

★ Projetos
para o Brasil

Modelos e alternativas energéticas

LUIZ PINGUELLI ROSA E
NEILTON FIDELIS DA SILVA (ORGS.)

 FUNDAÇÃO
Perseu Abramo
Partido dos Trabalhadores

2013

FUNDAÇÃO PERSEU ABRAMO

Instituída pelo Diretório Nacional do Partido dos Trabalhadores em maio de 1996.

DIRETORIA

Presidente: Marcio Pochmann

Vice-presidenta: Iole Iliada

Diretoras: Fátima Cleide e Luciana Mandelli

Diretores: Kjeld Jakobsen e Joaquim Soriano

Coordenação da coleção Projetos para o Brasil

Iole Iliada

EDITORA FUNDAÇÃO PERSEU ABRAMO

Coordenação editorial: Rogério Chaves

Assistente editorial: Raquel Maria da Costa

Equipe de produção: Reiko Miura (org.)

Projeto gráfico: Caco Bisol Produção Gráfica Ltda.

Diagramação: Márcia Helena Ramos

Ilustração de capa: Vicente Mendonça

Direitos reservados à Fundação Perseu Abramo

Rua Francisco Cruz, 234 – 04117-091 São Paulo - SP

Telefone: (11) 5571-4299 – Fax: (11) 5573-3338

Visite a página eletrônica da Fundação Perseu Abramo: www.fpabramo.org.br

Visite a loja virtual da Editora Fundação Perseu Abramo: www.efpa.com.br

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

R788m Modelos e alternativas energéticas / Luiz Pinguelli Rosa, Neilton Fidelis da Silva (orgs.). – São Paulo : Editora Fundação Perseu Abramo, 2013.

120 p. ; 23 cm – (Projetos para o Brasil ; 19)

Inclui bibliografia.

ISBN 978-85-7643-200-5

1. Energia - Consumo - Brasil. 2. Energia - Fontes alternativas. 3. Combustíveis.

I. Título. II. Série.

CDU 620.9(81)

CDD 333.79

(Bibliotecária responsável: Sabrina Leal Araujo – CRB 10/1507)

SUMÁRIO

- 5 APRESENTAÇÃO
- 7 PREFÁCIO
Iole Ilíada
- 11 INTRODUÇÃO
- 17 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO
 - 17 Antecedentes
 - 52 O setor petrolífero brasileiro
 - 72 Situação atual do setor petrolífero nacional
 - 75 Pré-sal: o aspecto da defesa nacional
 - 81 O setor gasífero
 - 92 O setor de biocombustíveis
- 103 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS
- 113 SOBRE OS ORGANIZADORES
- 115 SOBRE OS AUTORES

APRESENTAÇÃO

Próximo de completar a terceira década do regime democrático iniciado em 1985 – o mais longo de toda sua História –, o Brasil vem se afirmando como uma das principais nações a vivenciar mudanças significativas no tradicional modo de fazer política. Com três mandatos consecutivos de convergência programática, os governos Lula e Dilma consolidam o reposicionamento do país no mundo, bem como realizam parte fundamental da agenda popular e democrática aguardada depois de muito tempo.

Lembremos, a última vez que o Brasil havia assistido oportunidade comparável, remonta o início da década de 1960, quando o regime democrático ainda estava incompleto, com limites a liberdade partidária, intervenções em sindicatos e ameaças dos golpes de Estado. O país que transitava – à época – para a sociedade urbana e industrial conheceu lideranças intelectuais engajados como Darcy Ribeiro e Celso Furtado, para citar apenas alguns ícones de gerações que foram, inclusive, ministros do governo progressista de João Goulart (1961-1964).

A efervescência política transbordou para diversas áreas, engajadas e impulsionadas pelas mobilizações em torno das reformas de base. A emergência de lideranças estudantis, sindicais, culturais e políticas apontavam para a concretização da agenda popular e democrática.

A ruptura na ordem democrática pela ditadura militar (1964-1985), contudo, decretou a vitória das forças antirreformistas. O Brasil seguiu crescendo a partir da concentração da renda, impondo padrão de infraestrutura (aeropostos, portos, escolas, hospitais, teatros, cinemas, entre outros) para apenas parcela privilegiada do país. A exclusão social se tornou a marca da modernização conservadora.

Em 1980, a economia nacional encontrava-se entre as oito mais importantes do mundo capitalista, porém quase a metade da população ainda encontrava-se na condição de pobreza e um quarto no analfabetismo. Nas duas últimas décadas do século passado, mesmo com a transição democrática, a economia permaneceu praticamente travada, num quadro de semiestagnação da renda *per capita* e regressão social. O desemprego chegou a 15% da força de trabalho no ano 2000, acompanhado de elevada pobreza e desigualdade da renda, riqueza e poder.

Para enfrentar os próximos desafios pela continuidade da via popular e democrática, a Fundação Perseu Abramo reuniu e associou-se a uma nova geração de intelectuais engajados na continuidade das lutas pelas transformações do Brasil. Após mais de oito meses de trabalho intenso, profundo e sistêmico, com debates, oficinas e seminários, tornou-se possível oferecer a presente contribuição sobre problemas e soluções dos temas mais cruciais desta segunda década do século XXI.

Na sequência, espera-se que a amplitude dos debates entre distintos segmentos da sociedade brasileira possa conduzir ao aprimoramento do entendimento acerca da realidade, bem como das possibilidades e exigências necessárias à continuidade das mudanças nacionais e internacionais. A leitura atenta e o debate estimulante constituem o desejo sincero e coletivo da Fundação Perseu Abramo.

A Diretoria

Fundação Perseu Abramo

PREFÁCIO

Que país é esse?, perguntava o poeta no refrão da famosa canção¹, na qual a expressão com ares de interjeição servia para manifestar a inconformidade com os problemas nacionais, fazendo eco, então, a um sentimento generalizado de que o país era inviável.

O país que inspirou aquela canção, no entanto, não é mais o mesmo. Nos últimos dez anos, mudanças significativas ocorreram no Brasil. Números e fatos apontam para um país economicamente maior, menos desigual, com mais empregos e maiores salários, com mais participação social, maior autoestima e mais respeito internacional.

Dizer que o Brasil mudou – e mudou para melhor – está longe de significar, contudo, que nossos problemas históricos tenham sido resolvidos. Não podemos nos esquecer de que o passado colonial, a inserção subordinada e dependente na economia mundial, os anos de conservadorismo, ditaduras e autoritarismo e a ação das elites econômicas liberais e neoliberais marcaram estruturalmente o país por cerca de 500 anos, produzindo desigualdades e iniquidades sociais, econômicas, culturais e políticas, com impactos importantes na distribuição de direitos básicos como saúde, educação, habitação, mobilidade espacial e proteção contra as distintas formas de violência e de preconceitos, inclusive aquelas perpetradas por agentes do próprio Estado.

Tendo características estruturais, as questões acima apontadas não podem ser adequadamente enfrentadas sem um estudo mais aprofundado de

1. “*Que país é este*” é uma canção da banda de rock brasileira Legião Urbana, criada no Distrito Federal. Foi escrita em 1978 por Renato Russo (1960-1996), em plena ditadura civil-militar, mas lançada somente nove anos depois, em 1987, dando título ao álbum. No ano do lançamento, foi a música mais executada em emissoras de rádio do país.

suas características intrínsecas, seus contextos históricos, das relações sociais que as engendram e das propostas e possibilidades efetivas de superação.

Foi partindo de tais constatações que a Fundação Perseu Abramo concebeu, em janeiro de 2013, os *Projetos para o Brasil*, conjunto de estudos temáticos sobre os principais problemas brasileiros. A ideia era reunir e mobilizar o pensamento crítico de um grupo de especialistas em cada tema, tanto provenientes do âmbito acadêmico quanto com atuação nos movimentos sociais ou órgãos governamentais.

Tais especialistas deveriam ser capazes de identificar obstáculos e entraves para a consecução de políticas visando a superação daqueles problemas, a partir de um diagnóstico da situação e de uma avaliação crítica das propostas existentes para enfrentá-los. Deveriam, pois, recuperar aspectos do passado e analisar o presente, mas visando a contribuir para pensar o futuro.

Isso implicava desafios de grande monta. O primeiro era a definição dos temas. A cada debate, uma nova questão relevante era apontada como merecedora de um estudo específico. Fomos levados assim a fazer uma seleção, que como qualquer escolha desta natureza é imperfeita. Imperfeita porque incompleta, mas também porque reflete o estabelecimento de divisões e recortes em uma realidade que, em sua manifestação concreta, constitui um todo, intrincado e multifacetado.

A realização de recortes no todo também implicou outra questão desafiadora, relativa ao tratamento das interfaces e superposições temáticas. O debate com os colaboradores, no entanto, e sobretudo o processo de elaboração dos estudos, demonstrou-nos afinal que isto não deveria ser visto como um problema. Era, antes, uma das riquezas deste trabalho, na medida em que poderíamos ter textos de especialistas distintos debruçando-se, com seus olhares particulares, sobre as mesmas questões, o que evidenciaria sua complexidade e suas contradições intrínsecas e estabeleceria uma espécie de diálogo também entre os temas do projeto.

Considerando tais desafios, é com grande entusiasmo que vemos nesse momento a concretização do trabalho, com a publicação dos livros da série *Projetos para o Brasil*. A lista² de temas, coordenadores e colaboradores, em si, dá uma dimensão da complexidade do trabalho realizado, mas também da capacidade dos autores para desvelar a realidade e traduzi-la em instigantes obras, que tanto podem ser lidas individualmente como em sua condição de parte de um todo, expresso pelo conjunto dos *Projetos para o Brasil*.

Os livros, assim, representam a materialização de uma etapa dos *Projetos*.

2. Ver a lista completa dos volumes ao final deste livro.

A expectativa é que, agora publicados, eles ganhem vida a partir do momento em que sejam lidos e apropriados por novos sujeitos, capazes de introduzir questionamentos e propostas à discussão. E é no impulso desse movimento que envolve os que pretendem prosseguir pensando e mudando o Brasil que a FPA enxerga, neste trabalho, a possibilidade de uma contribuição política importante, para além da contribuição intelectual dos autores.

Impossível não citar que o projeto, ainda que tenha sido concebido muito antes, parece se coadunar com o sentimento expresso em junho e julho de 2013 – quando milhares de pessoas ocuparam as ruas do país –, no que se refere ao desejo de que os problemas estruturais do Brasil sigam sendo, de forma cada vez mais incisiva e profunda, enfrentados.

Retomamos, pois, a indagação da canção, mas agora em seu sentido literal: que país, afinal, é esse?

É, pois, no avanço dessa compreensão, fundamental para a superação das perversas heranças estruturais, que os *Projetos para o Brasil* pretendem contribuir. Importante dizer que, tratando-se de textos absolutamente autorais, cada pensador-colaborador o fará a sua maneira.

Neste volume, escrito a dez mãos sob a coordenação de Luiz Pinguelli Rosa e Neilton Fidelis da Silva, os especialistas no tema diagnosticarão a situação atual dos distintos setores da produção energética brasileira, analisando os aspectos históricos de seu desenvolvimento, os efeitos da implementação das políticas liberalizantes e privatistas na década de 1990, as mudanças verificadas no último período e os impasses e desafios que ainda precisam ser enfrentados.

Nesta análise, dados e informações importantes sobre os setores elétrico, petrolífero, gasífero e dos biocombustíveis serão apresentados, assim como avaliados os impactos econômicos e sociais dos modelos adotados, incluindo aí as grandes polêmicas que envolvem o debate sobre as tecnologias alternativas e as questões ambientais.

Por meio da discussão assim empreendida, os autores trarão à tona o problema fundamental da contradição entre o atendimento das necessidades energéticas do país e os interesses do mercado, pugnando, deste modo, por um modelo para o setor que se coadune com os objetivos de um projeto de desenvolvimento de caráter democrático e popular.

Iole Ilíada

Coordenadora da coleção *Projetos para o Brasil*

Vice-presidenta da Fundação Perseu Abramo

INTRODUÇÃO

A presente publicação procura identificar as principais barreiras e oportunidades para políticas públicas voltadas a superação, no Brasil, dos gargalos tecnológicos, socioeconômicos, institucionais e ambientais do sistema energético. Busca, portanto, discutir formas de assegurar a confiabilidade do atendimento da demanda de energia a preços justos, bem como promover a ampliação da oferta de energia para todos os setores da economia, atuando como vetor de promoção da equidade.

A consecução dos objetivos apresentados requer uma avaliação atualizada dos principais resultados e problemas na área de energia ao longo dos dois governos liderados pelo Partido dos Trabalhadores (PT) em seu leque de alianças, a partir da contextualização do setor à luz da experiência das gestões anteriores.

É importante destacar que o Instituto Cidadania publicou as “Diretrizes e linhas de ação para o setor elétrico brasileiro”, lançado em abril de 2002, que serviu de bases gerais para o programa do governo Lula na área energética. No entanto, este programa não foi executado em sua totalidade, abrindo lacunas para a adoção, em alguns casos, de políticas antagônicas às propostas daquele trabalho.

A despeito de o governo petista com suas alianças não implementar, em sua maioria, as propostas para a política energética nacional concebidas pelo Grupo de Trabalho do Instituto Cidadania para o programa de governo, registraram-se avanços na política em alguns setores. Neste contexto, cerca de 30 milhões de brasileiros saíram da pobreza com o Programa Bolsa Família e o aumento real do salário-mínimo, ademais cerca de 15 milhões de pessoas tiveram acesso à eletricidade sem ônus, por meio do Programa Luz para Todos. O programa de privatização do setor energético, adotado nos governos do PSDB-DEM-PMDB, foi interrompido. No entanto foram retomadas estratégias que, em última análise, aumentaram a participação do capital privado no setor elétrico e engessaram a

atuação das estatais elétricas do Grupo Eletrobras. No setor de petróleo os avanços obtidos foram a descoberta do pré-sal e a mudança do regime de concessão para partilha nesta nova área, além do debate nacional referente à distribuição de royalties e sua destinação. Ademais houve um aumento da participação da indústria nacional, especialmente no petróleo *off shore*.

No contexto institucional, as agências reguladoras que tinham um amplo papel na condução do setor, assumindo a responsabilidade compatível ao Estado, se mantêm nos governos Lula e Dilma, a exemplo da Agência Nacional de Petróleo (ANP) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), embora reduzindo seu espaço de atuação na condução da política energética nacional. Por outro lado, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), criada no governo Lula, atuaram de forma destacada. A ANP interrompeu os leilões de blocos por longo período, sendo estes retomados no decorrer do ano de 2013.

O setor energético requer uma abordagem abrangente uma vez que este se agrupa em “cadeias energéticas” (petrolífera, gasífera, carbonífera, elétrica, fontes alternativas e outras), que apresentam estreitas relações em muitos processos tecnológicos e socioculturais. .

Uma cadeia é definida como um conjunto articulados de atividades técnicas, econômicas e financeiras integradas dentro de um processo de produção dirigido a fabricação de um produto ou a realização de um serviço. Por esta definição, cada cadeia energética constitui um subsistema dentro do sistema socioeconômico identificado sobre a base de um conjunto de processos de produção que conduzem a um produto ou a um conjunto de produtos ligados, considerando as principais relações de caráter técnico-financeiro e socioindustrial que resultem essências para o funcionamento do processo (Pistonesi, 1994).

A gestão das cadeias energéticas deve estar orientada para garantir o abastecimento e provisão dos serviços de energia como forma de afiançar sua qualidade, quantidade e preço. A garantia do abastecimento é necessária como forma de assegurar a satisfação permanente das necessidades básicas de energia, através do acesso aos recursos internos, exploráveis sob condições economicamente aceitáveis, ou pelo uso das reservas estrategicamente armazenadas, ou ainda, pela entrada de fontes externas acessíveis, diversificadas e estáveis. O conceito de garantia de abastecimento contempla a segurança física; a segurança econômica; a continuidade do abastecimento e a qualidade destes serviços ao usuário.

Podemos então estruturar a base de análise do setor energético a partir da seguinte estrutura:

(i) O setor elétrico convencional, considerando a geração das usinas hidrelétricas, termoeletricas e nucleares, além da transmissão e distribuição. Con-

juntamente, destacam-se as novas renováveis incluindo a energia solar, eólica, biomassa, oceânica entre outras.

(ii) O setor de combustíveis fósseis, considerando os fluidos (petróleo e gás natural), além dos sólidos (o carvão mineral).

(iii) Biocombustíveis de uso em grande escala, considerando os fluidos (etanol e o biodiesel), além dos sólidos (bagaço da cana, a lenha e o carvão vegetal);

(iv) Eficiência energética.

Outra forma de se abordar este tema é dividir a energia em não renovável (fóssil) e renovável. Os recursos renováveis estão associados a um fluxo contínuo enquanto que os recursos não renováveis apenas consideram a sua existência em uma determinada unidade. De forma geral os recursos renováveis estão presentes em todo o planeta, o que permite o seu uso de forma descentralizada (ex.: hidráulica, solar, biomassa, eólica). Já os recursos não renováveis apresentam-se em quantidade limitada (ex.: petróleo, gás, carvão, urânio), mas com um elevado grau de incerteza, uma vez que a definição de seu volume depende do estágio do desenvolvimento tecnológico e do ritmo de sua extração.

Dependendo da forma e velocidade de sua extração, um recurso renovável pode tornar-se escasso ou mesmo ou indisponível.

Define-se energia primária aquela existente na natureza e apropriada pela tecnologia disponível. Entre as fontes primárias de energia de origem fóssil – ou seja, limitadas a um estoque existente no subsolo – no Brasil destacam-se o petróleo e o gás natural. Sua importância cresceu muito no governo Lula com a descoberta pela Petrobras das reservas do chamado pré-sal, em grande profundidade no oceano e abaixo de uma grande camada de sal.

