do etanol, não existe preocupação com a capacidade de produção para atendimento da demanda interna em médio prazo. Entretanto, a estrutura da indústria em nada se assemelha à do etanol. Existem diversas incertezas que trazem ameaças para a rentabilidade de muitas empresas, com riscos para a estabilidade da indústria. A recomendação inicial aqui é de buscar identificar as alternativas tecnológicas e modelos de negócios com maiores chances de sustentação dentro da janela de oportunidade do biodiesel convencional.

Um ponto crítico no biodiesel é a evolução da regulamentação do PNPB de modo a permitir o amadurecimento e a definição dos diferentes modelos de negócios. Existem grandes desafios pela frente para buscar o atendimento dos objetivos iniciais do programa de associar a produção de biodiesel com a inserção da agricultura familiar e a produção em pequena escala. Percebe-se a necessidade de amadurecimento do marco regulatório para avaliar e considerar as dificuldades e os custos do programa com idealizado inicialmente.

Do ponto de vista operacional, existe a demanda de programas que abordem a questão da matéria-prima e gerem projetos estruturados para uma estratégia de matérias-primas para o biodiesel. Esse problema não é exclusivo do biodiesel brasileiro.

Considerando que a capacidade instalada e em construção supera a demanda interna em médio prazo, um programa voltado para a exportação de biodiesel deve ser concebido.

As recomendações em longo prazo são centradas na dinâmica tecnológica e de inovação da indústria de biocombustíveis com vistas à indústria do futuro. Assim, o ponto central seria tratar de forma central a base tecnológica em biocombustíveis. Cabe portanto como recomendação mais importante em longo prazo o estabelecimento de política tecnológica e de inovação que considere não só a atual competitividade da indústria brasileira de etanol, mas que principalmente vislumbre de forma ambiciosa a construção da competitividade futura da indústria brasileira de aproveitamento de biomassa.

No âmbito dos biocombustíveis de primeira geração, cabe considerar a competitividade brasileira para exportação. A recomendação aqui estaria voltada para os aspectos de logística e de certificação ambiental e comercial da produção brasileira. No caso da exportação, cabe considerar que as indústrias de etanol e biodiesel estão em estágios muito diferentes de maturidade sendo as carências e dificuldades muito maiores no caso do biodiesel.

7. SÍNTESE ANALÍTICA – PERSPECTIVAS DE MÉDIO E LONGO PRAZOS DOS INVESTIMENTOS NO SISTEMA PRODUTIVO ENERGIA

Neste capítulo são apresentados dois cenários sobre as perspectivas para o investimento no Brasil. Um cenário denominado de "possível", que contempla o médio prazo (2012), e outro denominado "desejável", que contempla o longo prazo (2022). O primeiro considera a continuidade dos ambientes regulatório, econômico e institucional. O segundo leva em conta uma situação ótima em termos das mudanças que seriam desejáveis nesses ambientes. Se o primeiro é um prolongamento da situação atual, o segundo representa a superação dos desafios e o aproveitamento das oportunidades apresentadas nos capítulos anteriores.

7.1. As Perspectivas de Curto Prazo para o Investimento no Sistema Produtivo Energia (2012)

No setor de petróleo, a expansão se dará basicamente a partir dos investimentos da Petrobras, que apresentam uma tendência de aumento significativo de patamar. Enquanto o histórico de investimentos, desde 1954 até 2007, totaliza, em termos reais, US\$ 222,9 bilhões, as previsões de inversões para o período 2009–2013 alcançam US\$ 174,4 bilhões; destacando-se o segmento de E&P com um aumento de mais de 100% em comparação aos valores de 2007.

A questão relevante, em função da atual crise, é a forma de financiamento da Petrobras para viabilizar esses investimentos.

Nesse sentido, o que se observa de imediato é a necessidade de uma elevação dos recursos de terceiros para financiar os atuais investimentos. No caso específico, aportes do BNDES. Já que a capitalização via mercados de capitais, neste momento, apresenta dificuldades relevantes.

Contudo, considerando que a Petrobras pode ser um instrumento importante no conjunto de políticas anticíclicas do Governo Federal, pode-se esperar que não serão medidos esforços não somente para dar continuidade como, sobretudo, para imprimir mais pujança à tendência de investimentos no setor no horizonte do "cenário possível". O que aumenta a probabilidade desses investimentos serem, em grande parte, realizados.

No setor de gás repete-se o protagonismo da Petrobras nos investimentos. Esses investimentos estão orientados pelo PLANGAS – Plano de Antecipação da Produção de Gás Natural – e são premidos pelo contexto de escassez de oferta. Nesse sentido, espera-se que as metas desse plano sejam alcançadas. As questões relacionadas às dificuldades do financiamento do investimento da Petrobras no setor de gás são as mesmas daquelas apresentadas nos parágrafos anteriores para o setor de petróleo.

No caso do setor elétrico, devido às suas especificidades – planejamento da expansão com antecedência –, muitas das questões relativas ao cenário possível já estão parcialmente equacionadas. Na medida em que a expansão significativa é decidida através dos mecanismos de leilão, os contratos relativos a essa expansão já estão firmados. Neste sentido, a questão suscitada pela crise diz respeito às dificuldades enfrentadas pelos detentores desses contratos em obter financiamento. Na medida em que parte desses financiamentos é sustentada pelo BNDES, as incertezas se resumem àqueles empreendimentos associados às térmicas a óleo, de menor porte e sem cobertura do BNDES.

Cabe ainda lembrar que no caso do setor elétrico não se deve esquecer a presença de empresas estatais importantes, tanto no âmbito do governo federal – Eletrobrás, Furnas, Chesf, Eletrosul e Eletronorte, quanto no âmbito estadual – Cemig e Copel. Essas empresas, assim como no caso da Petrobras, se prestam a funções importantes no contexto de uma política anticíclica, e, portanto, constituem um mecanismo efetivo de mobilização de recursos para enfrentar a crise.