Apesar do petróleo e o gás natural terem prognósticos de declínio nas próximas décadas, novas descobertas como a do pré-sal e o aproveitamento do gás natural chamado gás não convencional nos EUA revigoram hoje sua produção fora dos grandes exportadores mundiais de petróleo. Há indícios de fortes impactos ambientais na produção do gás não convencional, com intenso consumo de água injetada com produtos químicos no solo. No caso do petróleo, na sua exploração *off shore* em águas muito profundas, o maior risco de impacto concentra-se no vazamento de óleo, tal qual ocorreu no Golfo do México em 2010 e, em muito menor escala com a Chevron, no Brasil.

Em que pese a baixa participação do carvão mineral como combustível fóssil para a geração de energia elétrica no país, essa rota associa-se a consideráveis impactos ambientais, em particular no âmbito local.

No que tange as fontes renováveis destacam-se na matriz nacional o etanol, derivado da cana, e a hidroeletricidade. Ambas as tecnologias tem sido objeto

de críticas em âmbito internacional: a hidroeletricidade pelo impacto ambiental decorrente das barragens, especialmente na região Amazônica, embora os reservatórios de água das novas usinas construídas nos governos Lula e Dilma na região Norte tenham dimensões muito reduzidas. São, por isso, designadas como usinas a fio d'água (como Santo Antonio e Jirau no rio Madeira e Belo Monte).

Entre os biocombustíveis destaca-se o álcool de cana de açúcar (etanol), cujo consumo voltou a crescer a partir de 2003 com o estímulo aos automóveis com motores flexíveis. Pondera-se que o etanol é alvo de debate internacional recente, havendo questionamentos sobre a competição com produção de alimentos, além da sua suposta contribuição para o desmatamento¹.

Do ponto de vista da redução das emissões de gases do efeito estufa, que agravam o aquecimento global do planeta, foi alvissareiro o aumento do consumo do álcool nos automóveis, prejudicado pela crise da produção do etanol em 2011 e 2012, que reduziu muito a sua participação percentual, ultrapassando a da gasolina a partir da difusão de carros de motor flexíveis (gasolina ou álcool) – mas agora retrocedeu.

Adicionalmente, partir de 2003 foi implantado o programa de biodiesel como aditivo ao diesel de petróleo, primeiramente na proporção de 2% (B2), alcançando depois progressivamente 3% (B3) e 5% (B5). Houve um ambicioso programa de estímulo da agricultura familiar e de uso de vários óleos vegetais, como os de dendê que tem alto rendimento energético (litros de biodiesel por tonelada) e de mamona, mas prevaleceu o óleo de soja, de uma monocultura de grande escala. Apesar do baixo rendimento energético, a soja se tornou dominante para o biodiesel como excedente da enorme produção do agronegócio para exportação e para alimento no mercado interno.

Como biocombustível tradicional sólido, a lenha é usada *in natura* pelas famílias no interior, aonde não chega o gás liquefeito do petróleo (GLP) para cozinhar. Através do processo de pirólise obtêm-se o carvão vegetal, sendo este um importante insumo energético na siderurgia. Destaca-se que cerca de 50% são originárias de florestas plantadas, sendo os demais ainda provenientes do desmatamento.

A participação das fontes renováveis no Brasil é de 44,1% (BEN, 2011) – predominantemente das hidrelétricas e de biocombustíveis – enquanto no mundo tal percentual é de 13,3% e nos países industrializados é de apenas 8%. Globalmente, os combustíveis fósseis somam 75%, com o petróleo à frente, seguido do carvão mineral, ficando o gás natural em terceiro lugar.

1. A taxa de desmatamento na Amazônia caiu no período dos governos Lula e Dilma, apesar da polêmica aprovação do Código Florestal pelo Congresso.

Registra-se um forte crescimento da energia eólica no país, complementar à hidrelétrica, embora ainda pequena em relação ao potencial brasileiro. O custo da energia eólica caiu consideravelmente e a sua capacidade instalada no país já supera o equivalente em MW instalado nas usinas Angra I e II (nuclear). A solar tem ainda um aproveitamento incipiente, mesmo para tecnologias de aquecimento de água, já considerando as edificações do Programa Minha Casa Minha Vida, que contempla o uso condicionado de tal tecnologia.

Entre as fontes não renováveis, a energia nuclear, que representa cerca de 2% da capacidade instalada brasileira, é a única que não emite gases do efeito estufa. Entretanto, o acidente com os reatores japoneses em Fukushima (Japão), decorrente do terremoto e de tsunamis, reacenderam o debate quanto à segurança do uso desta tecnologia.

A tecnologia nuclear, além de ser fonte de geração de energia elétrica pelo aproveitamento da fissão do urânio, pode ser usada na propulsão naval (em geral de submarino e porta aviões), assim como seu uso militar como explosivo, a exemplo do usado pelos norte-americanos sobre o Japão no fim da Segunda Guerra Mundial. Pontua-se que o Brasil abdicou de desenvolver a bomba nuclear pautado pela Constituição e por acordos internacionais, sendo: o Tratado de Tlatelolco (Latino Americano), o Acordo Tripartite com a Argentina e a Agência Internacional de Energia Atômica e, finalmente, o Tratado de Não Proliferação de Armas Nucleares, de âmbito mundial. No governo Lula o Brasil não aceitou a alteração deste Tratado, proposta pelos EUA, que permitiria abrir o acesso à tecnologia de enriquecimento do urânio, desenvolvida no projeto do submarino nuclear brasileiro. Esse projeto está em andamento, complementarmente à colaboração com a França, assinada no governo Lula, incluindo a construção de submarino. No governo Lula foi retomada a construção de Angra III, sendo o segundo reator do polêmico Acordo Nuclear com a Alemanha no governo do general Geisel.

Por sua vez, merece destaque na discussão do setor energético o tema da mudança do clima por se tratar de escolhas do futuro da humanidade. No âmbito da Conferência do Clima (UNFCCC) o Brasil assumiu compromissos voluntários de redução de emissões internas de gases do efeito estufa (GEE) entre 36,1% e 38,9% em comparação com o cenário atual de negócios até 2020.

Resumo da Situação Atual (Rosa, em Sader 2013)

Pontos positivos:

- descoberta do pré-sal pela Petrobras e mudança para o regime de partilha
- aumento da participação da indústria nacional no petróleo
- interrupção da privatização do setor elétrico e volta do planejamento (EPE)

- universalização da energia elétrica com o Programa Luz para Todos (execução dos sistemas isolados na Amazônia)
- redução do preço da energia eólica e crescimento da geração eólica
- instalações de regaseificação de GNL importado de navio
- solução da crise com a Bolívia sobre o gás natural
- metas de redução de emissões de gases do efeito estufa
- prorrogação das concessões de hidrelétricas antigas e redução das tarifas.

Problemas a serem resolvidos:

- atraso nas obras de refinarias e escalada de custos
- importação de derivados e política de preços de combustíveis
- queda da produção de etanol e importação de etanol de milho dos EUA
- queda da participação do etanol no consumo dos automóveis (excluído como aditivo)
- interrupções de energia elétrica (não por falta de geração, mas por problema de transmissão)
- dificuldade financeira da Petrobras (conjuntural - investimentos no pré-sal e em refinarias e importação de derivados)
- dificuldade financeira do Grupo Eletrobras (estrutural com a enorme redução de receita devido à Lei 12.783 de 2013)
- gargalos da indústria nacional de equipamentos para exploração e produção de petróleo
- repartição dos royalties do petróleo
- necessidade de maior desenvolvimento tecnológico incluindo eficiência, alternativas energéticas e biocombustíveis de segunda geração

ANTECEDENTES

Nos anos 1980, os fluxos de investimentos mudaram de sentido, em especial no Brasil. A constante elevação das taxas de juros no mercado externas implicaram em uma forte saída de capital do país, interrompendo o processo de crescimento bancado a custas de uma elevada dívida externa. As vias de obtenção do capital externo tornaram-se estreitas, apresentando dificuldades no financiamento das importações e pagamento da dívida. A conjunção de efeitos perversos reduziu a credibilidade do Estado, o que se atestou pelo aumento dos juros no mercado interno. No nível externo, o *déficit* público impedia a obtenção de divisas estrangeiras e no nível interno pressiona a inflação.

O setor energético teve então relevante importância na condução das políticas executadas quando da crise da dívida. O mesmo serviu de atrativo para os recursos externos e de eixo funcional das políticas antiinflacionárias praticadas, centradas no controle e prática de tarifas abaixo do valor do mercado internacional. Tudo isso, objetivando a contenção do crescimento interno da inflação como forma de possibilitar uma competitividade dos produtos exportados. Neste contexto, observavam-se dois fenômenos correlatos: um endividamento crescente das empresas de energia por causa da diminuição de suas receitas e a utilização de energia nos processos produtivos que se torna ou intensivo ou ineficiente (Villela, 1996).

A forma como foram conduzidas as empresas do setor energético, na tentativa de superação da crise, submeteu as mesmas a um sério endividamento, face às diferenças tarifárias praticadas, imputando-as uma redução de suas receitas. Outra implicação ocorreu na expansão, estimuladas pelas políticas de Estado favorável ao parque industrial intensivo em energia, resultando um

crescimento na demanda de energia sem crescimento econômico. Os insumos intensivos compunham a grande parte no menu de exportação.

Os efeitos das saídas político-econômicas executadas pelos gestores do Estado brasileiro foram sentidos de forma diferenciada no setor petrolífero e elétrico. A Petrobras consegue manter uma razoável capacidade de autofinanciamento durante os anos 1980. De um lado, porque a empresa era pouco endividada no mercado internacional, se diferenciando das demais empresas estatais que vêm aumentar o peso dos encargos da dívida em seus orçamentos (Villela, 1996). Segundo Alveal Contreras (1990), sua relativa autonomia política, de origem e, sobretudo de trajetória, consolidada numa forte estrutura produtiva verticalizada e com certo grau de conglomeração, permitir-lhe-ia auferir capacidade de defesa de sua taxa de lucro, resistindo sensivelmente ao canibalismo das políticas. A crise sentida nos anos 1980 trouxe sérias dificuldades de financiamento para a Eletrobras. As políticas de controle tarifário e as tarifas subsidiadas estimularam um crescimento na demanda de eletricidade, o que levou o setor a investir continuamente em novas unidades de geração. A contenção tarifária submetida a uma fórmula de equalização, orientada ao subsídio de novos aproveitamentos hidroelétricos situados à distância dos centros de consumo, adicionada ao endividamento externo imposto pelas políticas governamentais, implicaram fortemente na redução da capacidade de crescimento desta empresa (Alveal Contreras, 1990).

As políticas públicas implementadas no Estado brasileiro nos anos 1980 viabilizaram o estabelecimento do debate e condução da entrada do ideário neoliberal como orientação nas alternativas de superação da crise e gestão do Estado, já definida como metas pelos países satélites.

A crescente necessidade de investimentos no setor estatal associada à reduzida capacidade de investimento por parte do Estado favoreceram o desmantelamento da autonomia financeira, capacidade de decisão e de planejamento das empresas públicas. Esse quadro adverso imposto ao setor estatal dava-se juntamente em um cenário de desmantelamento dos serviços públicos sociais e administrativos.

Neste contexto o Estado passa então a ser responsável por todos os fracassos das políticas socioeconômicas. Em termos de opinião pública cria-se um ambiente favorável para a associação da figura do Estado como obeso, inoperante e incompetente.

O Estado mínimo passa a ser o grande referencial neoliberal. Para a América latina a conferência promovida pelo *Institute for International Economics*, realizada em 1989 na cidade de Washington (Consenso de Washington) definia uma série de ações que tem como objetivo retirar do Estado diversas

funções, até então incontestes. Para isso, apresenta condições a serem cumpridas pelos países da América Latina, incluído:

- estímulo ao capital estrangeiro;
- privatização de empresas públicas (estratégicas ou não);
- fim dos monopólios públicos;
- entendimento do setor energético como produtor de uma simples commodity, retirando do debate seu caráter estratégico;
- a eficiência e a competitividade na produção nacional como forma de incluir-se na denominada globalização.

As orientações do Consenso de Washington resultam da condução do ideário neoliberal que intenta romper as barreiras institucionais presentes nos Estados nacionais como forma de dar destino

a enorme acumulação dos excedentes financeiros por parte das grandes empresas e bancos multinacionais que teria que buscar ou criar novas formas de acumulação de ativos reais. Para isso, teriam que acelerar a introjeção, nos sistemas produtivos dos países avançados, das novas tecnologias disponíveis, muitas das quais, contudo, apresentavam certas “barreiras” institucionais, na forma de monopólios ou simples empresas públicas situadas nos setores estratégicos como os da energia, transporte e telecomunicações. O principal pressuposto dessa doutrina foi o da privatização de ativos públicos, sob a “justificativa” de que a maioria dos Estados estava financeiramente “falido”, teriam que vender suas propriedades para ajustar suas contas (Cano, s/d).

O Consenso de Washington esteve estruturado em três formas básicas de atuação. A primeira, de ordem macroeconômica, definindo ações que garantisse um real programa de corte de gastos públicos e implementação de reformas administrativas, previdenciária e fiscais, reformas vistas como indispensáveis para o sucesso de um programa de estabilização monetária (Fiori, 2001).

O segundo campo de atuação foi de natureza microeconômica, tendo como objetivo a desoneração do capital como forma de aumentar sua competitividade em um mercado mundializado, aberto e desregulado. Faz-se imperativo a exposição das empresas à competição internacional aberta e a retirada de qualquer política de proteção, subsídio e redução dos encargos sociais.

A terceira ordenação esteve orientada na promoção do desmonte do modelo de industrialização seguido pela maioria dos países periféricos no pós-guerra. O alcance dos dois primeiros objetivos somente seria possível mediante

um novo cenário de estratégias de desenvolvimento dos Estados atrasados, isso exigiria a implementação, sem restrições, das principais reformas estruturais, ou institucionais, inseridas na tríade: desregular, privatizar e flexibilizar.

Em seu relatório sobre o Desenvolvimento Mundial, de 1994, o Banco Mundial deixa claro quais as sendas que os países pobres devem seguir. O Banco identifica a necessidade imediata da saída do Estado das atividades de infraestrutura e aponta a promoção da concorrência nos setores de infraestrutura como sendo o único caminho capaz de promover a prestação dos serviços de modo eficiente e responsável.

Os principais instrumentos de reforma para tais países (países de renda média, com boa capacidade) são evidentes: aplicar princípios comerciais, intensificar a concorrência e envolver os usuários. Agindo assim, aumentam-se a participação e o financiamento privado e reduzem-se as atividades que permanecem a cargo do governo (Banco Mundial, 1994).

As diretrizes adotadas pelo Banco Mundial passam, em 1990, a compor o programa do governo do presidente Fernando Collor. O denominado Plano Collor incluía a reforma tributária, abertura as importações, redução da máquina Estatal e um forte programa de privatizações. O prematuro desmantelamento do governo Collor, fruto de inúmeras denúncias de corrupção dentro do governo, o que culminou em um processo de *impeachment*, contribuiu para a não implementação do Plano Nacional de Desestatização, previsto para aquele período de governo.

Com a implementação do Programa de Estabilização monetária [Plano Real, 1994] no governo Itamar Franco e a garantia de sua continuidade no governo Fernando Henrique Cardoso, as teses neoliberais passam a ser aplicadas com maior velocidade. A privatização do setor energético em nível federal e estadual retorna à ordem do dia. A crescente dívida do setor elétrico e a sua reduzida capacidade de investimento são as barreiras para a atração de capital externo à compra das empresas deste setor. Como alternativa de solução, se implementa uma série de medidas visando a recuperação tarifária e o saneamento das empresas assim como, o estabelecimento de regras que permitissem a participação privada no setor elétrico, privatizações e desmantelamento dos monopólios estatais.

As reformas implementadas no setor elétrico tiveram o auxílio da consultoria internacional Coopers & Lybrand, contratada em 1996, com os seguintes objetivos, quais sejam: estruturar um modelo para o setor elétrico brasileiro adequado ao processo de privatizações; estruturar regras que viabilizassem o livre acesso à rede de transmissão para qualquer ator com atenção especial aos gran-

des consumidores; apresentar novas formas de comercialização de eletricidade entre as concessionárias e definir novos requisitos regulatórios para o setor. A reestruturação do setor elétrico visa, portanto, promover a eficiência econômica através da competição e a expansão por intervenção única do setor privado.

A potência instalada de geração elétrica no Brasil, em 2012, atingiu o montante de 120,9 GW (BEN, 2013), com destaque para 84,2 GW de hidráulica (69,6%), incluindo 50% da usina binacional (Brasil-Paraguai) de Itaipu. A geração total anual de eletricidade em 2011 atingiu 567 TWh.

Este complexo sistema apresenta particularidades, especialmente devido ao fato de ter uma reconhecida vocação hídrica, dificultando o estabelecimento, no médio prazo, de um regime concorrencial. Registra-se também uma evidente necessidade de contínuo crescimento da oferta, além de ações de eficiência energética, uma vez que o consumo médio per capita nacional é pequeno, sendo de 3.045 kWh/habitante ano, estando portanto muito abaixo da média mundial. Esse reduzido consumo *per capita* tem forçado um crescimento anual acima de 4%, mesmo em períodos de paralisação e com projeções de crescimento médio de 4,7% ano entre 2013 e 2022, como pode ser visto na Figura 1, onde está apresentada a evolução do consumo de energia elétrica juntamente com crescimento do PIB e elasticidade.

O modelo de setor elétrico com a abertura de mercado

Os pressupostos-chaves das reformas implementadas no setor elétrico estiveram alicerçados na ideia de que a visão tradicionalmente estabelecida neste setor como um serviço público – em que a existência de um mercado competitivo não contribui para o alcance de seus objetivos – foi superada.

A primeira ação de reestruturação do setor elétrico ocorreu por força da Lei nº 8631 e Decreto nº 774, de março de 1993, que estabeleceu a desqualificação tarifária; extinguiu a remuneração garantida – Reserva Nacional de Compensação de Remuneração (RENCOR)¹; promoveu o acerto de contas dentro da Conta de Recursos a Compensar (CRC)²; reativou a Reserva Global de Reversão (RGR)³; adequou o rateio da Conta Nacional de Combustíveis (CCC)⁴.

1. O Decreto Legislativo nº 35 (13/06/89), cria a Reserva Nacional de Remuneração - RENCOR, na qual os créditos relativos à CRC seriam alocados.

2. CRC - Conta dos Resultados a Compensar - Nela registra-se a diferença de remuneração - entre aquela resultante da aplicação do valor percentual, aprovado pelo Poder Concedente, e a efetivamente verificada.

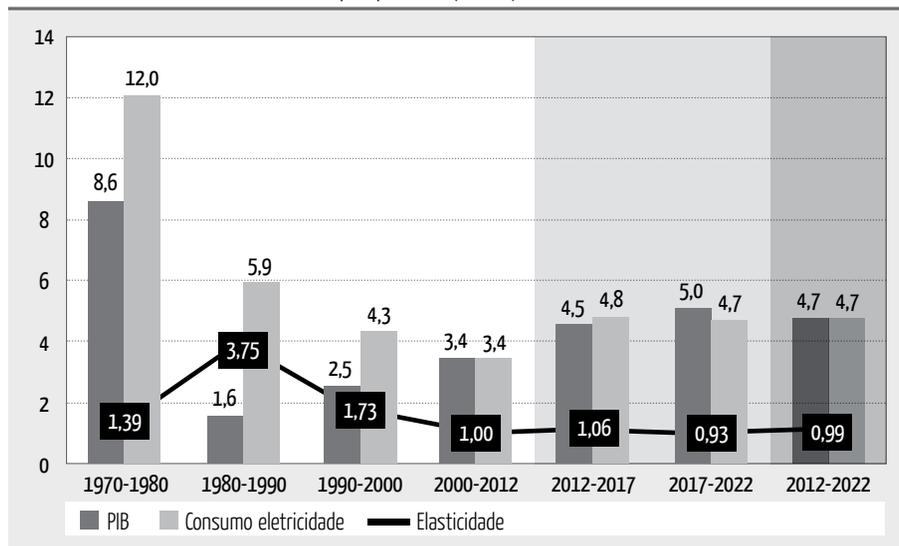
3. RGR - Reserva Global de Reversão - Criada em 1971, através da qual empréstimo e a reserva passaram a constituir a principal fonte de recursos não tarifários

4. CCC - Conta de Consumo de Combustíveis - Conta na qual todas as geradoras contribuem, esta conta tem por objetivo viabilizar a competitividade das termelétricas. Fazendo uso desta conta as Unidades Termelétricas se desoneram dos custos de seu combustível.

Figura 1

Evolução do PIB, Consumo de Energia Elétrica e Elasticidade

Taxas médias de crescimento anual, por período (em %)



Fonte: EPE, 2012.

O marco da abertura do setor elétrico brasileiro ao capital privado dentro do processo de reforma estava confiado ao Plano Nacional de Desestatização (PND), Lei nº 8.031 de 1990 e o Decreto nº 572 de 22 de junho de 1992, que incluiu a venda da Light e Escelsa, duas empresas de distribuição de energia elétrica pertencente ao governo federal.

Dentre as diversas modificações legais por que passou o setor elétrico brasileiro, merece especial atenção a Lei nº 8.987, de fevereiro de 1995, regulamentando o artigo nº 175⁵ da Constituição Federal, e complementada pela Lei nº 9.074, de julho de 1995, uma vez que as mesmas permitiram configurar o novo modelo estabelecendo a obrigatoriedade de licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição; definindo novos critérios de concessão; criando a figura do produtor independente⁶ e consumidores livres⁷ e garantindo o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

5. Art. 175. Incumbe ao poder público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

6. Considera-se produtor independente de energia a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

7. Aquele consumidor que ao apresentar (na primeira etapa da aplicação da lei) uma carga instalada superior a 10 kW, atendido por uma tensão nunca inferior a 69.

Com a prevista saída do Estado (no nível Federal e Estadual) do controle da cadeia produtiva do setor elétrico, o mesmo passa então a atuar como agente de regulação. A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, institui a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), objetivando disciplinar o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica, bem como assumir o papel de regular e fiscalizar o novo mercado estabelecido a partir da introdução da livre competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica.

Pelo novo modelo, à época, a comercialização da energia produzida passou a ser feita pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), Entidade de direito privado, sem fins lucrativos, atuando segundo Regras do Mercado e Procedimentos do Mercado estabelecidos pela Aneel, com a finalidade de viabilizar as transações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes, por meio de contratos bilaterais e de um mercado de curto prazo, restrito aos sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste.

A estrutura operacional necessária ao funcionamento do Mercado Atacadista de Energia (MAE) prescindia de uma entidade capaz de efetuar o seu planejamento operacional, programação e despacho. Com este objetivo foi criado em 1998 o Operador Nacional de Sistema (ONS⁸) assumindo a responsabilidade pela operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) e administração da rede básica de transmissão de energia, substituindo assim as atividades do Grupo Coordenador de Operação Interligada (GCOI).

A Tabela 1 apresenta uma síntese dos atos legais promovidos no âmbito da reforma do setor elétrico a partir do final dos anos 1980.

O planejamento da expansão do setor, antes executado pelo Grupo Coordenador de Planejamento Setorial dos Sistemas Elétricos (GCPS)⁹ coordenado pela Eletrobras, de caráter determinativo, passou a ser atribuição do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos Expansão (CCPE)¹⁰ agora com caráter indicativo.

Os critérios de análise da confiabilidade do sistema foram alterados. Até a implantação do modelo de desregulação, o critério adotado para a ga-

8. O ONS é o responsável pelo planejamento operacional do Sistema Interligado Nacional (SIN) e pela administração da rede básica de transmissão de energia, atribuições que eram do Grupo Coordenador de Operação Interligada (GCOI).

9. GCPS - Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema Elétrico - órgão colegiado que tinha a ELETROBRÁS como coordenadora e contava com a participação de todas as concessionárias. Seu objetivo era a racionalização e o planejamento integral do Setor.

10. CCPE - Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos. Criado para executar as funções do antigo GCPS - O planejamento passou a ser indicativo, excluindo-se a expansão do sistema de transmissão que se mantém determinativo, no que concerne aos empreendimentos que o Comitê considera como inadiáveis.

Tabela 1

Atos legais promovidos no âmbito da reforma do setor elétrico

Lei	Ano	Conteúdo
Comissão Responsável pela Revisão Institucional - REVISE	1987	<ul style="list-style-type: none"> ■ Criação do Grupo de trabalho responsável pela formulação de um novo modelo de operação do setor compatível com as necessidades de investimento, estrutura de operação do sistema, requisitos econômicos, impedimentos institucionais objetivando a tornar mais eficiente a atuação dos agentes federais, municipais bem como a participação da iniciativa privada
Constituição Federal	1988	<ul style="list-style-type: none"> ■ estabelece a obrigatoriedade da licitação para todas as concessões de prestação de serviços públicos ■ suprime o Imposto Único sobre o Consumo de Energia Elétrica (IUEE), passando então os serviços elétricos a serem taxados pelo Imposto de Circulação de Mercadoria e Serviços (ICMS)
Lei 8631 e Decreto 774	1993	<ul style="list-style-type: none"> ■ promove a desqualização das tarifas ■ acaba com a remuneração garantida (RENCOR) ■ promove o acerto de contas com a Conta de Recursos a Compensar (CRC) ■ reativa a Reserva Global de Reversão (RGR)
Decreto 915	1993	<ul style="list-style-type: none"> ■ autoriza a formação de consórcios por empresas interessadas na geração de energia elétrica a ser utilizada nas respectivas unidades consumidoras (autoprodutores).
Lei 8.987	1995	<ul style="list-style-type: none"> ■ regulamenta o artigo 175 da constituição Federal que trata do regime de concessão ou permissão, da prestação de serviços públicos
Decreto 1.503	1995	<ul style="list-style-type: none"> ■ inclui empresas as do setor elétrico no Programa Nacional de Desestatização (PND).
Lei 9.074	1995	<ul style="list-style-type: none"> ■ vem complementar a Lei 8.987 ■ institui o Produtor Independente de Energia Elétrica ■ garante o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição ■ cria a figura do consumidor livre
Lei 9.427	1996	<ul style="list-style-type: none"> ■ institui a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
Lei 9.648	1998	<ul style="list-style-type: none"> ■ Reestrutura a Eletrobras ■ institui o Mercado Atacadista de Energia (MAE) ■ cria o Operador Nacional do Sistema
Lei 9.991	2000	<ul style="list-style-type: none"> ■ Estabelece critérios para a realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica.

Elaboração do autor.

rantia de energia era de um risco de ocorrência de qualquer *déficit* de, no máximo 5% (taxa de risco). O critério adotado no novo modelo somente considera como *déficit* ocorrências de *déficits* que ultrapassem 5% (custo do *déficit*) do mercador.

A partir dessa nova conceituação, a taxa de risco seria a resultante de forças de mercado e poderia flutuar, pois resulta de uma resposta da sociedade

ao custo do *déficit*. A valoração dos previsíveis *déficits* futuros e do custo de combustível em geração térmica no presente permite, portanto, a determinação de um preço de mercado para a energia ou o preço “spot” (Rosa, 2000).

Essa valoração era feita a partir do despacho das usinas geradoras, definido de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) com base em ferramentas de otimização. Em linhas gerais, o processo é feito a partir de um conjunto de modelos para potencializar o uso de energia, sendo baseado em cálculos feitos ao longo do horizonte de planejamento. Para isso, utiliza-se de informações técnicas fornecidas pelas empresas hidrelétricas (plantas, níveis dos reservatórios, vazões afluentes e disponibilidade de suas turbinas) e pelas empresas termelétricas (disponibilidade técnica, eficiência térmica, custos dos combustíveis e outros custos). A determinação do preço de mercado¹¹ faz uso dos programas otimizados de despacho elaborados para cada período de tempo e para todas as plantas dos sistemas interligados, bem como do conjunto de intercâmbios internacionais e dos custos marginais de operação de curto prazo. Tal preço reflete o custo da unidade de geração mais cara, ou os cortes de carga necessários para atender à demanda.

Os preços no curto prazo (“spot”) ofertado pelo Mercado Atacadista de Energia (MAE) são valorados como sendo um reflexo do custo do *déficit*, mais a capacidade do sistema em proporção à demanda. Como consequência, seus valores apresentaram significativas oscilações entre anos chuvosos, com a apresentação de queda nos preços, e nos anos secos, com elevação dos preços.

As particularidades do sistema elétrico brasileiro tornam este processo bastante complexo. Devido a essas características, há uma limitação de energia hidrelétrica armazenada nos múltiplos reservatórios do sistema, o que torna as decisões dependentes do fator tempo uma vez que são intrinsecamente ligadas às incertezas das afluições futuras. Dessa forma, os preços do MAE, no curto prazo, variavam de acordo com as tendências hidrológicas, tornando-se bastante oscilantes visto que as usinas hidrelétricas têm pouca flexibilidade de operação.

Esse fato desestimula a entrada de empresas privadas no setor, pois estas teriam que se expor demais aos riscos hidrológicos. Os idealizadores do modelo, entretanto, apostaram na entrada em grande escala das térmicas a gás natural para reduzir as flutuações do preço. Além disso, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) como forma de dividir os riscos hidrológicos entre todas as usinas hidrelétricas. Na verdade, isto acabou sendo outro impedimento para o investimento em térmicas, pois o MRE tornou-as ainda mais antieconômicas frente às hidrelétricas.

11. O programa oficialmente adotado pelo mercado é o NEWAVE.

As particularidades inerentes ao sistema elétrico brasileiro levaram alguns especialistas do setor a diagnosticarem falhas no modelo proposto no momento seguinte à sua apresentação pela Coopers & Lybrand mostrando que o mesmo colocava em risco a expansão do sistema. Segundo Rosa (1998):

O próprio governo federal possuía ciência das dificuldades de se introduzir um mercado concorrencial no setor elétrico brasileiro, único no mundo, a fazer tais reformas, com uma base predominantemente hidrelétrica, com otimização energética baseada na regularização plurianual com reservatórios de água planejados e interligação do sistema.

Rosa (2000) também argumenta que devido ao fato de algumas bacias hidrográficas possuírem regimes pluviométricos diferentes, é possível, por meio de uma gestão integrada das usinas, obter uma maior disponibilidade de energia. Essa estratégia evita vertimentos desnecessários gerando o atendimento da demanda com grande economia. Assim, a gestão das usinas interligadas eletricamente é atualmente responsável por um acréscimo de cerca de 20% de energia disponível.

Outro gargalo apresentado pelo novo modelo apresentado à época reside no fato de que planejamento da expansão passou a ser indicativo. A não definição de uma obrigatoriedade na realização dos investimentos em expansão apresentados no planejamento indicativo estabelece um cenário de incerteza. Nesta situação, não existia nenhum agente com o papel de equilibrar a relação oferta-demanda do sistema elétrico, pois qualquer empresa geradora só será responsável pelo cumprimento de seu contrato (Rosa, 1998).

A Tabela 2 mostra uma síntese comparativa entre o modelo anterior a desregulamentação do setor elétrico e o modelo inicialmente proposto.

Desabastecimento registrado em 2001

O modelo de mercado implementado no setor elétrico enfrentou dificuldades em sua consolidação. A prometida eficiência econômica através da competição e a expansão por intervenção única do setor privado, presente nos pressupostos básicos da reforma, não se verificaram. O que se registrou foi um descompasso entre o crescimento da demanda e oferta onde se verificou que a iniciativa privada não investiu na expansão do sistema no mesmo ritmo do exigido pelo crescimento da demanda, manteve-se em posição de espera, alegando para isso, a existência de inúmeras incertezas quanto ao funcionamento do mercado, o que colocaria em risco a garantia do retorno dos investimentos nos níveis esperados.

Tabela 2

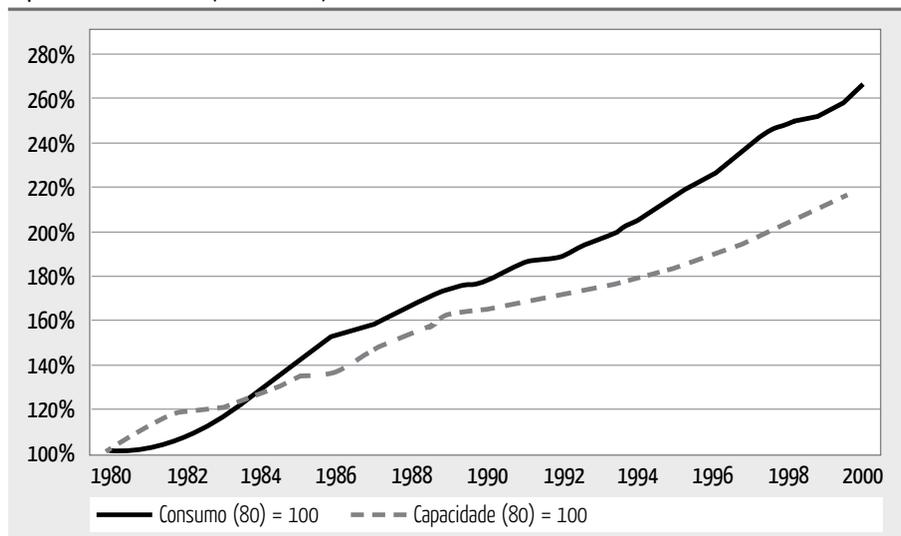
Comparação entre o modelo anterior a desregulamentação e o modelo inicialmente proposto

Modelo anterior a desregulamentação	Modelo em proposto
<ul style="list-style-type: none"> ■ Setor estruturado em monopólio predominantemente Estatal com seus atores atuando de forma integrada na geração, transmissão e distribuição ■ Governo federal atuando fortemente na geração e transmissão e Estados e municípios na Distribuição 	<ul style="list-style-type: none"> ■ quebra do monopólio ■ separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, por empresas ■ definição de limites na participação das empresas no mercado
<ul style="list-style-type: none"> ■ preços regulados 	<ul style="list-style-type: none"> ■ mercado dividido em dois segmentos: a geração e comercialização em um mercado livre e a transmissão e distribuição em mercado cativo ■ toda energia do sistema interligado é comercializada livremente no Mercado Atacadista de Energia no qual ocorre dois tipos de comércio: <ul style="list-style-type: none"> - no mercado "spot" onde se comercializa a energia de curto prazo; - a outra parte do mercado é composta pelos contratos bilaterais, de longo prazo
<ul style="list-style-type: none"> ■ mercados cativos 	<ul style="list-style-type: none"> ■ estabelecimento da figura do consumidor livre com regras que garantem a gradual ampliação da participação desse novo ator no mercado
<ul style="list-style-type: none"> ■ planejamento da expansão com caráter normativo e executado pelo Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema Elétrico (GCPS) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ o planejamento da expansão do setor fica a cargo do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão (CCPE) e tem caráter apenas indicativo na geração e determinativo na transmissão
<ul style="list-style-type: none"> ■ a operação e aproveitamento racional da estrutura integrada da geração e transmissão do sistema interligado estava sob coordenação do Grupo Coordenador de Operação Interligada (GCOI) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ cabe ao Operador Nacional do Sistema (ONS) o planejamento operacional, programação e despacho das atividades de geração e transmissão em todo o sistema interligado dentro de um mercado competitivo
<ul style="list-style-type: none"> ■ definição dos valores tarifários pelo custo do serviço 	<ul style="list-style-type: none"> ■ apenas os consumidores cativos tem suas tarifas reguladas
<ul style="list-style-type: none"> ■ o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) atuava como agente regulador: aprovando e fiscalizando as concessões 	<ul style="list-style-type: none"> ■ a Agência Nacional de Energia Elétrica e o ente regulador sistema, licita e fiscaliza as concessões as concessões e atua de forma a garantir o equilíbrio econômico financeiro das empresas concessionárias bem como a qualidade do serviço e definição das tarifas

Fonte: Elaboração do autor.