No caso do biocombustível, a situação apresenta-se um pouco distinta daquela observada nos outros setores, devido à ausência de elementos estruturantes de políticas anticíclicas, como é o caso da Petrobras no petróleo e no gás, e da forte coordenação institucional na eletricidade.

Em função disto, no caso do setor de biocombustível é possível uma redução na forte tendência de expansão, face à diminuição do ritmo de investimento observado até o momento da crise; principalmente no caso do etanol. No caso do biodiesel, face ao seu forte caráter institucional, é possível imaginar que a tentativa de se manter o ritmo da expansão tenha alguma possibilidade de sucesso.

Em síntese, a forte presença de estatais no sistema produtivo energia no Brasil, tanto no setor de petróleo e gás quanto de eletricidade, associada à existência de um forte banco de desenvolvimento – BNDES –, criam boas condições para a mobilização dos recursos necessários ao enfrentamento da crise, mediante a sustentação dos investimentos na expansão prevista desse sistema produtivo.

7.2. As Perspectivas de Longo Prazo para o Investimento no Sistema Produtivo Energia (2022)

No setor de petróleo, considerando o horizonte de 2022, admite-se que este seja o cenário relevante para descrever a operacionalização da produção petrolífera do pré-sal. Assim, assumindo a ausência das restrições que estão presentes no curto e médio prazos, define-se, portanto um cenário desejável para o qual se pretende examinar um conjunto de questões.

As perspectivas apontam que a produção de petróleo da Petrobras alcance em 2020 3,9 milhões de barris/dia, sendo 1,8 Mbd advindos do pré-sal; ou seja, 46%. Se somarmos a produção esperada das outras empresas, 1,1 Mbd, o setor de petróleo brasileiro chegaria em 2020 produzindo cinco milhões de barris/dia; sendo que em 2007, esse valor não chegava a 2 milhões.

Dessa forma, o objetivo estratégico do setor petrolífero brasileiro é simplesmente mais que dobrar a produção nacional no horizonte em tela.

No período que vai de 2014 até 2020 serão gastos US\$ 82,5 bilhões no desenvolvimento da produção do pré-sal.

Neste cenário, espera-se um retorno às condições normais de financiamento do setor, e da Petrobras, aos parâmetros anteriores à crise, como, por exemplo, o de 2007. Neste caso, esperar-se-ia um menor grau de endividamento e, para a parcela financiada com recursos externos à empresa, uma maior relevância dos financiamentos via mercado de capitais e sistema bancário, em detrimento dos financiamentos com recursos públicos (via BNDES).

Supondo que todos os entraves e desafios financeiros atualmente presentes sejam superados e as inversões financeiras sejam viabilizadas, o Brasil chegaria em 2020 com um excedente de dois milhões de barris/dia; considerando uma demanda estimada de três milhões de barris/dia.

Nesse caso, seria colocada para o país uma escolha sobre o que fazer com esse excedente: exportar o óleo bruto ou exportar os derivados. A escolha pela opção de exportação de derivados é indiscutivelmente melhor do ponto de vista econômico, ao assegurar maior valor agregado à atividade produtiva do setor petrolífero como um todo, e para a economia nacional, por consequência. Mas se por um lado esta opção é a mais atrativa, a sua escolha depende, todavia, de outro aspecto relevante que é a expansão da capacidade de refino do país.

Essa questão colocaria um desafio para a atividade de refino no Brasil: equacionar quantidade e qualidade, no sentido de aumentar a produção de derivados leves *vis-à-vis* o aumento do volume processado de petróleo pesado nacional, o que implicaria a necessidade de aumento da capacidade de refino, considerando o aumento da participação do petróleo nacional como carga processada. E dependendo da escolha anterior, realizar essa expansão mirando não apenas o mercado nacional, mas também a possibilidade de exportação de parte da produção.

De acordo com o planejamento estratégico da Petrobrás, o parque de refino chegaria a 2020 com uma capacidade de 3,47 milhões de barris/diários; para uma demanda estimada de três milhões de barris/diários. Portanto, a possibilidade de exportação de derivados se colocaria como algo possível neste horizonte.

No setor de gás, com as descobertas do pré-sal, as expectativas sobre a oferta doméstica desse energético, em 2022, saltaram de 129 milhões de metros cúbicos por dia para 170 milhões de metros cúbicos por dia. A demanda estimada para esse ano é de 175 milhões de metros cúbicos por dia. Cabe lembrar que o GASBOL permite a importação de 30 Mm3/dia da Bolívia. Esse conjunto de fatos configuraria uma mudança significativa do contexto do setor de gás brasileiro, que seria a superação da situação de escassez de oferta, que se tem hoje.

Nesse contexto, a forma de monetização do gás do pré-sal adquire relevância. Se a solução contemplada for a liquefação do gás em plantas embarcadas, cria-se a possibilidade de exportar diretamente este gás ou utilizá-lo no país. Se o tratamento dado a esta questão privilegiar a exportação, transformando o gás nacional em uma *commodity* internacional, o preço doméstico passaria a ter como referência o preço internacional.

Se, por um lado, isso transforma a Petrobras em um grande player no mercado de GNL, por outro, torna mais difícil a utilização do gás natural como um fator gerador de vantagens competitivas para o setor industrial.

No caso do setor elétrico, espera-se que o Brasil chegue em 2022 com uma capacidade instalada de geração de 160 GW; hoje tem cerca de 100 GW. A hidroeletricidade continuará a exercer papel expressivo no setor elétrico, porém tendendo a uma participação menor do que a atual. Entretanto, com maior número de hidrelétricas a fio d'água, as usinas térmicas não podem mais ser consideradas complementares ao sistema, ao contrário passarão a ser essenciais ao sistema.

A perspectiva de aumento da participação do gás natural na matriz se concretiza, o que tornará ainda mais importante a coordenação entre os setores de gás e de energia elétrica.

Além disso, cresce a importância na matriz elétrica dos novos renováveis como energia eólica e biomassa, que totalizarão 6% em 2020; o que significa que as tecnologias para utilização destas fontes já terão se tornado mais competitivas.