Atento a tal ausência de sincronismo já no ano de 2000 um estudo provido pelo Instituto Virtual Internacional de Mudanças Globais IVIG/CO-PPE, apontava como real e iminente uma crise no abastecimento, fruto de um alarmante aumento no risco de *déficit*, que passou de 5% para mais de 15%, devido a falta de investimento em geração, contrariando a expectativa de um fluxo de investimentos estrangeiros para a expansão do setor (Rosa, 2000).

A evolução do consumo e capacidade instalada de parque gerador brasileiro entre os anos de 1980 e 2000, registrou uma taxa de crescimento do consumo superior as taxas de expansão do setor, agravando-se as diferenças no início dos anos 1990 e tornado-se crítica no final desta mesma década. A Figura 2 mostra como se deu esta evolução.

Figura 2**Capacidade e consumo (1980-2000)**

Fonte: BEN 2002, 2003.

A crise no abastecimento do setor elétrico veio se materializar no primeiro semestre de 2001, fazendo com que o governo instituisse, em março de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGCE), objetivando administrar os programas de ajuste da demanda energética, coordenar os esforços para o aumento da oferta de energia elétrica e propor e implementar medidas de caráter emergencial, necessárias na situação hidrológica vivenciada.

Como medida emergencial a CGCS instituiu um Programa de Racionamento de energia elétrica, procurando fazer com que todos os consumidores de energia elétrica cujo consumo mensal fosse situado acima de 100 kWh a reduzissem seus consumos em 20%. O racionamento vigorou de 1º de junho de 2001 até 28 de fevereiro de 2002.

A crise no fornecimento de energia elétrica é resultante, portanto, do processo de abertura do setor elétrico, motivado pelo fato de que o gover-

no creditou à iniciativa privada a responsabilidade pela expansão do sistema. Neste sentido, o planejamento da expansão tornou-se indicativo, desobrigando os novos atores da garantia de suprimento. Paralelo a isto, o governo proibiu as companhias elétricas estatais de investirem por questões contábeis, uma vez que seus investimentos são contabilizados como despesas nos termos do acordo feito com o Fundo Monetário Internacional (FMI).

Os investimentos privados não se concretizaram, os empreendedores mantiveram-se “cautelosos” na promoção de novos investimentos no setor elétrico. Justificam suas “prudências” no entendimento de que as incertezas e riscos presentes na fase de transição desse novo arranjo do mercado são elevados. Por outro lado, a existência de possibilidades de investimentos privados no segmento de geração, adquirindo centrais em funcionamento, o que minimiza os riscos presentes em novos projetos, contribuiu de forma significativa para que fossem proteladas as decisões de investir em novas centrais. Outro fato que veio dar volume à crise deveu-se a desvalorização cambial de 1999, o que inviabilizou, num primeiro momento, os projetos termelétricos, já que o combustível (gás natural) e equipamentos têm preços em dólar e as tarifas são cobradas em real.

Outro agravante deste cenário de crise foi a falta de investimentos em transmissão. Vertia-se água no Sul por impedimento de transmissão para a região Sudeste. Em 2000, o excedente, não aproveitado no sistema Sul, esteve estimado em 5% do consumo total brasileiro. As mesmas restrições ocorrem no sistema interligado Norte-Nordeste.

Com o não comparecimento da iniciativa privada na expansão do parque gerador o governo Federal voltou a atuar na expansão do sistema. Através do Ministério de Minas e Energia, elaborou um plano emergencial para garantir o aumento no volume da geração – Programa Prioritário de Termelétrica (PPT) via construção de 49 termelétricas, a maioria usando como combustível o gás natural.

O Programa Prioritário de Termelétrica contava com inúmeros atrativos destinados ao setor privado, como forma de possibilitar a sua execução pelo mesmo em uma associação com a Petrobras e financiamento do BNDES e Eletrobras. As vantagens concedidas pelo governo como forma de atração de investimento para programa não foi capaz de vencer a desconfiança dos investidores. As termelétricas viabilizadas são na verdade fruto de ações diretas da Petrobras.

A Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica também tinha como tarefa aperfeiçoar o modelo de reforma adotado. Para isso, criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, que buscou soluções para um melhor funcionamento do mercado preservando a filosofia inicial da reforma: a implementação da competição no âmbito da geração e da comercialização, e o apoio do capital privado para a expansão do sistema.

O diagnóstico feito pelo comitê (MME, 2002) mostrou, entre outras coisas, que o preço da energia estava abaixo do nível adequado, pois nos cenários utilizados pelo ONS para o modelo de despacho do sistema havia uma sobre-oferta de energia. Além disso, o operador adotava como custo do *déficit* um valor abaixo do prejuízo que realmente representaria uma interrupção no fornecimento de eletricidade para a sociedade. Desta forma, não havia um despacho preventivo das térmicas, o que comprometeu bastante a manutenção de níveis adequados de água nos reservatórios das hidrelétricas.

Como solução para essas questões o CCGE propôs um modelo de formação de preços por ofertas, onde o despacho das usinas passaria a ser feito com base nas ofertas das usinas hidráulicas e nos preços dos outros agentes do mercado. As ofertas das hidrelétricas seriam baseadas em uma repartição da energia gerada em substituição à repartição da produção da eletricidade no âmbito do MRE. Com base nessas ofertas, o ONS se encarregaria de otimizar o sistema, fazendo com que cada agente assumisse o risco da sua estratégia.

O modelo acima, entretanto, não chegou a ser adotado em função da mudança de governo que apresentou uma outra proposta de reforma

A população sofreu com a crise de abastecimento de energia elétrica a qual foi obrigada a obedecer ao racionamento do consumo imposto pelo governo, sob pena de corte da energia. Entretanto, após o fim desta restrição compulsória de consumo verificou-se que a demanda por eletricidade permaneceu baixa. Este fato, aliado à contratação da capacidade de geração emergencial, provocou, por mais contraditório que pareça, um excedente de energia, fazendo com que o seu preço no mercado spot despencasse, comprometendo novamente a liquidez das empresas do setor.

Foi elaborada antes da eleição que elegeu Lula em 2002 uma contribuição para o Plano de Governo no setor elétrico elaborada por um expressivo Grupo de Trabalho no Instituto de Cidadania¹². Como princípio a proposta era:

Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro deve contemplar determinadas medidas básicas concernentes à organização dessa área. Que é absolutamente estratégica para a economia e para a própria soberania nacional, devendo ser concebido, portanto, como um serviço público fundamental para o conjunto da sociedade brasileira (Instituto Cidadania, 2002).

12. Dilma Rousseff, economista, secretária de energia do R.G. Sul; Agenor de Oliveira, diretor do Ilumina; Carlos Kirchner, engenheiro; Ildo Sauer, engenheiro, professor da USP; Ivo Pugnaroni, engenheiro; Joaquim de Carvalho, engenheiro e ex-diretor da Nuclebras; Luiz Pinguelli Rosa, físico, diretor da COPPE/ UFRJ (co-ordenador do Grupo); Maurício Tolmasquim, engenheiro, professor da COPPE/ UFRJ; Roberto d'Araujo, diretor do Ilumina, ex - engenheiro de Furnas e pesquisador do IVIG - COPPE; Roberto Shaeffer, engenheiro, professor da COPPE/ UFRJ; Sebastião Soares, consultor e ex- engenheiro do BNDES.

O programa determinava que era inadiável a condução de novas alterações, pautadas em seis orientações:

1. Extinção do Mercado Atacadista de Energia (MAE);
2. Retomada do planejamento integrado e de caráter determinístico;
3. Retomada do Sistema de tarifa pelo custo;
4. Reestruturação e democratização das agências reguladoras – Aneel, ANA, ANP;
5. Estruturação do Operador Nacional de Energia como um ente de caráter público; e
6. Destinação prioritária da energia produzida por usinas hidrelétricas amortizadas (energia velha) ao setor público, instituições cooperativadas ou comunitárias.

Logo após a posse do governo do presidente Lula, foi criado um grupo de trabalho com a incumbência de formular uma nova modelagem institucional a fim de equacionar os problemas do setor. A proposta foi publicada em julho de 2003 que, após um relativo processo de discussão, deu origem ao novo modelo para o setor, implementado através de medida provisória¹³ em dezembro do mesmo ano. Nesse novo arranjo (MME, 2003), a energia deixa de ser tratada como um produto para se tornar novamente um serviço público, onde se deve garantir a qualidade e a continuidade do fornecimento para toda a população a um preço módico, mas de forma a remunerar adequadamente os investidores para assegurar a expansão do sistema.

O modelo é composto de dois ambientes de contratação, sendo um livre e outro regulado. Este último trata-se de um pool, denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR), em que participam os produtores e distribuidores, possuidores de concessão de serviço público obtida por meio de licitação, além dos produtores independentes, incluindo os autoprodutores com excedentes de energia. O ACR é um ambiente de tarifa regulada, onde toda a contratação de energia é administrada de forma centralizada pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), instituição que absorverá as funções do extinto MAE, em particular a contabilização e liquidação de diferenças contratuais no curto prazo. Já no Ambiente de Contratação Livre (ACL), os contratos para o atendimento aos consumidores livres são negociados entre as partes.

Nesta nova modelagem, mantém-se a desverticalização entre as atividades do setor. Somente a geração, entretanto, continua sendo considerada competitiva na medida em que os geradores podem vender a energia produzida para:

13. Providência, com força de lei, para casos urgentes e relevantes, tomada pelo Presidente da República e de imediato submetida ao Congresso Nacional, que a aprecia, cassando-lhe a eficácia ou convertendo-a em lei.

- O conjunto dos distribuidores através de licitação;
- Os consumidores individuais por meio de leilões no âmbito do CCEE;
- A contratação regular de ajuste¹⁴;
- A constituição de reserva¹⁵;
- Os consumidores livres;
- Os comercializadores, com objetivo de atender aos consumidores livres.

Na comercialização dessa energia, os geradores poderão contar com dois tipos de contratos: os de quantidade e os de disponibilidade de energia. Nos primeiros, os riscos são assumidos pelos geradores por conta das possíveis diferenças contratuais de curto prazo, o que não ocorre nos contratos de disponibilidade, onde o risco é totalmente transferido para os compradores.

Na verdade, a competição entre os geradores ocorrerá no momento das licitações promovidas pela Aneel¹⁶. Os investidores, então, apresentam propostas de preços de energia para as usinas incluídas na lista de projetos divulgados pelo Ministério das Minas e Energia (MME), escolhidas com base nos estudos da Empresa de Pesquisa de Energia (EPE), instituição criada para respaldar tecnicamente o MME na função de executor do planejamento energético. Vence o licitante que propor a menor tarifa pela energia disponível do projeto. Cabe ressaltar que apesar do planejamento da expansão voltar a ser determinativo, qualquer agente pode propor projetos alternativos para a lista de usinas que participarão da licitação.

A operação do sistema continua sob a responsabilidade do ONS, que ordena o despacho de forma centralizada, com base em informações técnicas dadas pelos geradores e em estimativas de cargas feitas pelos distribuidores. Estes devem, de acordo com o novo modelo, contratar 100% de sua demanda para garantir a confiabilidade do suprimento de energia. O ONS manteve o MRE com o objetivo de otimizar a operação do sistema, onde a cada gerador é alocada uma quantidade de energia, calculada em função da energia assegurada e do despacho ótimo. No caso das hidrelétricas, a energia assegurada é atribuída pela Aneel através da emissão de um certificado, enquanto que no caso das térmicas este valor é calculado segundo um procedimento que considera custos variáveis e a inflexibilidade operativa dessas usinas.

A formação de preços no âmbito do CCEE é resultado das licitações e leilões de geração e transmissão, diferente do modelo anterior, onde o custo

14. Contrato para atendimento a necessidades superiores aos limites fixados nos contratos de energia, no CCEE.

15. Energia contratada de forma preventiva para restaurar os níveis adequados de segurança de suprimento.

16. A ANEEL é responsável pelos leilões e licitações, mas o poder concedente passa a ser exercido pelo MME.

marginal de operação de curto prazo determinava o preço de curto prazo da energia negociada no MAE. Este agora servirá de base para o cálculo do Preço de Liquidação de Diferenças (PDL), que valoram as diferenças contratuais liquidadas no CCEE.

Os formuladores do modelo acreditavam que este novo arranjo tenderia a eliminar os riscos financeiros dos investidores decorrentes das tendências hidrológicas e de problemas conjunturais, uma vez que o despacho de cada usina é definido de forma a maximizar os benefícios do sistema e, por isso, tende a tornar a receita das empresas mais elevada para atrair a entrada dos recursos necessários para a expansão do sistema, embora o BNDES forneça grande parte deles com juros favoráveis.

Ao interromper o processo de privatização do setor, se retomou o planejamento com a criação da Empresa de Pesquisa Energética. Criou-se o Programa Luz para Todos de universalização sem ônus para a população pobre beneficiada. Entretanto, há problemas não resolvidos, vários deles herdados do processo de privatização e que não foram revistos no início do governo Lula.

Tem ocorrido a interrupção de linhas de transmissão que trazem a energia elétrica por longas distâncias. Itaipu (binacional, com o Paraguai) e Tucuruí são as duas maiores hidrelétricas. De Itaipu ao eixo Rio-S. Paulo há mais de 1000 km. A distância de Tucuruí é maior. A transmissão da energia de Itaipu interrompida em 2009 acarretou o desligamento de várias cidades de alguns estados por algumas horas, entre outras ocorrências. O efeito é como uma série de pedras de dominó que caem uma por cima da outra. O desligamento é correto, pois evita danos a equipamentos e perdas de transformadores por sobrecarga, ademais há quedas de energia na distribuição dentro das cidades feita por uma variedade de empresas, muitas privatizadas. Não se trata de falta de energia, como a que levou ao racionamento em 2001, pois hoje há capacidade instalada suficiente, incluindo as usinas termoeletricas.

Como evitar a repetição dessas interrupções? Não há sistema tecnológico com 0% de falhas. O que pode ser feito é somente minimizá-las? Primeiramente, resolver o problema do atraso de obras de linha de transmissão vítimas da desastrosa Lei nº 8666, que entrava o setor público e não resolve a questão da corrupção envolvendo empreiteiros. Por outro lado, há a perspectiva de desenvolvimento no país de tecnologia de redes elétricas inteligentes, seja para fazer uma gestão melhor das redes seja pela inclusão da geração distribuída por células foto voltaicas ou de energia eólica de pequeno porte, por exemplo. Mas, eliminar o uso da transmissão de longa distância não é racional. O sistema interligado permite otimizar o uso da geração hidrelétrica, muito importante no Brasil, embora cada vez mais complementada por outras fontes.

As concessões das hidrelétricas antigas foram renovadas no governo Dilma, contrariando a enorme pressão da Fiesp, o que foi positivo, porém com forte redução da remuneração da geração elétrica pelas usinas consideradas amortizadas, o que colocou em dificuldade as empresas federais do Grupo Eletrobras, especialmente Furnas, Chesf e Eletronorte.

O objetivo de redução das tarifas de energia elétrica do governo Dilma foi correto, dada a forte elevação delas a partir das privatizações, especialmente das distribuidoras elétricas. A tarifa para o consumidor final chegou a ultrapassar a tarifas da energia em países ricos, de alta renda *per capita*. Entretanto, o modo de fazer esta redução onerou particularmente empresas geradoras federais, reduzindo sua capacidade de investimento, comprometendo a expansão da oferta e reduzindo do caráter estratégico do setor.

Energia elétrica: a herança da privatização e as mudanças após 2003

A desregulamentação da energia foi uma parte do processo de liberalização da economia sob a globalização financeira, tendo como elementos resultantes a crise mundial iniciada nos EUA, em 2008, e que se agravou nos anos posteriores, atingindo países como o Brasil. No caso da energia, somam-se ainda os efeitos da crise financeira à crise ambiental, como o efeito estufa, outro grande problema político, pois se trata de escolhas da sociedade que não cabem às empresas fazerem sozinhas. A atribuição do Nobel da Paz de 2007 ao Painel Intergovernamental de Mudança do (IPCC) veio como um desdobramento da divulgação feita, no início de 2007, do Quarto Relatório de Avaliação que causou grande preocupação em todo o mundo.

A privatização do setor elétrico no governo Fernando Henrique foi muito crítica. Grupos privados, muitos deles estrangeiros, controlam hoje importantes empresas elétricas que foram privatizadas, mas isto não trouxe ao país os benefícios econômico prometidos. Houve irregularidades jurídicas no processo apontadas pelo movimento sindical.

Do ponto de vista técnico, a expansão do setor após a privatização foi menor que o aumento da demanda de energia, levando à crise em 2001. Professores e pesquisadores da Coppe-UFRJ, alertaram membros do governo Fernando Henrique em reuniões mostrando o quadro que depois se confirmou. O governo deixou a expansão do setor elétrico a mercê de decisões do mercado quase exclusivamente e isso não garantiu investimentos necessários.

Houve o deslocamento das tarifas para cima após a privatização. O Brasil passou a ter a energia elétrica muito cara, apesar de usar geração hidrelétrica em alto percentual. Após a privatização a tarifa em média ficou

mais alta do que no Canadá, na Noruega e em alguns estados americanos que também usam hidroeletricidade em grande escala.

Com os governos de Lula e Dilma as privatizações no setor foram suspensas, adotando retomadas pontuais e/ou adoção de estratégias que, em última análise, configura-se em um processo flexível de participação do capital privado (privatização). Um novo modelo para o setor elétrico foi implantado e houve a volta do planejamento com a criação da EPE (Empresa de Pesquisa Energética). Ademais, houve a retomada das obras de expansão de linhas de transmissão e de hidrelétricas, embora muito polêmicas, como as de Belo Monte e Rio Madeira.

Pontua-se que o Novo Modelo do Setor Elétrico implementado em 2004 não resolveu alguns problemas, embora tenha avançado ao retomar o planejamento setorial. Os consumidores livres, grandes indústrias intensivas em energia, absorvem atualmente 30% da energia elétrica do país e estão fora do sistema atendido pelas concessionárias com tarifas altas. Estes consumidores livres compraram energia hidrelétrica demasiadamente barata quando havia excedente.

O cancelamento, no início do governo Lula, dos contratos das empresas geradoras estatais com as distribuidoras acarretou perdas para as empresas federais do Grupo Eletrobras, que tiveram de vender energia excessivamente barata. Isso permitia compensar a energia cara das geradoras privadas. Essa chamada descontração era objeto de uma medida provisória do governo Fernando Henrique, submetida à aprovação do Congresso já no governo Lula.

Como não foram mudadas as formas dos contratos oriundos do governo anterior, usinas termelétricas que não geravam energia recebiam como se gerassem. Tomando Furnas como exemplo, suas hidrelétricas eram corretamente despachadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), pois sua energia era a mais barata, mas eram remuneradas no mercado spot por valores que chegaram a apenas R\$ 8/MWh, pois ficaram sem contratos com as distribuidoras. Enquanto isso, termelétricas desligadas revendiam a mesma energia que Furnas gerava a R\$ 140 por MWh para as distribuidoras. Esse valor era repassado para o consumidor na cobrança de tarifas.

A queda do mercado após o racionamento de energia elétrica de 2001 gerou excedente de energia no curto prazo e jogou para baixo o preço no mercado spot, onde as geradoras vendiam o excedente. A partir de 2003, as geradoras federais (pertencentes à Eletrobras), Furnas, Chesf e Eletronorte, tiveram seus contratos com as distribuidoras progressivamente cancelados. Assim foram levadas a vender sua energia no spot perdendo receita e reduzindo a capacidade de investir.

Depois houve em 2004 o leilão da chamada energia velha, gerada pelas estatais sem contratos, que venderam esta energia por um valor baixo por um prazo de até 8 anos.

O debate sobre energia no início do segundo mandato do presidente Lula se aguçou, envolvendo o próprio Plano de Aceleração do Crescimento (PAC) e a superação do marasmo em que se encontrava a economia brasileira há mais de uma década.

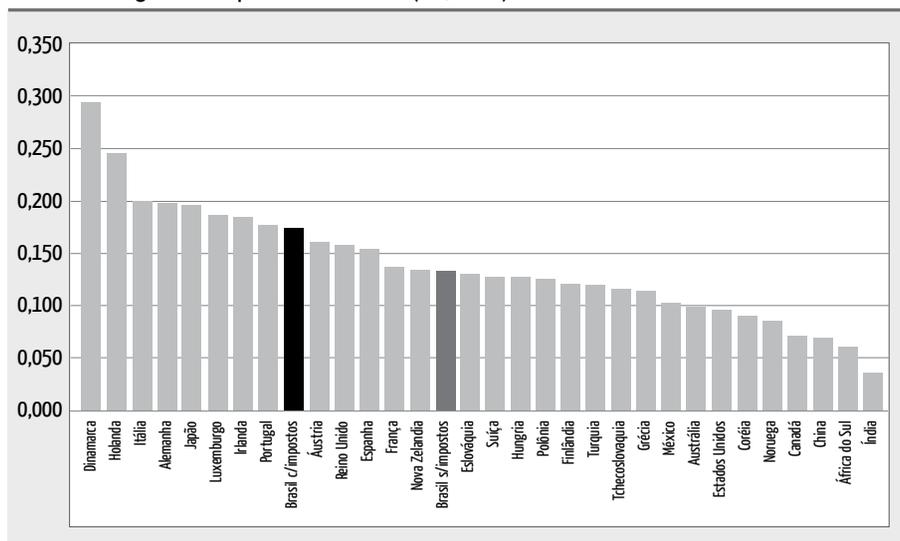
A retomada do desenvolvimento proposta pelo PAC correu o risco de ter um gargalo na energia elétrica e no gás natural. A política do petróleo deve ser integrada em uma política de combustíveis, por sua vez enquadrada em uma política energética, envolvendo também a energia elétrica, na qual se inclui a geração termelétrica e as fontes renováveis de energia.

Tal diferenciação do Brasil se tornou menor com a redução das tarifas de energia elétrica em 2013, pela decisão do governo Dilma de, em troca da renovação das concessões das usinas hidrelétricas antigas, aplicada nas empresas do Grupo Eletrobras, já que as estaduais com importante geração como Cemig e Copel, não aceitaram.

A introdução das termelétricas, estimuladas em face da crise do setor elétrico que levou ao racionamento em 2001 não foi totalmente equacionada,

Figura 3

Tarifas da energia elétrica para as residências (US\$/kWh)

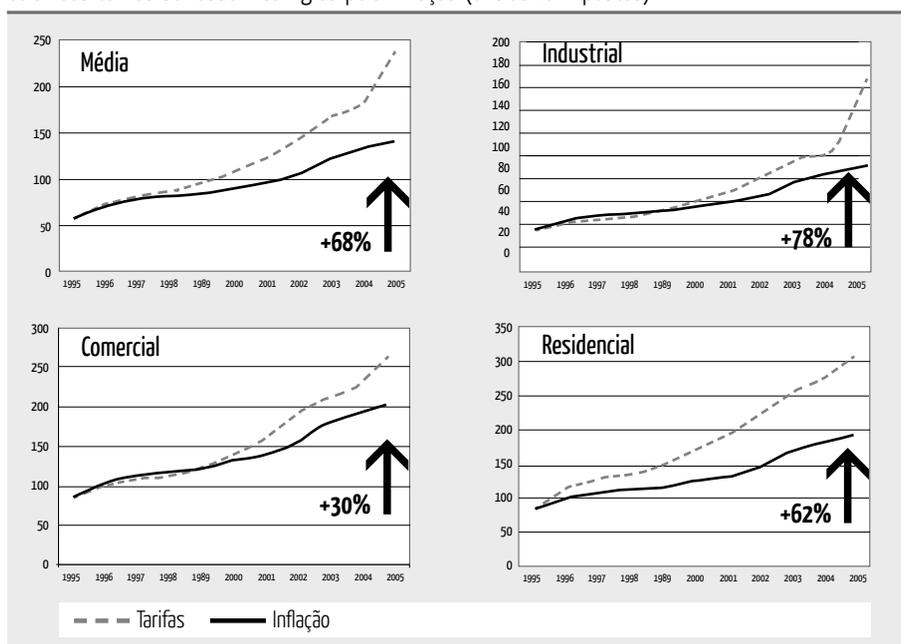


Fonte: Roberto d'Araujo, Seminário na Fiesp, janeiro de 2007.

Figura 4

Tarifas de energia elétrica subindo acima da inflação

Valor das tarifas se fossem corrigidos pela inflação (exclusive impostos)



Fonte: Araújo, 2007.

se desdobrou posteriormente no problema do gás natural para a geração elétrica, além da inadequação dos contratos. Um segundo aspecto relacionado a esse último ponto é de natureza técnica: o modo de inserir as termelétricas no sistema de base hidrelétrica brasileiro, sendo necessário rever o método de definição de energia assegurada, de risco e custo do *déficit* e do uso da curva de aversão a risco em função da variação hidrológica.

O papel das hidrelétricas no Brasil e comparações internacionais

O Brasil utiliza combustíveis da biomassa renováveis (álcool), o bagaço de cana, a lenha e o carvão vegetal e expande o biodiesel, ao passo que, no mundo, os combustíveis usados em grande escala são de origem fóssil, como o carvão mineral, os derivados de petróleo e o gás natural. O consumo do carvão mineral, cujas reservas mundiais são grandes, se mantém alto em nível mundial, apesar de seu impacto nas emissões de gases de efeito estufa. No Brasil, esse consumo é restrito ao coque importado para a siderurgia, além de algumas termelétricas no Sul.

As termelétricas a combustível fóssil em geral poluem muito a atmosfera e geram energia cara devido ao preço do combustível. O critério adotado nos leilões foi selecionar termelétricas segundo um índice de custo benefício, o qual leva em conta o custo de investimento e o custo adicional quando a usina opera, gastando combustível. Este último custo depende de por quanto tempo a usina será operada ao longo de 20 anos. Isto dependerá da disponibilidade de hidroeletricidade no sistema, pois as térmicas operam em complementação, já que não faz sentido queimar combustíveis, fósseis e caros, se houver água para turbinar nas barragens. Logo, tem-se de estimar o tempo de operação efetiva.

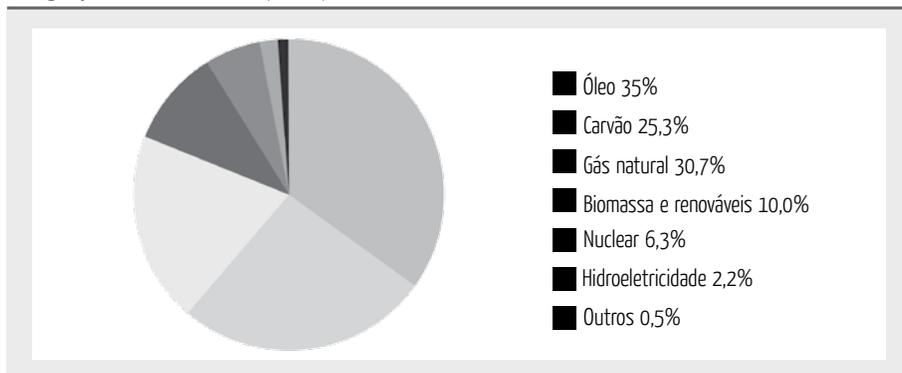
O problema é que há uma incerteza nesta estimativa. Em uma previsão otimista a termelétrica ficará desligada na maior parte do tempo, servindo para dar segurança ao sistema na eventualidade de falta de chuvas. Neste caso não importa no leilão a usina ser ineficiente e consumir muito combustível caro ao funcionar, o que importa mais é o custo de investimento. Portanto usinas menos eficientes ganharam os leilões. Se, depois, a previsão otimista não corresponder à realidade, as termelétricas ganhadoras do leilão vão funcionar mais tempo e os consumidores terão de pagar uma energia muito cara.

Enfim, o Brasil, que tem uma matriz energética limpa, passa da hidroeletricidade para termelétricas de baixa eficiência. E, consecutivamente, passa do gás natural – que mal começou a ser usado – e do bagaço de cana, que poderia ser mais usado na geração elétrica para a rede, para óleo, diesel e carvão, sendo tais mais caros e mais poluentes, contribuindo mais para o aquecimento global do planeta, em discussão na conferência da ONU sobre Mudança Climática.

Na virada de 2006 para 2007, cresceu a preocupação com um novo racionamento. Mas, a situação foi diferente daquela de 2001. Nos reservatórios de hidrelétricas o nível médio de água ficou acima do que determina a curva de aversão ao risco, definida como limite a ser evitado. Se as chuvas diminuem para evitar no curto prazo um alto risco de racionamento ligam-se termelétricas. A existência do problema foi reconhecida quando a Aneel retirou várias termelétricas do plano de operação, por não disporem de gás para operar, segundo a Petrobras. Antes disso, quando o Operador Nacional do Sistema mandou ligar um conjunto de termelétricas, menos da metade operou. A Petrobras teve de remanejar o gás de outros usuários. Antes mesmo da crise da Bolívia, a Petrobras estudava a importação de gás natural liquefeito (GNL) por navios tanques metaneiros, implantado a partir de 2008 no Ceará e no Rio de Janeiro.

Figura 5

Energia primária no mundo (2005)



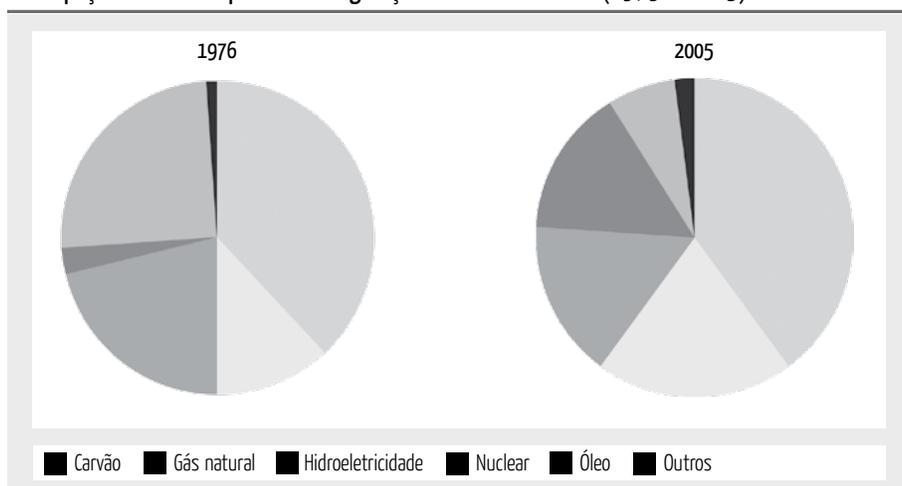
Fonte: J. Lizardo de Araújo, L.Pinguelli Rosa e Neilton Fidelis da Silva, em F. Sioshansi, *Generating Electricity in a Carbon Constrained World*, Elsevier, 2009.

Como mostra a Figura 5, no mundo a hidroeleticidade representa em 2005 apenas 2,2% do total da energia primária.

Considerando exclusivamente a geração elétrica, a hidroeleticidade tinha participação mundial de 21% em 1973 e passou a 16% em 2005 (figura 6), embora em valor absoluto tenha mais que dobrado neste período de 1300 TWh para 2900 TWh.

Figura 6

Participação das fontes primárias na geração elétrica no mundo (1973 e 2005)

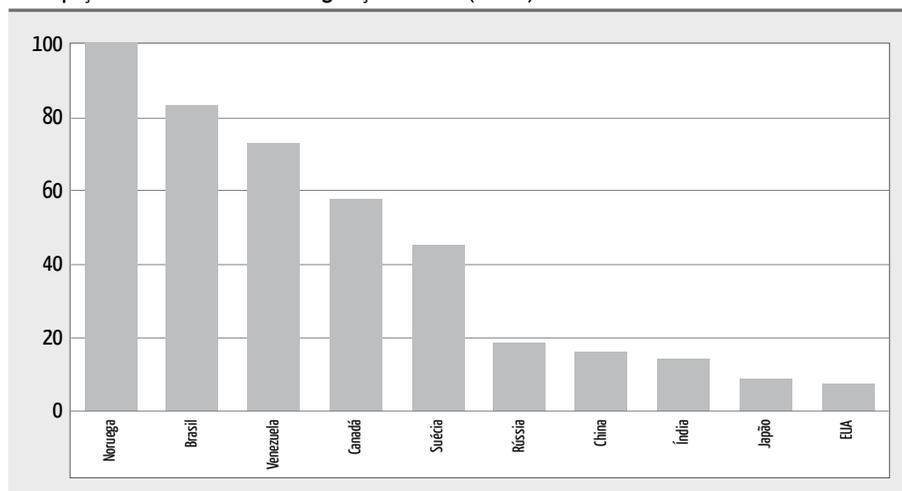


Fonte: J. Lizardo de Araújo, L.Pinguelli Rosa e Neilton Fidelis da Silva, em F. Sioshansi, *Generating Electricity in a Carbon Constrained World*, Elsevier, 2009.

Em contraste, está muito acima da média mundial a participação da energia hidrelétrica na geração elétrica no Brasil, onde ela é superior a 80%, abaixo apenas da Noruega, sem contar o Paraguai, devido à Itaipu com o Brasil e Yaciretá com a Argentina (Figura 7).

Figura 7

Participação da hidroeletricidade na geração elétrica (em %)



Fonte: J. Lizardo de Araújo, L.Pinguelli Rosa e Neilton Fidelis da Silva, em F. Sioshansi, *Generating Electricity in a Carbon Constrained World*, Elsevier, 2009.

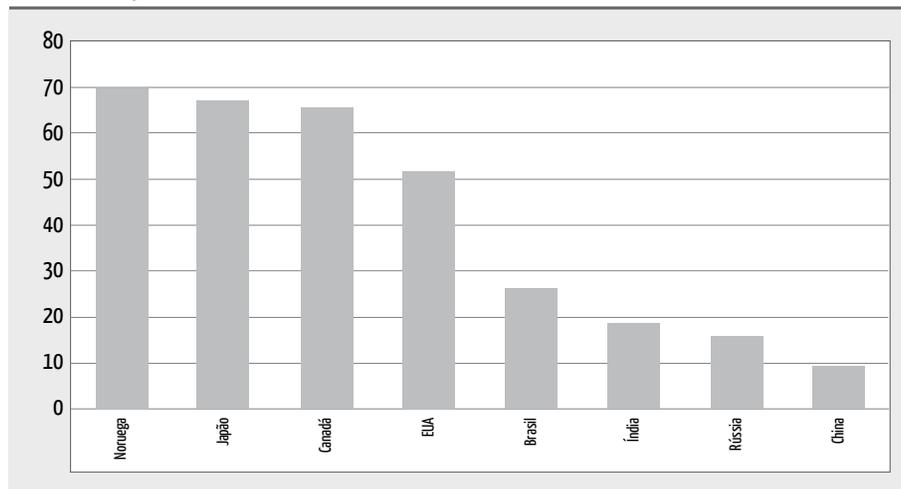
A população da América Latina corresponde a 7% da mundial, enquanto o consumo de energia primária da América Latina é de 4,7% do consumo mundial, o que mostra uma desigualdade. No entanto, ao se observar as fontes de energia primárias, a participação da América Latina varia: 5,8% no petróleo; 4,0% no gás natural; 0,8% na nuclear; 21,1% na hidroeletricidade (J. Lizardo de Araújo, L.Pinguelli Rosa e Neilton Fidelis da Silva, em F. Sioshansi, *Generating Electricity in a Carbon Constrained World*, Elsevier, 2009).