Por outro lado, a tendência ao crescimento dos investimentos em longas linhas de transmissão em corrente contínua para aproveitamento do potencial hidrelétrico da região amazônica e o aumento da participação das térmicas, tornarão o sistema de transmissão maior e mais complexo, exigindo maior preparo técnico do operador do sistema.

Por sua vez, o aumento da presença de fontes renováveis intermitentes, como energia hidrelétrica de fio d'água e eólica, passa a exigir a maior presença de térmicas de *back-up* para garantir o fornecimento de eletricidade, principalmente em épocas com baixa hidraulicidade e ventos pouco favoráveis.

Do ponto de vista dos gargalos a novos investimentos, o mais significativo é o ambiental, que exige o equacionamento em duas frentes. Primeiramente, há a perspectiva que tais conflitos sejam solucionados no âmbito das relações entre as instituições responsáveis pelas políticas energética e ambiental. E, além disto, a diversificação da matriz e o aumento da participação de novas fontes renováveis, como energia de biomassa, eólica e fotovoltaica, por exemplo, tendem a abrir espaço para maior poder de barganha dos responsáveis pela política energética em relação àqueles responsáveis pela política ambiental. Porém, a resolução de tais conflitos exigirá o aperfeiçoamento nos mecanismos de coordenação inter-institucionais.

No campo específico da organização do mercado e do papel das empresas, três questões são importantes: o papel da ANEEL no estabelecimento de limites à concentração dos mercados sem, entretanto, reduzir a intenção das firmas em realizar novos investimentos; a definição de um *design* para o mercado livre que seja coerente; a definição da internacionalização das empresas brasileiras, em particular da Eletrobrás, e o aprimoramento dos mecanismos de coordenação internacional necessários à sustentação desse movimento.

Nesse sentido, o setor elétrico é aquele que demanda a maior mobilização de recursos institucionais para viabilizar a expansão e os investimentos previstos no horizonte de 2020.

No setor de biocombustíveis, a questão fundamental da sua expansão no longo prazo está ligada ao desafio da sua inserção internacional. Nesse sentido, a viabilização dessa inserção depende da emergência e da entrada no mercado ao longo dos próximos 20 anos de novas gerações de biocombustíveis, aqui denominados biocombustíveis avançados.

Considerando a dinâmica tecnológica e de inovação em biocombustíveis, a condição central dos investimentos em longo prazo é a inserção da indústria brasileira nessa futura indústria de biocombustíveis.

O grande desafio dessa inserção é a constatação de que a competitividade atual da indústria brasileira de etanol não assegura automaticamente o papel que o país deseja ocupar na indústria futura.

A superação desse desafio envolve uma abordagem centrada na inovação, mais especificamente na competição pelas soluções tecnológicas em uso energético e químico à biomassa. No entanto, o exame dos esforços tecnológicos brasileiros na perspectiva da indústria de biomassa do futuro sugere que, tanto do ponto de vista das estratégias das empresas (produtores de etanol e PETROBRAS principalmente) quanto das políticas públicas de ciência, tecnologia e inovação, tem sido privilegiado um enfoque de curto prazo e de intensidade tecnológica bem diversos do que parece ser a dinâmica tecnológica e de inovação nos principais países envolvidos.

Essa questão merece ser vista com atenção na medida em que o Brasil é, e ambiciona continuar sendo, um protagonista na indústria de biocombustíveis.

Nesse sentido, as questões-chave do investimento no longo prazo se relacionam às seguintes possibilidades: dos biocombustíveis se tornarem um setor com maior nível tecnológico; da busca de produtos mais abrangentes como aproveitamento mais largo da biomassa; da vantagem competitiva passar a se basear nas novas tecnologias; da cana-de-açúcar passar a ter papel relevante como matéria-prima nobre das tecnologias de biomassa.

Em síntese, os investimentos de longo prazo devem ser calcados na ótica da inovação e do desenvolvimento de novas matérias-primas, novas tecnologias e novos produtos para sustentar a posição competitiva brasileira e buscar uma posição de protagonista na indústria de aproveitamento da biomassa do futuro.

Observando esse conjunto de questões associadas às perspectivas de longo prazo do investimento no sistema produtivo energia, pode-se afirmar que, em termos de garantia do suprimento energético, esse sistema tem condições de atender aquilo que o país espera dele; ou seja, a energia necessária para o desenvolvimento econômico e o bem-estar da sociedade brasileira.

A questão em aberto está associada justamente àquele movimento que transcende essa garantia e envolve a inserção do país como um grande *player* internacional no mundo da energia.

Para essa inserção a mobilização de recursos é maior e mais qualificada do que a garantia de suprimento para o mercado nacional. Isto não significa que a arregimentação de recursos para alcançar essa garantia seja de pouca monta, porém, um novo papel na esfera internacional exige um posicionamento qualitativamente distinto. Nesse sentido, o setor de biocombustíveis é emblemático desse desafio qualitativo, em contrapartida, o setor de petróleo representa muito bem as nossas possibilidades de superá-lo.

8. SÍNTESE PROPOSITIVA – POLÍTICAS PARA O DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA PRODUTIVO ENERGIA

O primeiro grande desafio político para o desenvolvimento do sistema produtivo energia hoje é a definição do regime regulatório do pré-sal. Nesse caso, a grande questão é como configurar um novo marco institucional que responda às mudanças impostas pela alteração radical nas condições de exploração e produção colocadas pelo próprio pré-sal. É evidente que o equacionamento político dessa questão não é simples, porém, sem ele, não é possível avançar nos objetivos principais colocados para o setor de petróleo neste trabalho:

- i) O aumento da capacidade produtiva em E&P e no refino;
- ii) A elevação da competitividade da indústria para-petrolífera nacional;
- iii) Promover a pesquisa tecnológica para otimização das atividades de E&P.