Portanto, a hidroeletricidade supera 20% na América Latina, em contraste com a presença da geração nuclear de eletricidade, que é menos de 1% da geração nuclear no mundo. Fica restrita ao Brasil, Argentina e México. Brasil, Venezuela e Perú estão entre os dez países com maiores recursos hídricos no mundo (FAO, ONU, 2003). Os países com maior geração hidrelétrica são China, EUA, Brasil e Canadá.

Temos recursos hidrelétricos que não usamos na mesma proporção dos países como os EUA. O Brasil utiliza cerca de 30% de seu potencial hidrelétrico, muito abaixo da Noruega, Japão, Canadá e EUA (Figura 6).

Figura 8

Percentual do potencial hidroelétrico utilizado



Fonte: J. Lizardo de Araújo, L.Pinguelli Rosa e Neilton Fidelis da Silva, em F. Sioshansi, *Generating Electricity in a Carbon Constrained World*, Elsevier, 2009.

Os problemas da hidroeletricidade, devido às questões ambientais e aos movimentos contra as grandes represas, levaram a uma dificuldade. É preciso que o governo negocie democraticamente com os movimentos ambientalistas. Por razão dos impactos ambientais, deve-se reduzir as dimensões das áreas inundadas por futuras barragens no Brasil, como no caso de Belo Monte cujo projeto foi revisto pela Eletronorte em 2003, reduzindo substancialmente a área atingida pelo reservatório. Embora se perda em contrapartida potência, este pode ser o preço a pagar para minimizar seus impactos. Também as usinas de Santo Antonio e Jirau no rio Madeira, aprovadas pelo Ibama e em fase de início das obras, têm reservatórios de dimensões reduzidas, são usinas a fio d'água.

Passando a outro desafio, o governo do Paraguai quer a revisão do acordo de Itaipu. A usina binacional tem dívida de cerca de US\$ 20 bilhões com a Eletrobras e com o Tesouro brasileiro, pois foi o Brasil que construiu a usina e obteve seu financiamento. Essa dívida é amortizada pela tarifa paga pelos consumidores, na maioria, brasileiros.

Metade da energia gerada por Itaipu pertence ao Brasil e metade ao Paraguai, que consome cerca de 5% dela. Pelo acordo, a Eletrobras compra os restantes 95%, pagando um valor que, por muitos anos, era alto. Uma quota compulsória da energia de Itaipu teve de ser estabelecida no governo Geisel para empresas elétricas brasileiras. Hoje não é mais cara, comparativamente, pois a

energia elétrica gerada no Brasil encareceu desde as privatizações. O que se paga pela energia de Itaipu é da ordem de grandeza do preço previsto da geração pela hidrelétrica de Santo Antonio a ser construída no rio Madeira (R\$ 78/MWh).

Deve-se ter em conta que algumas concessões foram feitas beneficiando o Paraguai. O que não foi admitido na negociação é que a parte da energia de Itaipu pertencente ao Paraguai possa ser colocada no mercado para a Argentina e o Chile, perdendo o Brasil o direito de dispor dela por meio da Eletrobras. Itaipu supre cerca de 20% da energia elétrica do país. O Itamarati chegou a um bom termo na negociação, como fez no caso do gás natural boliviano.

A polêmica de Belo Monte e a hidrologia crítica em 2013

O debate em torno do projeto do governo de construir Belo Monte é natural no processo democrático e o contraditório que se estabeleceu deve ser respeitado. Neste sentido deve-se buscar um maior diálogo entre os agentes, buscando apresentar críticas e soluções. Do lado do governo deve-se reforçar a discussão e participação com os grupos sociais que se sentem ameaçados e com os movimentos ambientalistas contrários à obra. A questão dos impactos ambientais não deve ter tratamento apenas burocrático. A título de exemplo, no caso das usinas de Santo Antonio e Jirau no Rio Madeira, cujos impactos sob certos aspectos, relativamente à potência instalada, são maiores do que os de Belo Monte, chegou-se a bom termo após muitas discussões. As exigências ambientais foram atendidas até certo ponto e as objeções foram respondidas. Não se chegou ao impasse atual.

Por outro lado, há que ressaltar que existem muitas críticas sem fundamentação técnica. A área inundada não é grande como alegam. Ela se restringe praticamente à inundação que o rio já faz na sua variação sazonal de largura. Em comparação a outras hidrelétricas, ela com 516 km² é bem menor que Itaipu com 1300 km². A usina de Balbina no Amazonas tem menos de 0,1 W por m², a de Belo Monte terá 24,8 W por m². Ao contrário, um problema é a redução da água em um longo trecho do curso de água, o que preocupa moradores ribeirinhos.

Belo Monte será uma usina a fio d'água, ou seja, não terá reservatório para acumulação como fazem as hidrelétricas antigas do sistema interligado brasileiro. Reduziram-se os impactos, mas o preço a pagar foi a perda da capacidade de regularizar a vazão, reduzindo a energia gerada. A potência máxima de Belo Monte é 11,2 GW e a média é 4,5 GW. A relação desses dois valores dá o fator de capacidade de cerca de 40%, bem menor que os de Jirau e Santo Antonio. Embora estas também sejam a fio d'água, o rio Xingu tem maior variação de vazão que o rio Madeira.

Entretanto, a maioria das hidrelétricas no país tem fator de capacidade não muito acima de 50%. Logo, a comparação deve ser com esse valor. A operação de Belo Monte não pode ser analisada isoladamente, pois estará no sistema interligado, no qual há transmissão de energia de uma região a outras. Quando Belo Monte gerar 11 GW, permitirá guardar água em reservatórios de outras usinas que reduzirão sua geração. E essa água guardada permitirá gerar energia adicional nessas usinas quando Belo Monte tiver com pouca água. Isso não é bem compreendido, em geral.

Uma afirmação equivocada é que o país não necessita de mais energia. O Programa Luz para Todos se propôs a atender cerca de 15 milhões de brasileiros que não tinham energia elétrica. Ademais, 30 milhões de pessoas que entraram no mercado compram aparelhos elétricos, aumentando a demanda. O consumo *per capita* de energia elétrica no Brasil não só é muito menor que o dos países desenvolvidos, ele é menor que os de alguns países sul-americanos. Além disso, o crescimento econômico implica em aumento da demanda. Mudar a estrutura da indústria intensiva em eletricidade é correto, mas exige outra correlação de forças políticas. É importante evitar a construção de termelétricas a óleo e a diesel que vinha crescendo, contribuindo mais para o aquecimento do planeta, além de produzirem energia cara. Mas, deve-se investir em tecnologias alternativas.

Houve um alarme no início de 2013, em parte exagerado e em parte justificado, sobre a situação crítica do sistema elétrico brasileiro. De fato, o nível de água nos reservatórios das hidrelétricas esteve muito baixo naqueles meses. As chuvas escassearam e a temperatura do oceano – fugindo do padrão conhecido, do tipo El Niño ou La Niña –, dificultava as previsões hidrológicas. Foi preocupante a possibilidade de os níveis dos reservatórios não subirem o suficiente. Na região Sudeste eles estavam abaixo de 30% e se aproximaram do nível crítico estabelecido pela chamada curva de aversão ao risco.

A situação de 2013 se diferencia daquela de 2001, quando foi decretado um racionamento compulsório de energia elétrica. Hoje há significativa capacidade instalada de usinas termelétricas operando em complementação às hidrelétricas, por determinação do Operador Nacional do Sistema (ONS), além das nucleares e de outras fontes, como eólicas, cujo custo baixou muito nos últimos leilões, embora muitas ainda não estejam operando por falta de conexão às linhas de transmissão.

A capacidade de acumulação de água nos reservatórios, plurianual, tem se reduzido relativamente à potência total, sendo hoje apenas suficiente para cerca de dois meses de geração. Novas usinas, como Jirau e Santo Antonio, no rio Madeira, e Belo Monte, ainda em obra, são a fio d'água, praticamente sem reservatório de acumulação de água, visando minimizar os impactos ambientais.

O intenso calor do verão tende a aumentar o consumo de energia elétrica, especialmente pelo uso do ar condicionado. Ademais a melhor distribuição de renda aumentando o contingente da classe C ampliou o acesso destas famílias aos eletrodomésticos, coadjuvado pelo crédito e pelo estímulo fiscal concedido pelo governo. Isto contribuiu para o maior consumo de energia elétrica.

O elevado custo de geração das usinas termelétricas, muitas delas absurdamente caras, de baixa eficiência e consumindo óleo combustível e até óleo diesel ao invés de gás natural, impactou na tarifa. Assim, vai diminuir o efeito da redução de tarifa estabelecido pela Medida Provisória nº 579 que rebaixou a receita principalmente das subsidiárias da Eletrobras, que possuem hidrelétricas antigas, consideradas em boa parte amortizadas.

Tecnologia das fontes alternativas para geração elétrica

As fontes renováveis de energia têm como campo de materialização um mercado energético ditado por meio das condicionantes impostas pelo mercado mundial dos combustíveis fósseis. Tal mercado estruturou-se de forma distorcida, uma vez que a formação de preços para tais combustíveis não reflete todos os custos presentes. Estas distorções advêm do fato de que os custos externos associados ao uso dos combustíveis fósseis não são internalizados no preço final dos combustíveis. Tais custos incluem os impactos ambientais, impactos sobre a saúde da população, impactos sobre as culturas, bem como as interferências nos arranjos sociais atribuídos à cadeia energética dos combustíveis fósseis.

Portanto, para a viabilização do fomento da expansão do potencial nacional de recursos renováveis, é imperativo uma flexibilização da lógica estrita própria do termo “mercado”, devendo as questões dos custos serem discutidas de forma mais ampla e detalhada a fim de permitir que se aprofunde o estudo visando avaliar quais reflexos – a montante e a jusante – da expansão das fontes renováveis (Guerra, 2002). Com essa preocupação, a Comissão Europeia em seu livro verde orienta:

É preciso evitar que a procura de rentabilidade imediata do investimento em um mercado aberto se faça em detrimento do investimento em setores de utilização intensiva em capital ou cuja rentabilidade não é necessariamente assegurada a curto prazo, como é o caso das energias renováveis (CE, 2001).

Nestes termos, as fontes renováveis de energia apresentam-se com alternativa factível na busca pela estabilidade da provisão de energia elétrica para os Estados nacionais. O racional desenvolvimento da utilização das reservas

nacionais de energia renovável depende de pesados esforços políticos e econômicos, seja sob a participação direta do Estado, através de instrumentos normativos e institucionais, seja pela adoção por parte do setor produtivo de ações que saltem à lógica, historicamente determinada, que conduz o planejamento da expansão do setor elétrico via combustíveis não renováveis em detrimento do aproveitamento das reservas nacionais de recursos renováveis, garantindo, dessa forma a sustentabilidade do mercado de energias renováveis.

Múltiplos instrumentos normativos e arranjos institucionais têm sido estruturados em diversas regiões do mundo objetivando o desenvolvimento e a afirmação de um estável mercado de energia renovável, uma vez que há um consenso internacional de que tal tecnologia encontra-se em um estágio desfavorável de competitividade com as tecnologias convencionais de geração de eletricidade.

Ao longo da história, a humanidade tem apontado suas escolhas energéticas em função de dois parâmetros fundamentais: disponibilidade técnica e viabilidade econômica. Mais recentemente, outra variável que condiciona o aval ou o oferecimento explícito de uma forte resistência a qualquer alternativa energética tem sido incorporada: os impactos ambientais que seu uso possa ocasionar. Tais parâmetros estabelecem os contornos a serem assumidos por uma determinada tecnologia de produção e uso em suas dimensões física, tecnológica, econômica, política, institucional e ambiental.

No que concerne às tecnologias que utilizam fonte renováveis (tecnologias renováveis), as condicionantes tecnológicas, resultado dos pesados investimentos em pesquisa e desenvolvimento levados a cabo pelos Estados nacionais na adoção destas tecnologias, e as implicações sobre o meio ambiental mostram-se bastante atrativas, permitindo-se afirmar que a ampliação dos aproveitamentos dos recursos renováveis não apresenta limitantes de cunho tecnológico, bem como sobre seus impactos sobre o meio ambiente, estes resultam sempre em um balanço positivo.

No entanto, as condicionantes históricas que vêm pautando o planejamento da expansão do setor elétrico trazem no seu cerne o distanciamento deste com a forma de encontrar soluções para os problemas da sociedade, direcionada à superação das satisfações quantitativas e qualitativas presentes nos reclames sociais, bem como o estabelecimento de uma equidade quanto aos benefícios promovidos pelo uso da energia, uma vez que pauta-se estritamente pelas regras de mercado.

Segundo Guerra (2002), para se ter uma compreensão clara e definida desta contradição, valeria a pena somente a antogênese do problema, que a falha maior prende-se à assunção total e incontida do chavão mercado. Uma vez

que os custos de produção das tecnologias renováveis são relativamente altos, a visão rigorosa de mercado não permite que esta possa competir comercialmente em iguais condições em um ambiente onde predomina a participação de tecnologias maduras tais como hidroelétricas, plantas termométricas de ciclo combinado a gás natural, unidades eletronuclear, entre outras.

Dessa forma, a ampliação da participação da energia eólica, bem como de qualquer fonte renovável, mantém-se atada às avaliações intrínsecas ao termo “mercado”. Nesse sentido, Guerra (2002) ressalta:

Tal palavra (mercado) tomou um caráter revolucionário ao se transformar em algo corpóreo, vivo, ao fazer parte do cotidiano da sociedade, deixando de ser meramente explicativo, conceituador. Isso passou a ocorrer ao se referir a elaborados esquemas de project finance, cujo objetivo máximo é rentabilizar os recursos disponibilizados para uma atividade concorrencial e competitiva ao precificar bens de consumo imediato por intermédio de tarifas e preços que remunerem rápida e eficazmente os agentes investidores disponibilizando retornos confiáveis.

Ao encontro de tais tarifas e preços somente podem ir aqueles mecanismos que superem toda e qualquer lógica de formação que não os incorridos para o alcance de lucros previamente acordados em sofisticadas elaborações do que foi chamado de Taxa Interna de Retorno (TIR).

Importa considerar que os obstáculos a uma maior penetração das tecnologias renováveis têm sua origem na formação estrutural do sistema socioeconômico, resultante da centralização da produção de energia com base nas tecnologias convencionais (carvão, petróleo, gás natural e energia nuclear) de forma mais evidente na estrutura mundial de geração de eletricidade (CE, 2001).

Historicamente, os Estados nacionais serviram de esteio ao desenvolvimento dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de eletricidade. Estes eram os únicos entes capazes de estabelecer as necessárias intervenções nas atividades econômicas, através de normas e leis, bem como viabilizar os aportes financeiros, através de pesados investimentos, para a produção e atuar na operação e distribuição através de empréstimos e subsídios de forma direta e indireta objetivando garantir a universal disponibilidade deste energético a preços factíveis.

O resultado foi a formação de um mercado elétrico predominantemente dependente dos combustíveis fósseis, sob o qual as tecnologias eólio-elétrica não pode ainda competir sem que se garanta, mais uma vez, a participação do Estado como agente capaz de equacionar os diversos interesses da sociedade no que se refere à garantia de um abastecimento elétrico sobre uma base sus-

tentável de recursos, na qual a dependência dos combustíveis fósseis se reduz, aliviando-se, assim, as diversas implicações socioeconômica e ambientais às quais os Estados dependentes das tecnologias convencionais de produção de eletricidade se acham submetidos.

O mercado de eletricidade no qual as tecnologias renováveis devem estar estruturadas a competir apresenta distorções, uma vez que os preços determinados para os combustíveis de origem fóssil e para a eletricidade gerada não refletem todos os custos presentes na cadeia. Esta distorção se amplia quando consideramos o fato de que os custos externos associados com a exploração, transporte e uso dos combustíveis fósseis não são internalizados quando da formação do preço. Tais custos incluem os impactos ambientais, impactos sobre a saúde coletiva e individual, e as interferências nos arranjos sociais atribuídos à cadeia energética dos combustíveis fósseis, bem como às outras tecnologias denominadas convencionais, a exemplo das grandes hidroelétricas e usinas nucleares, que também não internalizam seus custos socioambientais (Fitzgerald, 2000).

A experiência de liberalização do mercado de energia elétrica conduzida sob a égide da promoção de ganhos para o consumidor final, seja na qualidade da energia fornecida, seja na redução dos preços finais e no oferecimento de novos serviços vinculados ao abastecimento de energia, deu forma a um cenário no qual os empreendimentos já amortizados e as unidades desenvolvidas antes da abertura de mercado não computam seus custos ambientais passados e futuros, e competem de forma desequilibrada com as novas tecnologias que usam recursos renováveis de energia e têm no apelo ambiental a justificativa de sua assunção (Welke, 2002).

No contexto dos mercados liberalizados, agentes de mercado estabelecidos a mais de um século disputam mercado com novos produtores independentes, que lançam mão de uma tecnologia limpa e têm atuação descentralizada, mas que, no entanto, não têm amortecido seus investimentos, bem como não encontram eco que contabilize os ganhos ambientais por estes promovidos (Welke, 2002).

A alternativa encontrada pela União Européia para as distorções presentes no mercado liberalizado frente à entrada das tecnologias renováveis foi o estabelecimento de instrumentos normativos e institucionais que viabilizem a sustentabilidade dos mercados competitivos e que, no entanto, afiancem o desenvolvimento das tecnologias renováveis.