No caso da política de gás, a Petrobrás deverá continuar a ter um papel dominante no negócio do gás natural. Entretanto, seria importante que o próprio governo assumisse a formulação da política setorial. Além da elaboração de políticas para a definição do papel do gás no setor industrial e na geração elétrica, em particular a política de preços, é muito importante que o Estado defina políticas de incentivos para os investimentos na infraestrutura de transporte. Tendo em vista a grande necessidade de investimentos no *upstream* em função do pré-sal, provavelmente a Petrobras terá de reorientar sua estratégia de investimentos. Desta forma, é importante criar condições para que novos atores se interessem pelos investimentos no *downstream* da cadeia do gás natural, em particular na fase do transporte. O BNDES pode ter um papel importante como instrumento para coordenação e implementação de uma política para incentivar investimentos no setor de transporte de gás natural no Brasil.

Com relação à lei do gás é importante buscar uma maior convergência entre a regulação federal e a regulação estadual. Estes dois diferentes níveis regulatórios têm sido causa de frequentes disputas regulatórias entre os agentes do setor.

No caso do setor elétrico, é possível constatar que a coordenação, nos seus diversos níveis (técnico, econômico, regulatório e político) é determinante para os investimentos no setor elétrico. As características da indústria de energia elétrica implicam elevada interdependência entre os agentes aliada a um alto grau de incerteza e alta complexidade, logo a solução passa, inexoravelmente, por uma intensa e articulada ação de coordenação.

Neste sentido, destaca-se a relação entre a regulação, o financiamento do setor e as características do investimento. Em um setor onde os investimentos são de longo prazo de maturação e onde, como já exposto, a coordenação exerce papel primordial, então as características do financiamento e do processo regulatório exercem papel essencial na definição dos rumos da expansão do sistema. No caso do financiamento, o BNDES, que já exerce papel fundamental, deverá continuar a exercê-lo e permanecer como o principal banco de financiamento dos principais projetos do setor elétrico no país.

A experiência das usinas do Rio Madeira, com seus consórcios formados por empresas privadas e públicas, revelou-se uma estratégia de coordenação dos setores privado e estatal bem-sucedida que deve ser ampliada e intensificada. Principalmente no caso dos grandes projetos de geração.

Como apresentado anteriormente, o setor elétrico brasileiro se tornará efetivamente hidrotérmico e haverá maior grau de diversificação da matriz elétrica. Porém, a diversificação implica considerável aumento da complexidade, nos níveis técnico, econômico e institucional, e, conseqüentemente, aumento da necessidade e da importância da coordenação. Esta se tornará ainda mais relevante em seus diversos espaços de abrangência, como a coordenação setorial, a intersetorial, a coordenação entre políticas (ambiental, tecnológica, industrial, energética, e, inclusive, política internacional - no caso dos intercâmbios de eletricidade e de insumos).

Nesse sentido, o maior desafio da política do setor elétrico brasileiro é justamente a sua coordenação com o conjunto de políticas públicas. A coordenação interna ao setor, de uma forma ou de outra faz parte da tradição do setor, contudo a maior dificuldade é quando se sai das fronteiras setoriais e se tem que enfrentar e negociar com outras políticas na arena pública.¹²⁷

No caso dos biocombustíveis, existem questões de encaminhamento de políticas que são de médio e outras de longo prazo.

No etanol, no curto prazo, a principal proposição está relacionada a medidas e apoios que possam melhorar as condições de exportação. Cabe apoiar a melhora da logística do sistema etanol, ao lado de medidas que facilitem a preparação da indústria para enfrentar as discussões nos fóruns internacionais das questões de padronização do produto e aspectos ambientais.

Uma segunda proposição seria a inserção de forma mais forte da dimensão tecnológica, preparando a indústria para um futuro em que a atual base tecnológica possa vir a se modificar e principalmente capacitando a indústria para construir uma posição de liderança internacional não apenas em etanol – o que já foi obtido – mas na exploração integrada de biomassa.

No caso do biodiesel, a proposição inicial é a de buscar identificar as alternativas tecnológicas e modelos de negócios com maiores chances de sustentação dentro da janela de oportunidade do biodiesel convencional.

Pelo lado do PNPB existem grandes desafios pela frente para buscar o atendimento dos objetivos iniciais do programa de associar a produção de biodiesel com a inserção da agricultura familiar e a produção em pequena escala. Percebe-se a necessidade de amadurecimento do marco regulatório para avaliar e considerar as dificuldades e os custos do programa como idealizado inicialmente.

Ainda no que diz respeito ao biodiesel, existe a demanda de programas que abordem a questão da matéria-prima e gerem projetos estruturados para uma estratégia de matérias-primas para esse energético.

Considerando que a capacidade instalada e em construção supera a demanda interna em médio prazo, um programa voltado para a exportação de biodiesel deve ser concebido.

No longo prazo, o ponto essencial seria tratar de forma central a base tecnológica em biocombustíveis. Cabe, portanto, como proposição mais importante em longo prazo o estabelecimento de política tecnológica e de inovação que considere não só a atual competitividade da indústria brasileira de etanol, mas que principalmente vislumbre de forma ambiciosa a construção da competitividade futura da indústria brasileira de aproveitamento de biomassa.

Em suma, esse conjunto de questões e proposições para o desenvolvimento do setor produtivo energia aponta claramente no sentido da necessidade da coordenação das ações na área de energia. Essa coordenação transcende o âmbito setorial específico de cada atividade energética e envolve o conjunto de atividades.

¹²⁷Neste caso, considera-se que questões como, por exemplo, a renovação das concessões, por mais difíceis que sejam, ocorrem no âmbito das instituições do próprio setor, que dispõem de um aparato de negociação capaz de lidar com elas. O grande desafio reside justamente quando as questões vão além dessas instituições e desse aparato.

Dessa forma, o desenvolvimento de cada um dos setores não se restringe às suas próprias fronteiras e a superação dos seus gargalos específicos não pode ser conseguida sem ultrapassar essas fronteiras. Em outras palavras, há uma forte interdependência entre as políticas setoriais que demanda uma ação de política energética que procure encaminhar soluções baseadas em uma visão do conjunto das atividades energéticas.

Por outro lado, as questões essenciais do sistema energético não podem ser resolvidas simplesmente no âmbito da política energética. Claramente, questões como a ambiental, a inserção do país no contexto energético internacional, a capacitação tecnológica e industrial do setor de bens de capital, etc., não têm condições de serem resolvidas no restrito campo dessa política.

A compatibilização de um conjunto de políticas públicas, entre as quais a energética, é uma função do Estado brasileiro. Dessa forma, pode-se afirmar que o encaminhamento das questões relativas ao desenvolvimento do sistema produtivo energia no Brasil passa por uma definição estratégica que envolve um projeto de desenvolvimento para o país que crie as condições para que se possa hierarquizar objetivos e criar mecanismos que tenham condições efetivas de buscar uma compatibilização entre as diversas políticas públicas.

Essa compatibilização é essencial para se criar as condições necessárias à expansão da capacidade e, por conseguinte, ao investimento.

9. BIBLIOGRAFIA

Petróleo

DOE (2008a), Departamento de Energia dos EUA, International Energy Outlook, 2008. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov>.

AIE (2005). Resources to Reserves: Oil and Gas Technologies for the Energy Markets of the Futures. Disponível em: <http://www.iea.org>

AIE (2008). World Energy Outlook

ANP (2008), Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2008). Disponível em: <http://www.anp.gov.br>.

Bicalho et al. (2007). Mudança Institucional e Política Industrial no Setor de Petróleo. Ensaio sobre política energética: coletânea de artigos do boletim INFOPETRO / Ronaldo Bicalho (organizador), Grupo de Economia da Energia, Instituto de Economia – UFRJ – Rio de Janeiro: Interciência: IBP, 2007

BP (2008), Statistical Review. Disponível em: <http://www.bp.com>.

BP (2007), Annual Report and Accounts. Disponível em: <http://www.bp.com>.

CERA (2008), Upstream Capital Costs Index: Cost of Constructing New Oil and Gas Facilities Reaches New High. Disponível em: <http://www.cera.com>.

DOE (2008c). Short-term Energy Outlook. Dezembro de 2008. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov>.

DOE (2008b). Short-term Energy Outlook. Novembro de 2008. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov>.

EPE (2007)., Plano Nacional de Energia 2030. Capítulo 4. Geração Térmica – Petróleo e Derivados. Ministério de Minas e Energia: Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PNE/Forms/Empreendimento.aspx>.

Ferraz, J.C, Kupfer, D. e Haguenuer, L. (1996) , Made in Brazil:desafios competitivos para a indústria. Ed. Campus

FMI (2008), World Economic Outlook, Housing and the Business Cycle, Abril de 2008. Disponível em: <http://www.imf.org>.

Machado (2008). Machado, Giovani et al. Metodologia de Projeção de Preços de Petróleos: um estudo dos diferenciais de preços entre Brent, Árabe Leve, Bonny Light e Marlim. IBP, 2008.

OPEP (2008), World Oil Outlook. Disponível em: <http://www.opec.org>.

OPEP (2007), Annual Statistical Bulletin. Disponível em: <http://www.opec.org>.

Oliveira, Adilson (2008) "Estudo da Competitividade da Indústria Brasileira de Bens e Serviços no Setor de P&G" Relatório Final do Promimp – Relatório Final n.o 28, disponível em: <http://www.prominp.com.br/paginadinamica.asp?grupo=245>

Pinto Jr et al (2007) Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial. 1ª Ed. Rio de Janeiro: Campus.

PN-Petrobras (2007) – Plano de Negócios da Petrobras 2008/2012. Disponível em: <HTTP://www.petrobras.com.br>

PN-Petrobras (2009) – Plano de Negócios da Petrobras 2009/2013. Disponível em: <HTTP://www.petrobras.com.br>

Gás Natural

ANP (2002a). Panorama da indústria de Gás Natural no Brasil: Aspectos Regulatórios e Desafios. <http://www.anp.gov.br/gasnatural.htm>

ANP (2002b). "Participações Cruzadas na Indústria Brasileira de Gás Natural". Nota técnica, Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. Available in <http://www.anp.gov.br/gasnatural.htm>

ANP (2003a). Integração Energética entre Brasil e Argentina: Alguns Aspectos Regulatórios da Indústria de Gás Natural. Rio de Janeiro, Julho de 2003.

ANP (2003b). "Regulação no Mercado Comum Europeu para o Mercado de Gás Natural: Principais Aspectos". Nota técnica, n. 17.

ANP (2008). Anuário Estatístico 2008.

AVIDAN A. et al.(2002), Large LNG Plants – Optimizing Train Size, paper disponível no site <http://www.phillips66.com>.

AUTORITÀ PER L'ENERGIA E IL GAS - AEEG (2004). Relatório Anual de 2004. Disponível em www.autorita.energia.it

BP (2008) Statistical Review of World Energy, www.bp.com.

DENHARDT, Ronald C (1995). "Rethinking the secondary market for natural gas transportation. Public Utilities Fortnightly; Apr 1, 1995; 133, 7.

EIA- DOE (2000). "Fuel Oil Use in Manufacturing". Disponível em URL:http://www.eia.doe.gov/emeu/consumptionbriefs/mecs/mecs_fueloil_use.html

EIA- DOE (2003). Natural Gas Market Centers and Hubs: A 2003 Update. www.iea.doe.gov.

EIA- DOE (2005). "Status of Natural Gas Residential Choice Programs by State as of December 2003". Site visitado em 02/1/2005. http://www.eia.doe.gov/oil_gas/natural_gas/restructure/restructure.html.

ELLIG, J. and KALT, J. (orgs.) (1996). New Horizons in Natural Gas Deregulation. London, Praeger Publishers. 260 pgs.