Nestes termos, a Comissão Européia mostra que as energias renováveis oferecem um considerável potencial a ser incorporado à matriz energética do continente como forma de reforçar a segurança de seu aprovisionamento ener-

gético e explicita que o desenvolvimento da sua utilização encontra-se dependente do estabelecimento de efetivos esforços políticos e intervenções econômicas. A comissão entende que, no médio prazo, as energias renováveis são a única fonte de energia sobre a qual a União Europeia dispõe de certa margem de manobra para aumentar a oferta nas atuais circunstâncias. A União não se pode dar ao luxo de negligenciar essa forma de energia (CO, 2001).

As proposições da Comissão Europeia conformam-se com as demais práticas e intenções correntes em outras regiões do mundo no que se refere à promoção das energias renováveis. Ao afirmar que as barreiras à penetração das tecnologias renováveis são um problema a ser resolvido no âmbito do estabelecimento de subsídios e da regulamentação de caráter nacional, regional e local (CO, 2001), a comissão soma força aos reclames dos centros de pesquisas, organizações não governamentais, órgãos ambientais, setor produtivo e demais atores envolvidos com o desenvolvimento e promoção das fontes renováveis, e do denominado desenvolvimento sustentável. Tais intervenções, segundo a comissão (CO, 2001):

Devem estar inseridas em um leque de decisões que vão desde as medidas fiscais drásticas a favor das energias renováveis, ou das obrigações de compra pelos produtores e distribuidores de eletricidade de uma percentagem mínima de eletricidade produzida a partir de energias renováveis, até os auxílios à investigação ou ao financiamento (bonificação de juros, fundo de garantia e taxação sobre as outras fontes de energia). Certas energias renováveis deveriam beneficiar-se de um auxílio que lhes permita atingir mercados comparáveis aos das energias convencionais, no quadro das disposições comunitárias em matéria de concorrência.

Nos Estados Unidos, um dos primeiros países a investirem na tecnologia eólico-elétrica, o governo federal foi o grande responsável pelo aporte de recursos para a pesquisa e desenvolvimento do mercado eólico, tendo iniciado a sua intervenção no período imediatamente posterior à superação, naquele contexto histórico, da denominada “crise do petróleo” de 1973. Apesar da velocidade com que foi implantado e dos resultados apresentados, o programa americano não se mostrou eficaz. Este resultado é creditado às interferências de ordem política e, principalmente, devido à forma apressada com que foi retirado o apoio financeiro dado ao programa, antes mesmo que as condições de sustentabilidade frente ao mercado fossem alcançadas.

No restante do mundo, em especial em regiões nas quais se registra a existência de recursos eólicos viáveis sob a ótica técnica e da leitura econômica

vigente, a exemplo da China, Índia e Brasil, diversos arranjos institucionais visando expandir comercialmente a tecnologia eólica tem sido regulamentados.

De modo geral, o governo deve continuar a dar atenção de destaque às fontes renováveis, entre elas à geração hidrelétrica, embora deva reconhecer seus problemas ambientais, incluindo emissões de gases do efeito estufa medidas pela Coppe e, posteriormente, por outras universidades, ainda que sejam em geral muito menores que as emissões de termelétricas para gerar a mesma energia.

A Eletrobras assumiu em 2003 o compromisso de comprar energia de usinas eólicas e de biomassa (basicamente bagaço de cana) e de pequenas hidrelétricas do Proinfa, totalizando 3,3 GW. Este leilão não foi bem sucedido, houve muito atraso e o custo foi alto, inclusive das usinas eólicas. Entretanto, já no governo Dilma o preço da eólica caiu muito nos leilões, chegando a ser inferior ao da termelétrica e a participação da eólica na geração elétrica tem se expandido, ultrapassando a da energia nuclear no país.

Há um esforço da pesquisa e desenvolvimento de fontes alternativas em curso nas universidades, centros de pesquisa e empresas, considerando biomassa, energia solar, uso de resíduos urbanos e agrícolas, energia das ondas e de marés e hidrogênio. Entretanto, transparece a necessidade de uma ação coordenada para unir esforços em alguns casos, como o de pilha à combustível, concentrando recursos dos Fundos Setoriais muito dispersos. Esse ponto tem a ver também com a questão da inovação tecnológica.

Um exemplo concreto é a necessidade de projetar os geradores eólicos de acordo com a característica dos ventos dominantes no país, constantes e de intensidade média, enquanto as hélices usadas hoje, inclusive as de fabricação nacional, são projetadas de acordo com o regime de ventos dominantes no Hemisfério Norte, mais intensos e menos constantes. Outro exemplo é um gerador elétrico experimental usando ondas do mar desenvolvido pela Engenharia Oceânica da Coppe, implantado para teste no Ceará com apoio da Tractbel. Um terceiro caso é o projeto de termelétrica que queima lixo urbano para geração, construída no campus da UFRJ.

É muito importante o Programa Luz para Todos do governo federal para universalização da energia elétrica para a população, envolvendo os governos estaduais, as empresas do Grupo Eletrobras e as distribuidoras elétricas. Há dificuldades para o cumprimento das metas na região Norte, havendo ainda duas milhões de pessoas sem acesso à energia elétrica, atribuídas à complexidade da extensão da rede onde a população é muito dispersa na floresta Amazônica, onde abre-se espaço para um grande laboratório para as energias alternativas.

Para finalizar, deve-se observar que sempre se considera a manutenção do modelo de desenvolvimento industrial intensivo em energia. Deste modo, tem sido colocada a necessidade de uma política energética voltada à demanda, visando o aumento da eficiência dos equipamentos, inclusive no setor residencial, sem com isso negar o direito de grande parte da população mais pobre aumentar seu consumo, dada às disparidades ainda existentes.

A crise esperada na Eletrobras

As hidroelétricas são sustentáveis, eficientes, têm longa vida e, geralmente, o custo da energia é menor do que de outras fontes usadas para gerar energia elétrica, mas com a alteração de regulamentação em 2013, estão sendo duramente atingidas (Araujo, 2013). A origem do problema foi a campanha feita pela Federação das Indústrias de São Paulo (Fiesp), reclamando que as tarifas elétricas estão caras, o que é correto como mostramos anteriormente (elevação após as privatizações). Porém, entendeu a Fiesp que as hidrelétricas mais antigas já foram amortizadas, o que é polêmico. E propôs a suspensão das concessões dessas usinas, para colocá-las em leilão, com fortes interesses privados, particularmente das empresas intensivas em energia elétrica, em busca de energia barata.

A Lei nº 12.783/2013 reduziu a remuneração de nada menos que 15 hidrelétricas construídas há muito tempo do Grupo Eletrobras: Marimbondo, P. Colômbia, Estreito, Funil, Furnas e Corumbá, P. Afonso, Moxotó, Itaparica, Xingó, Piloto, Araras, Funil, Pedras e Boa Esperança, totalizando 13.900 MW de capacidade instalada. A usina de S. Antônio – que acabou de ser construída no rio Madeira – tem 3.150 MW e custou R\$ 15,1 bilhões, resultando R\$ 4,8 milhões/MW (aproximadamente US\$ 2.200/kW). Supondo o mesmo custo unitário, a construção das 15 usinas acima hoje sairia por R\$ 66,7 bilhões. A Eletrobras do dia 3 de dezembro de 2012 dava como valor contábil desses ativos R\$ 13.226 bilhões, logo faltaria amortizar cerca de 20%. O consumidor teria quitado cerca de 80% do investimento. Mas, o governo usou outra metodologia, o “Valor Novo de Reposição”, e reduziu a indenização a menos da metade (44%), R\$ 5.897 bilhões (44%). Ademais, tributou a Eletrobras em 34% desse valor, restando apenas R\$ 3.981 bilhões (30% do valor contábil). A expectativa é de crise na operação do sistema. Como manter elevado o padrão técnico nas condições em que ficaram as empresas com receita reduzida à cerca da metade ou a menos que isso?

Em primeiro lugar há o problema de o governo ter adotado como parâmetro uma “hidroelétrica de referência”. Ora, há uma grande variedade de tipos de hidrelétricas, de modo que esse paradigma não se aplica (Araujo,

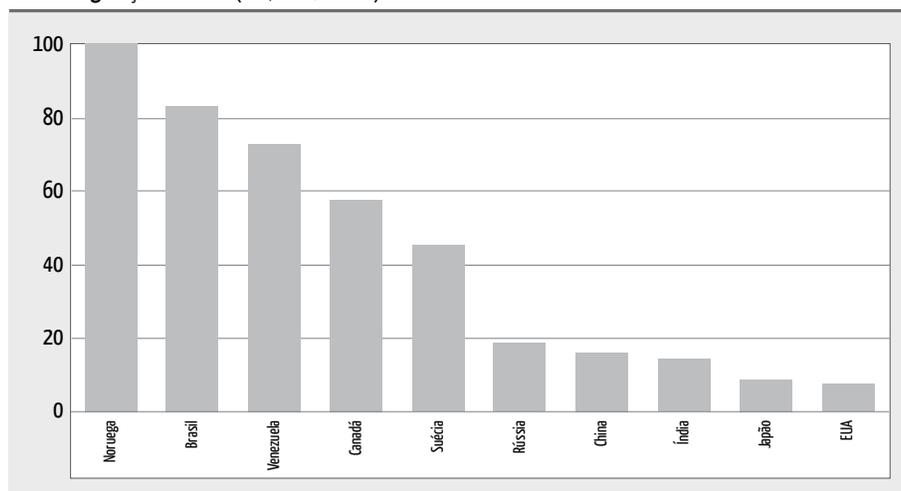
2013). Foi importado de países com geração predominantemente termoelétrica, como a Inglaterra, que exportou seu modelo de liberalização do setor elétrico no governo ultraneoliberal de Margaret Thatcher. Para se ter uma ideia, se o modelo proposto na época fosse aplicado integralmente, seria perdida a otimização no despacho de carga, sem considerar a sinergia das hidrelétricas no sistema interligado brasileiro, ímpar no mundo. Faria o Brasil perder uma potência elétrica igual à capacidade instalada de Cemig, segundo manifestação do então presidente do ONS, Mario Santos.

Em segundo lugar, o objetivo de reduzir as tarifas elétricas foi correto, pois a energia paga pelos consumidores brasileiros é cara, como discutimos acima. Entretanto apenas 30% deste custo vêm da geração. É claro que haveria uma amortização a ser considerada, mas os novos modelos adotados legalmente alteraram o sistema de tarifa (que garantia o desconto da amortização), para preço de mercado (Araujo, 2013). Ademais, como mostra a Figura 9, o custo de geração praticado no Brasil não é alto. O que encarece a energia elétrica são os outros 70% da conta, que inclui transmissão, distribuição, encargos e impostos, estes últimos, cobrados pelos estados, muito maiores do que a maioria dos países.

Em terceiro lugar, as despesas de Operação e Manutenção estipuladas são irrisórias prejudicando a garantia do funcionamento das usinas. Algumas vão ter que gerar a R\$ 6 por MWh (menos de US\$ 3/MWh), enquanto nos EUA custos

Figura 9

Custo da geração elétrica (US\$/kW, 2010)



Fonte: J. Lizardo de Araújo, L.Pinguelli Rosa e Neilton Fidelis da Silva, em F. Sioshansi, *Generating Electricity in a Carbon Constrained World*, Elsevier, 2009.

para usinas novas ficam no patamar de US\$ 10 por MWh para a despesa de O&M, o que é mais do que o triplo do estipulado aqui (Araujo, 2013).

O SETOR PETROLÍFERO BRASILEIRO

Monopólio da Petrobras

Diferentemente do setor de energia elétrica, o setor petrolífero brasileiro teve poucas modificações regulatórias e institucionais a partir da Lei nº 2.004/1953, que criou a Petrobras – Petróleo Brasileiro S.A. e tornou o setor petrolífero. O modelo acima, entretanto, não chegou a ser adotado em função da mudança de governo que apresentou uma outra proposta de reforma de segurança nacional. Deve-se salientar que, todavia, o conflito político-ideológico a favor e contra o monopólio estatal exercido pela Petrobras sempre foi acirrado. Mesmo assim, a companhia sempre aproveitou de sua autonomia para acompanhar as mudanças internacionais do setor e para formar uma estatal tecnologicamente forte. O monopólio da estatal brasileira do petróleo foi ampliado com o passar dos anos, sendo que a empresa não obteve somente o monopólio da distribuição.

A Petrobras, a partir do governo militar, passou a se adequar à lógica do mercado seguindo os rumos do setor petrolífero internacional, qual seja, integração vertical e criação de subsidiárias¹⁷. A formação de subsidiárias por parte da Petrobras provocou vários problemas com as companhias internacionais do petróleo. Por exemplo, a rápida penetração da Petrobras no setor de distribuição foi prejudicial às empresas que antes dominavam. Dentre os vários fatos que ocorreram, os mais importantes foram a competição da estatal com a Shell do Brasil em 1972, em que a Petrobras venceu a concorrência pública para exploração dos postos do Parque do Flamengo, na cidade do Rio de Janeiro; a obtenção do controle acionário da Petrominas (uma distribuidora privada) em 1974; e a obtenção do controle do circuito de distribuição de álcool em 1979, levando a subsidiária estatal à posição de maior empresa varejista do setor no país (controle de 35% do mercado) à frente da Esso, Texaco e Shell (Campos, 2007; Campos, 2013).

17. A primeira subsidiária da Petrobras, Petroquisa, foi criada em dezembro de 1967, sendo o seu principal objetivo promover o desenvolvimento da indústria petroquímica nacional. Em 1971, criou-se a Petrobras Distribuidora; cabe ressaltar que, no entanto, a estatal já fazia a distribuição de derivados desde 1962. A Braspetro foi criada em 1972 com o objetivo de explorar e produzir petróleo em áreas externas ao país. Em 1976 ocorre a criação da Interbrás que tinha por objetivo promover as exportações brasileiras. Também em 1976 é criada a Petrofertil, cujo objetivo era a produção de insumos básicos para a agricultura. E, em 1977, foi criada a Petromisa, que objetivava atuar nas áreas de pesquisa de potássio e enxofre e construir plantas pioneiras de fertilizantes potássicos em Sergipe e no Amazonas.

A partir do final do ano de 1973, com a crise proveniente do conflito árabe-israelense, o Brasil, assim como vários outros países consumidores de petróleo, mostrou-se vulnerável ao aumento do preço do petróleo. Tornava-se inadiável e prioritária uma política energética capaz de diminuir a dependência externa desta matéria-prima; Geisel, assim, justificaria a assinatura dos denominados contratos de serviços com cláusulas de risco na pesquisa do petróleo¹⁸. Esta foi a primeira flexibilização do monopólio estatal da Petrobras no segmento *upstream*.

Os contratos de risco, que foram assinados em 1976, 1977 e 1978, determinavam que a Petrobras deteria a propriedade das reservas encontradas; o controle e a supervisão dos serviços prestados durante as fases de exploração e desenvolvimento e o exercício exclusivo de todas as etapas da fase de produção. Os resultados das três rodadas de licitações não corresponderam às expectativas, sendo este primeiro ensaio de abertura marcado por grande controvérsia, que finalizou com a reafirmação do estatuto do monopólio estatal na Constituição de 1988, como pode ser visto no texto abaixo:

A Constituição de 1988 proibiu, expressamente através do art. 177, § 1º, a celebração de novos contratos de risco, mas continuou a respeitar os contratos em vigor. Cabe lembrar que na Comissão Parlamentar de Inquérito de 1978, destinada a investigar a legalidade dos contratos de risco, vários especialistas concluíram pela sua inconstitucionalidade (Martins. In: Campos, 2013, p. 218).

Todavia, foi o segundo choque do petróleo (1979) que mostrou que a crise energética mundial não era passageira e que havia a necessidade de redução do consumo de derivados de petróleo e sua substituição por fontes energéticas alternativas. Várias medidas foram tomadas pelo governo brasileiro, dentre elas, a restrição do consumo de derivados de petróleo através do fechamento dos postos de abastecimento durante determinados períodos e, principalmente, aos domingos; o comprometimento de grande parte dos recursos da Petrobras em prospecção e produção, vindo a atingir 70,5% do investimento total da empresa em 1980; e criação do Proálcool. A política energética após 1974 teve o intuito de diminuir o grau de dependência do petróleo importado. Para isso, seria necessário aumentar significativamente

18. Anos antes, porém, já se cogitava a possibilidade da assinatura de contratos de exploração de petróleo entre a Petrobras e outras empresas petrolíferas.

a produção interna do petróleo e substituí-lo, na medida do possível, por outros recursos domésticos¹⁹.

Apesar da crise dos anos 1980 (dívida externa, estagnação e inflação), este foi um momento importante para o setor petrolífero brasileiro, na medida em que a Petrobras foi possibilitada de investir na atividade *upstream*. Para se ter uma ideia, aproximadamente 50% dos investimentos diretos do Sistema Petrobras foram realizados na década de 1980. Isto possibilitou que a produção em 1989 passasse a ser de 616 mil barris por dia, ou seja, 3,3 vezes maior do que a produção de 1980. O aumento da produção de petróleo ocorreu devido a várias descobertas de poços terrestres e marítimos, com destaque para a Bacia de Campos (RJ): Marlim, Albacora e Barracuda. Este momento foi o divisor de águas da fronteira tecnológica da indústria petrolífera brasileira.

Na Figura 10, observa-se que a partir da década de 1980 há um aumento substancial do volume de reservas provadas. Adicionalmente, anos depois, com os programas Procap-1.000 e Procap-2.000²⁰ a Petrobras iria investir cada vez mais em descobertas em águas profundas e, por fim, em 2000, com o Procap-3.000 (Programa Tecnológico da Petrobras em Sistemas de Exploração em Águas Ultraprofundas), iria iniciar a produção dos campos já descobertos pela Petrobras em águas profundas e, também, dos que poderiam vir a ser descobertos à profundidade de lâmina d'água de aproximadamente 3.000 m. Tal tecnologia possibilitou o aumento do volume de reservas provadas brasileiras.