ESTRADA, J., MOE, A. and MARTINSEN, K. (1995). The Development of European Gas Markets: Environmental, Economic and Political Perspectives. Sussex, England, John Wiley & Sons, 375 pgs.

FINON, D. (2003). European Gas Markets: Nascent Competition and Integration in a Diversity of Models. IEPE, CNRS- Université de Grenoble, mimeo.

FLOWERS, E. (1998). U.S. Utility Mergers and the Restructuring of the New Global Power Industry. London, Quorum Books, 261 pgs.

HORVARTH, S. (1996). "Natural Gas Market Development in the US". Artigo apresentado no IEA, International Conference on Natural Gas Technologies, Berlim.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (1994), Natural Gas Transportation: Organisation and Regulation. Paris, OCDE.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (1995). The IEA Natural Gas Security Study. Paris, OCDE.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (1998). Natural Gas Pricing in Competitive Markets. Paris

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2000). "Structural Separation in Regulated Industries: Background Note by the Secretariat. Working Party n. 2 on Competition and Regulation. Paris.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2002). Flexibility in Natural Gas Supply and Demand. Paris.

- IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2003). *South American Gas: Daring to Tap the Bounty*. Paris.
- IEA (1994), *Natural gas Transformation: Organisation and Regulation 1994*, Paris: OCDE.
- IEA (2002), *Flexibility in Natural Gas Supply and Demand 2002*, Paris: OCDE.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (1994), *Natural Gas Transportation: Organisation and Regulation*. Paris, OCDE.
- JAMISON, M. (1999). *Pricing and Industry Structure: the New Rivalry in Infrastructure*. Kluwer Academic Publishers.
- JOHNSON, S., RASMUSSEN, J., TOBIN, e J. (1999). *Corporate Realignments and Investments in the Interstate Natural Gas Transmission System*. Energy Information Administration.
- JURIS, A. (1996a) – *Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the United States*, Banco Mundial, Washington, mimeo
- JURIS, A. (1996b) – *Market Development in the UK Natural Gas Industry*, Banco Mundial, Washington, mimeo
- JURIS, A. (1998). "Development of Competitive Natural Gas Markets in the United States". *Public Policy for the Private Sector*, Note n. 141.
- LEITZINGER, Jeffrey e OSTROVER, Steve (2000). "What can we expect from restructuring in natural gas distribution?" *Energy Law Journal*, volume 21, n.1.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME (2008). *Balanco Energético Nacional*.
- MORAN, Alan (2002). *Natural gas in Australia after the "Hilmer revolution"*. Institute of Public Affairs Ltd
- NERA (National Economic Research Associates) (2002). "Network Access Conditions and Gas Markets in North America". *A Report for Gas Transmission Europe (GTE)*. Londres.
- NEWBERY, D. (1999). *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*. The MIT Press, Cambridge, MA.
- IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2007). *Natural Gas Information*, Paris.
- IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2007). *Natural Gas Market Review*, Paris.
- PEEBLES, Malcolm (1980). *Evolution of the Gas Industry*. Macmillan Press, New York.
- PINTO JUNIOR, H. e alli (2007), *Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*, Editora Elsevier/Campus, Rio de Janeiro.
- QUAST, Oliver (1997). *Les Fondements des Modèles Successifs d'Organisation de l'Industrie Gazière: Analyse des Conditions d'Introduction de la Concurrence dans une Industrie de Réseau*. Grenoble (France), Institut d'Economie et de Politique de l'Energie. Tese de doutorado. 308 págs.
- ROYLE, G. (1996). "British Gas: Light at the End of a Long Tunnel." *Investment Research U.K. and Europe*. Morgan Stanley International, London.
- STERN, J. (1998). *Competition and Liberalization in European Gas Markets: a Diversity of Models*. The Royal Institute of International Affairs, 232 pgs.
- STRAT/R.GARCIA CONSULTORES/ANP (2004) – *A Reforma da Indústria do Gás Natural na Bolívia, Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural*.
- STRAT/R.GARCIA CONSULTORES/ANP (2004) – *A Reforma da Indústria do Gás Natural na Austrália, Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural*.

STRAT/R.GARCIA CONSULTORES/ANP (2004) – A Transformação da Indústria do Gás Natural na Espanha, Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural.

STRAT/R.GARCIA CONSULTORES/ANP (2004) – Aspectos Pontuais da Transformação da Indústria do Gás Natural na Colômbia, Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural.

Energia elétrica

AMARANTE, O.; BROWER, M.; ZACK, J.; SÁ, A L. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. CRESESB / ELETROBRAS / CEPEL / MME. Brasília: MME, 2001.

ANEEL. Atlas de energia elétrica do Brasil. Brasília: ANEEL, 2005.

ARAÚJO, João L. H. Regulação de monopólio e mercados: questões básicas. In: I Seminário Nacional no Núcleo de Economia da Infraestrutura, 1997.

ARAÚJO, J. L.H. A questão do investimento no setor elétrico brasileiro: reforma e crise. In: XXI Encontro Nacional de Pós-Graduação de Economia ANPEC: Salvador, 2001.

BICALHO, R.G. A complexidade das relações no setor elétrico. Boletim Infopetro. Ano, 7, n.6, nov/dez, 2006 (disponível em www.gee.ie.ufrj.br/infopetro).

BICALHO, R.G. A complexidade das relações no setor elétrico brasileiro. Boletim Infopetro, Ano 8, n. 2, mar/abr, 2007 (disponível em www.gee.ie.ufrj.br/infopetro).

BORENSTEIN, Severin; BUSHNELL, James, KAHN, Edward and STOFT, Steven. Market power in electricity markets. UCEI POWER working paper PWP-036, University of California Energy Institute, Berkeley, March 1996.

CASTRO, N. J.; DANTAS, G. A. A bioeletricidade sucroalcooleira e o hiato entre oferta potencial e oferta efetiva. IFE n.º 2.213. Rio de Janeiro. 28 de Fevereiro de 2008a. {<http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/biblioteca/index.htm>}.

CASTRO, N. J. & DANTAS, G. A. As lições do Leilão de Energia de Reserva. Canal Energia. Rio de Janeiro, 19 de Agosto de 2008b. Disponível em <http://www.canalenergia.com.br>.

CASTRO, N. J.; LEITE, A. L. S. A Volatilidade do Preço de Liquidação de Diferenças é um fator de risco financeiro e tarifário para os agentes do setor. Canal Energia. Rio de Janeiro, 17 de julho de 2008. Disponível em <http://www.canalenergia.com.br>.

CASTRO, N.J.; ROSENAL, R. Nova tendência para a Elasticidade-renda da demanda de ee no Brasil. IFE 2.215 03 de março 2008

COOPERS & LYBRAND. Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Relatório Consolidado Etapa IV- Vol. 1. Sumário Executivo. Brasília, junho de 1997.

CORRÊA NETO, V. RAMON, D. Análise de Opções Tecnológicas para Projetos de Co-geração no Setor Sucroalcooleiro. Setap. Brasília, 2002.

CORREIA, T.; MELO, E.; COSTA, A.; SILVA, A. Trajetória das reformas institucionais da indústria elétrica brasileira e novas perspectivas de mercado. Revista de Economia. V.7, n.3, set/dez, 2006 (disponível em www.anpec.org.br, acesso em 02/fevereiro/2007).

CRAMTON, Peter. Electricity market design: the good, the bad and the ugly. In: Proceedings of the 36th IEEE Hawaii International Conference on System Sciences. January 2003.

CZISCH, G. & GIEBEL, G. Realizable scenarios for a future electricity supply based 100% on renewable energies. In: Energy solutions for sustainable development Proceedings. Risø international energy conference 2007, Risø (DK), 22-24 May 2007.

BRASIL. Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM). Anuário Mineral de 2005. Brasília, 2005.

CEPS (Centre for European Policy Studies). The future of European electricity: choices before 2020. Policy brief, 164, July 2008.

Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM). Anuário Mineral de 2005. Brasília, 2005.

DIAS LEITE, A. A energia do Brasil. 2 ed. Rio de Janeiro: Campus, 2007.

DUTRA, Ricardo M. Energia Eólica. In: TOLMASQUIM, M. (org.). Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil. Rio de Janeiro: Relume Dumará, 2004.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético nacional 2006 – Ano Base 2005 – Resultados Preliminares. EPE: Rio de Janeiro, 2006b.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA / MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Balanço Energético nacional 2005 – Ano-base 2004. Rio de Janeiro: EPE, 2005.

FABRA, N.; Von der FEHR, N.H.; HARBORD, D. Designing electricity auctions: uniform, discriminatory and Vickrey. Department of Economics (Discussion paper), University of Oxford, 2002.

GÁRDOS, I. O ONS e os desafios da operação do SIN. In: III Seminário Internacional do Setor Elétrico. Rio de Janeiro, 2008.

GILBERT, R. & NEWBERRY, D. Electricity merger policy in the shadow of regulation. University of California Energy Institute, paper EPE 019, march 2006.

GLACHANT, J.M.; LEVÊQUE, F. Electricity internal market in the European Union: What to do next? Working paper – CWPE 0623 and EPRG 0605, march 2006.

GUERREIRO, A. Mudanças estruturais no Mercado de energia elétrica brasileiro. In: III Seminário Internacional do Setor Elétrico. Rio de Janeiro, 2008.

HUNT, Sally & SHUTTLEWORTH, Graham. Competition and choice in electricity. West Sussex: Wiley, 1996.

JOSKOW, P. Markets for power in the USA: an interim assessment. Energy Journal, 27(1), 2006., p. 1-36.

JOSKOW, P. Lessons learned from electricity market liberalization. MIT, 2007 (disponível em <http://econ-www.mit.edu/files/2093>).

JULIEN, C.; KIESLING, L.; STAROPOLI, C.; WILLIAMSON, D. Investment incentives and dynamic efficiency in electricity markets: an experimental analysis. http://atom.univ-paris1.fr/documents/2004_Staropoli_2.pdf, 2004.

KIM, T.; RO, S. Power augmentation of combined cycle power plants using cold energy of liquified natural gas. Energy, V. 25, n0 9. pp. 841-856. 2000.

LEITE, A. Modelo de mercado de capacidade com hedge para o setor elétrico brasileiro. Florianópolis: UFSC (Tese), 2003.

LOSEKAN, L.D. Reestruturação do setor elétrico brasileiro: coordenação e concorrência. Tese de Doutorado, Instituto de Economia da UFRJ, Rio de Janeiro, dezembro de 2003.

- MME – Ministério das Minas e Energia. Plano Nacional de Energia 2030. Brasília (MME: EPE), 2007.
- MME – 2ª revisão quadrimestral das projeções de demanda de energia elétrica no sistema interligado nacional. (Série Estudos da Demanda – EPE), Rio de Janeiro: EPE/ONS/MME, Outubro de 2008.
- MOREIRA, N. H. Perspectivas da matriz energética brasileira. In: Ciclo de palestras de Furnas (apresentação), Abril 2008.
- NEWBERY, D. M. Privatization, restructuring and regulation of network utilities. Cambridge, MA, MIT Press, 1999.
- NEWBERY, D. M.; McDANIEL, T. Auctions and Trading In Energy Markets: An Economic Analysis, (disponível em <http://www.econ.cam.ac.uk/electricity>), 2003.
- PECI, A. Reforma regulatória brasileira dos anos 90 à luz do modelo de Kleber Nascimento. Revista de Administração Contemporânea. V. 11, n.1, jan/mar 2007, p. 11-30.
- PINHEL, A. C. Simulação de Uma Usina Térmica a Gás no Novo Contexto do Setor Elétrico Brasileiro: Uma Análise Risco X Retorno. Tese de Mestrado. COPPE/UFRJ, 2000.
- PINTO JR, H. (org.). Economia da energia: Fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.
- POLLITT, M. The future of electricity (and gas) regulation. Cambridge Working Paper in Economics, 0819, 2008.
- PONTES, J. R. A indústria de energia elétrica no Brasil: causas fundamentais de sua reestruturação. In: BORENSTEIN, C et al. (orgs.) Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1999.
- SANTANA, E. & OLIVEIRA, C. A. A economia dos custos de transação e a reforma na indústria de energia elétrica do Brasil. In: BORENSTEIN, C et al. (orgs.) Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1999.
- SANTANA, E.; MENDES, D. P. ; SILVA, C. Desafios Regulatórios no Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. In: IX Reunião Ibero Americana de Reguladores de Energia, Punta Del Leste, 2005.
- SANTANA, E. LEITE, A. Transaction cost economics and property right theory: the case of the Brazilian electricity industry. In: 4th International Conference Developments in Economic Theory and Policy, 2007.
- SILVA, Édson L. Formação de preços em mercados de energia elétrica. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001.
- SOUZA, Z. AZEVEDO, P. F. Energia Elétrica Excedente no Setor Sucroalcooleiro: um estudo a partir de usinas paulistas. Revista de Economia e Sociologia Rural. Brasília-DF, 2006. Jun 2006, vol.44, no.2, p.179-199
- STOFT, Steven. Power System Economics: Designing markets for electricity. IEEE/ Wiley Inter-Science: Piscataway, 2002.
- THOMAS, S. The European Union Gas and Electricity Directives. EPSU (<http://www.epsu.org>), 2005.
- TOLMASQUIM, M. Geração de energia elétrica no Brasil. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.
- TOLMASQUIM, M. Projeções da demanda de energia elétrica. Rio de Janeiro: EPE (apresentação em power point), maio 2008.
- YI-CHONG, X. The myth of the single solution: electricity reforms and the World Bank. Energy (31), 2006, p. 802-814.
- WILSON, R., Efficiency considerations in designing electricity markets. Report to the Competition Bureau of Industry Canada, 1998.
- WORLD BANK. The World Bank's role in the electricity power sector: policies for effective institutional, regulatory and financial reform. Washington, DC: World Bank, 1993.

Biocombustíveis

Almeida, E.; Bomtempo J.V.; Silva C., 2007, The performance of Brazilian biofuels: an economic, environmental and social analysis, OECD, ITF, Discussion Paper no. 2007-5

ANP, 2008, Thirty three years of biofuels in Brazil, apresentação em Hart Conference: Biofuels, lessons from Brazil, Rio de Janeiro, 3-4 setembro, 2008.

Aranda, D., 2009, A escala comercial do biodiesel de algas, publicado em 24/03/09 e disponível em <http://www.biodiesel-br.com/blog/donato/2009/escala-comercial-biodiesel-algas/>

Aranda, D., 2009b, Diesel verde amarelo, publicado em 01/04/09 e disponível em <http://www.biodieselbr.com/blog/donato/2009/biodiesel-verde-amarelo/#more-50>

Biomass Research and Development Initiative, BRDI, 2007, Roadmap for Bioenergy and Biobased Products in the United States, October 2007

CGEE, 2004, Avaliação da expansão da produção de etanol no Brasil, Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, Brasília.

CNPq, 2008, Editais 2008, disponível em www.cnpq.br

COSAN, 2008, The ethanol perspective, apresentação em Hart Conference: Biofuels, lessons from Brazil, Rio de Janeiro, 3-4 setembro, 2008

Darzens, A., 2009, Algal Feedstocks-based Biofuels: separating myth from reality, NREL, NREL Power Lunch Lecture Series, February 18, 2009.

De Guzman D., 2009, Debugging biobutanol, ICIS Chemical Business, 28-29, march 2-8, 2009.

Duarte A., 2009, O peso da matéria-prima, Biodieselbr, 2, 9, fev/ar, 19-19.

Economist, 2008, Survey The future of energy, June 19th, 2008

Economist 2008b, Biofuels in Brasil: lean, green not mean, June 26th, 2008

Economist, 2009, Energiser money, March 26th, 2009

FINEP, 2008, Edital Subvenção Econômica 2008, disponível em www.finep.gov.br

FINEP, 2009 Edital Subvenção Econômica 2009, disponível em www.finep.gov.br

Fonseca M. G., Menard C., 2008, Estrutura Industrial e Mudança Tecnológica na Economia Sucroalcooleira, apresentação no workshop Infossucro, Instituto de Economia, UFRJ, Ri de Janeiro, 28 novembro 2008

Jank M., 2008, An Overview of the Brazilian Sugarcane Industry, Better Sugarcane Initiative General Assembly, São Paulo, November 13th, 2008.

Nogueira, L.A., 2008, Bioetanol de cana-de-açúcar: energia para o desenvolvimento sustentável. Rio de Janeiro, BNDES/CGEE.

Oliverio, J. L., 2008, Brazilian Sugarcane Agribusiness: Technology and Plant Expansion, apresentação em Hart Conference: Biofuels, lessons from Brazil. Rio de Janeiro, 3-4 setembro, 2008.

PETROBRAS, 2008, Biofuels: Petrobras Strategic Performance, apresentação em Hart Conference: Biofuels, lessons from Brazil. Rio de Janeiro, 3-4 setembro, 2008.

Riese J., 2009, White Biotechnology, McKinsey and Co., Press Briefing, February 2009.

RFA Ethanol Outlook, 2009, Renewable Fuels Association Annual Report 2009, disponível em www.rfa.org

Royal Society, 2008, Sustainable biofuels: prospects and challenges, Policy document 01/2008, January 2008, disponível em www.royalsociety.org

Valor Análise Setorial, 2008, Biocombustíveis.

Valor Econômico, 2009, Areva investe na geração a partir da cana no Nordeste, 24/03/2009.

REALIZAÇÃO



Fundação Universitária
José Bonifácio

APOIO FINANCEIRO



Ministério do
Desenvolvimento, Indústria
e Comércio Exterior