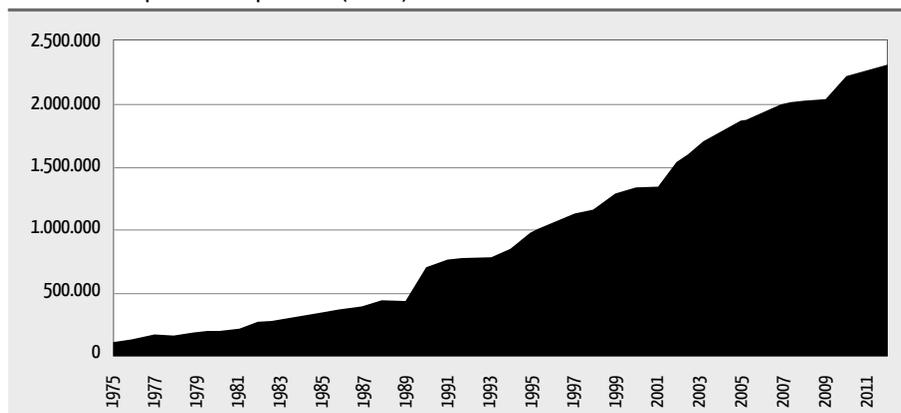
No que tange aos aspectos institucionais e regulatórios, a década de 1980 também foi importante para o setor, pois a Constituição de 1988²¹ ampliou as atividades da indústria do petróleo e do gás natural que faziam parte do monopólio estatal, manteve a Petrobras como órgão executor do monopólio do petróleo e o CNP (Conselho Nacional de Petróleo) como o órgão encarregado pela fiscalização das atividades compreendidas no monopólio atribuído à União. Reiterou-se, também, o sistema dominial, que estabelece que as jazidas

19. Os choques do petróleo na década de 1970 e a nacionalização de países exportadores marcou o ápice da soberania estatal sobre os recursos geológicos, com o consequente enfraquecimento das majors do petróleo. Este pensamento influenciou a política de novos países produtores como a Noruega que criou a Statoil em 1972 para explorar o petróleo do Mar do Norte

20. "Nos anos 1990, como resultado da política de investimento da Petrobras em exploração e produção, intensificada com os programas Procap-1.000 e Procap-2.000, o Brasil aumentou a produção offshore em lâmina d'água superior a 300 metros (águas profundas e ultraprofundas) e a produção nacional cresceu a uma taxa média de 6,4% a.a. Nesse período, o Brasil diminui o peso da importação de petróleo sobre a demanda nacional para uma média de 46%" (TOLMASQUIM & PINTO JÚNIOR, 2011, p. 265).

21. A Constituição Federal de 1967, com a redação dada pela Emenda Constitucional nº 1/69, somente citava as atividades de pesquisa e lavra petrolíferas; as demais atividades do monopólio estavam versadas na Lei nº 2004/53 e, no caso da importação, nos Decretos nº 53.337/63 e nº 53.982/64 (PIRES. In: CAMPOS, 2013).

Figura 10

Brasil: reservas provadas de petróleo (10^3m^3)

Fonte: EPE, 2013.

e demais recursos minerais constituem propriedade distinta da propriedade do solo, quando se objetiva a exploração ou o aproveitamento econômico. Por fim, estabeleceu-se que caberia à União a propriedade sobre os recursos minerais e, entretanto, no caso de concessão, seria garantida a propriedade do produto da lavra. Em 1993, tentou-se, frustradamente, alterar a Carta de 1988 através de Revisão Constitucional. Dois anos depois, todavia, a Emenda Constitucional nº 9/95 alterou radicalmente as premissas sobre o exercício exclusivo do monopólio da União pela Petrobras.

Década de 1990: Flexibilização do monopólio estatal exercido pela Petrobras

A reestruturação do setor energético, nos anos 1990, objetivou tornar compatível o desenvolvimento setorial com o novo modelo de mercado aberto inserido no Brasil a partir do governo Collor de Mello. No entanto, o setor petrolífero, diferente dos demais setores de infraestrutura, estabeleceu estratégias gradualistas de estímulo à inserção de capitais privados e, também, de formação de parcerias público-privada.

Com relação ao segmento *downstream*, o início do processo de reestruturação foi marcado pela extinção do CNP – órgão regulador subordinado diretamente ao presidente da República e sua substituição pelo Departamento Nacional de Combustíveis (DNC) – controlado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Neste momento, o tabelamento e o controle de margens de distribuição e de revenda, executados pelo CNP, foram substituídos pelo es-

tabelecimento de “tetos” máximos de preços e, gradualmente eliminados. A gradual liberação de preços e margens de distribuição e revenda baseou-se em critérios de estímulo à competitividade e abertura do segmento de distribuição a novas empresas, através do fim da exigência de volumes mínimos de comercialização por distribuidora e, também, do término da obrigatoriedade de comercialização dos produtos fornecidos pela distribuidora da marca do posto de revenda.

Mas em vez de aumento da competição, o que se observou, mesmo com a entrada de novas empresas no segmento de distribuição, foi uma grande concentração no mercado dos principais derivados. Além disso, observou-se, também, a adulteração de combustíveis e a evasão fiscal. Para tentar mitigar tais problemas advindos da concorrência desleal, a recém criada ANP (Agência Nacional do Petróleo)²² implementou algumas medidas, a saber: (1) aumento do controle e monitoramento da venda de solventes e da qualidade de combustíveis nos postos de revenda; (2) imposição de mínimos de capacidade de armazenamento (750 mil litros) e de capital social para a obtenção do registro de operação junto a ANP; e (3) revogação da permissão irrestrita de aquisição de combustíveis pelos postos de revenda de qualquer distribuidora (somente os postos de “bandeira branca”) (Campos, 2013, p. 232).

Outras mudanças no *downstream* foram relevantes: (1) modificação da estrutura de formação dos preços dos derivados nas refinarias; (2) extinção do mecanismo de equalização dos preços ao consumidor em todo território nacional; (3) possibilidade de novos agentes na atividade de importação de derivados; e (4) introdução do livre acesso a oleodutos, tanques e terminais. Além destas mudanças, o querosene de aviação e o GLP foram liberados para a importação por outros agentes que não fossem a Petrobras e, dando prosseguimento à abertura setorial, a gasolina automotiva e o óleo diesel foram liberados no final de 2001, depois que a CIDE (Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico)²³ foi criada. Entretanto, problemas quanto a efetivação da abertura da atividade de importação continuaram a existir, especialmente devido à estrutura oligopolística do fornecimento na distribuição de alguns produtos, adicionada à escala de operação das empresas e a não existência de instalações de armazenamento e transporte do produto importado.

Além das alterações setoriais citadas anteriormente, destaca-se a privatização de parte do Sistema Petrobras que não fazia parte do monopólio estatal.

22. A Lei nº 11.097/05 modificou o nome da ANP para Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

23. A CIDE incide sobre a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados e álcool etílico combustível.

Tais atividades foram privatizadas a partir do PND (Plano Nacional de Desestatização), especialmente às referentes ao setor petroquímico e de fertilizantes. Todavia, a principal mudança setorial ocorreu no segmento *upstream*. O principal argumento para o estabelecimento de uma emenda constitucional que flexibilizasse a indústria nacional de petróleo foi a carência de recursos financeiros a serem utilizados para a exploração petrolífera. A estatal passaria, segundo a tese do governo federal, a desempenhar as suas atividades em regime de concorrência com outras companhias de petróleo e, conseqüentemente, não teria mais a responsabilidade de prover o abastecimento do mercado interno.

A Emenda Constitucional nº 9/95 alterou o parágrafo 1º do art. 177 da Constituição Federal de 1988, pondo fim ao monopólio estatal do petróleo exercido pela Petrobras nas atividades de exploração, produção e refino e autorizando concessões às empresas privadas nas diferentes atividades do setor²⁴. Tal aprovação consistiu em grande triunfo para os planos de reformas econômicas do presidente Fernando Henrique Cardoso, que havia feito outras quatro emendas constitucionais na área econômica. O Congresso aprovou a flexibilização dos monopólios estatais das telecomunicações e da distribuição de gás (Emenda Constitucional nº 5/95 – modificação do parágrafo 2º do artigo 25 da CF/88), a abertura para as companhias estrangeiras da navegação de cabotagem marítima e fluvial, assim como o fim da distinção entre empresas de capital nacional e estrangeiro.

Com a flexibilização do monopólio, no final do ano de 1995, o MME apresentou a sua primeira versão de projeto de lei do petróleo, que tinha por princípios e objetivos políticos a preservação do interesse nacional; a garantia do abastecimento dos derivados de petróleo e gás natural em todo o território nacional; a atração de investimentos de risco; a promoção da livre concorrência; a proteção dos interesses do consumidor; a proteção do meio ambiente; a promoção do desenvolvimento nacional, ampliação do mercado de trabalho e valorização dos recursos petrolíferos; e a ampliação da competitividade do país no mercado internacional.

Dando prosseguimento ao processo de abertura setorial, em julho de 1996, o então presidente da República Fernando Henrique Cardoso encaminhou ao Congresso Nacional o Projeto de Lei nº 6/97 para regular as atividades relativas ao monopólio do petróleo. O projeto de lei foi acompanhado da Exposição de Motivos do MME nº 23/96. Neste projeto, apresentava-se o interesse governamental de abrir a exploração das atividades petrolíferas à

24. Com tal emenda constitucional, o Governo Federal identificou a necessidade da formação de uma agência reguladora das atividades da indústria brasileira de petróleo, baseada no modelo de agências internacionais como o Departamento de Energia dos Estados Unidos

iniciativa privada; isto é, a Petrobras deixaria de ser a única executora do monopólio estatal do petróleo e do gás natural no Brasil. Propunha-se, também, a criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP), que seria o órgão responsável pela gestão deste monopólio e a criação do Conselho Nacional de Política do Petróleo (CNPP), que seria o órgão de assessoramento direto do ministro das Minas e Energia, cuja responsabilidade seria o auxílio na elaboração das diretrizes da política do petróleo e do gás natural.

O relator da Comissão Especial do Congresso que analisava a emenda constitucional ao artigo 177 da CF/88 partia do pressuposto que o petróleo seria estratégico somente para os países grandes produtores do Golfo Pérsico. Além disso, o governo federal baseava-se na hipótese de queda nos preços do petróleo no mercado internacional seguia a tendência de redução da demanda na década de 1980, do descobrimento de novas áreas petrolíferas, do aumento da participação das companhias independentes e do crescimento do gás natural na matriz energética. Ou seja, o petróleo seria somente uma simples commodity e, no máximo, uma commodity política, não tendo mais sentido a manutenção de bacias sedimentares brasileiras inexploradas e, assim, a abertura aumentaria a produção interna de petróleo e reduziria o *déficit* da balança comercial²⁵. Na tabela 3, faz-se uma comparação entre quatro projetos de lei referentes à regulamentação da Emenda Constitucional nº 9/95.

O resultado dos debates políticos, que envolviam a nova configuração do setor petrolífero, foi a denominada Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97). Ela ratificou a propriedade da União sobre os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, incluindo-se a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva. A Agência Nacional do Petróleo (ANP) passou a administrar todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural pertencentes à União. A propriedade do petróleo e do gás natural, quando da extração do subsolo e passagem pelo ponto de medição, é atribuída ao concessionário (contrato de concessão). As reservas descobertas dentro da área de concessão são de propriedade da União, que possibilitará o seu aproveitamento econômico aos concessionários caso ache conveniente, respeitando, assim, o sistema dominial estabelecido na Constituição Federal de 1988.

Com a nova lei do petróleo, criou-se o CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) como o órgão responsável pela elaboração de propostas para

25. Tal argumento é totalmente contrário aos movimentos internacionais observados nos séculos XX e XXI, tais como: guerra contra o terrorismo, problemas com as empresas russas de petróleo, aumento do crescimento do consumo da Ásia em Desenvolvimento (Índia e China), etc. Pelo contrário, o que se observa é que a geopolítica do petróleo torna-se cada vez mais importante.

Tabela 3

Comparação genérica de quatro projetos de lei referentes à regulamentação da Emenda Constitucional nº 9 ao Artigo 177 da Constituição Federal de 1988

Termos	Projeto de Lei nº 1.210/95	Projeto de Lei nº 1.319/95	Projeto de Lei nº 1.386/95	Projeto de Lei nº do MME
Prazo do Contrato	Nada consta.	3 anos para exploração; 8 + 4 para produção.	Contratos de exploração não exclusivos improrrogáveis.	3 + 2 anos para exploração. Contrato fixo para produção.
Área e Restrições	Nada consta; Petrobras deve registrar suas áreas dentro de um ano a contar da lei.	Exploração, 30 km ² em Terra e 60 km ² no mar; Produção, 100 e 200 km ² . Áreas da Petrobras. (50% do potencial total) não serão objeto de licitação.	Área especificada periódica/pelo órgão regulatório; limite à retenção de áreas em cada estado. Petrobras terá 18 meses para contratar suas lavras/áreas.	Blocos serão definidos pela ANP. Petrobras terá 3 anos para continuar a exploração e 6 meses para ratificar seus direitos.
Obrigações de Trabalho	Nada consta.	Investimentos em produção e exploração equivalentes.	Não especificadas; devem constar do contrato.	Serão indicadas no edital de licitação bem como no contrato.
Participação do Estado	Participação mínima de 50% do capital e poder decisório à Petrobras.	No mínimo 50% dos investimentos e resultados de produção.	Petrobras poderá negociar associações para produção em suas áreas.	Nada consta. Petrobras poderá ceder seus direitos total ou parcialmente, de acordo com a ANP.
Royalty e Imposto	Nada consta.	Royalty, taxa de uso da área, IR e outras; 1% do faturamento bruto aplicado em P&D.	Royalty, taxa de ocupação da área, bônus de produção, IR; Petrobras não terá isenções.	Bônus de assinatura, royalty, participação especial, taxa de ocupação da área. Demais impostos.
Disposição da Produção	União terá direito à compra de no mínimo 60% da produção; exportação e importação reservadas à Petrobras.	Desembarque de produto obrigatório. União tem preferência para adquirir a produção; quotas de exportação.	Permite a exportação de petróleo produzido pela concessionária. Preços desregulamentados.	A ANP poderá autorizar a exportação de petróleo. Preços desregulamentados.
Outorga de Direitos	Apenas para as áreas que não sejam de interesse da Petrobras. Fiscalização e regulamentação pelo Congresso.	Regime de concessões por licitação para serviços de exploração; concessão de produção só para jazidas novas.	Licitação competitiva e contratação com base em contrato modelo. Prevista negociação direta.	Licitação competitiva. Critérios em editais. Prevista a negociação direta.
Qualificação dos Candidatos	Nada consta.	Preferência a candidatos cujas propostas privilegiem bens, serviços e mão de obra nacionais.	Especificações e critérios em editais. Operadora domiciliada no país.	Requisitos de qualificação em editais. Prova de capacitação. Operadores com domicílio no país.

Fonte: MARTINS, In: CAMPOS, 2013, p. 251-252.

assegurar o abastecimento interno e o aproveitamento racional dos recursos energéticos e a ANP para exercer as funções de órgão regulador e fiscalizador das atividades integrantes do monopólio do petróleo e do gás natural. As atividades de transporte, refino, importação e exportação de petróleo, segundo a lei do petróleo, podem ser realizadas por terceiros mediante a autorização da ANP. Já para as atividades do segmento *upstream*, exige-se procedimento licitatório para que tais atividades sejam concedidas a terceiros pelo órgão regulador.

No âmbito deste marco regulatório, ocorreram dez rodadas de licitação mais a denominada Rodada Zero²⁶, o que permitiu a entrada de outras empresas no segmento *upstream* mediante licitação e assinatura de contrato de concessão. Cabe frisar que as empresas que entraram no setor, na maioria das vezes, entraram juntamente com a Petrobras, que ainda hoje continua com uma grande participação na produção de petróleo no Brasil. Isto se dá, dentre outras coisas, ao fato das estratégias utilizadas pelas empresas nas licitações serem as associações com a estatal Petrobras devido às seguintes barreiras à entrada: (1) altos riscos geológicos; (2) incertezas regulatórias; e (3) incertezas econômicas, políticas e empresariais.

No decorrer dos anos, algumas mudanças ocorreram na forma de licitação dos blocos, especialmente com a eleição do novo governo (coligação que tinha o Partido dos Trabalhadores a frente); por exemplo, deve-se citar que as propostas referentes ao conteúdo local médio na fase de exploração e na etapa de desenvolvimento passaram a ser consideradas na avaliação das ofertas das empresas para adquirir blocos em licitação. O objetivo primordial do governo federal era incentivar a indústria local e, conseqüentemente, aumentar o número de empregos e renda na atividade. Entretanto, a maior mudança ainda iria ocorrer. Com a descoberta do cluster do pré-sal na Bacia de Santos, o governo brasileiro passa a discutir se haveria ou não a necessidade de uma nova mudança regulatória setorial, dado que havia uma alteração significativa da relação risco-recompensa das atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos fluidos motivada pelo baixo risco geológico desta descoberta.

Mudanças regulatórias provenientes da descoberta do pré-sal²⁷

A descoberta de hidrocarbonetos no denominado pré-sal foi o resultado de vários anos de pesquisa por parte da Petrobras e dos centros de excelência

26. Os primeiros contratos de concessão foram assinados entre a ANP e a estatal Petrobras. A Rodada 0 (zero) de licitação de blocos, no ano de 1998, concedeu à Petrobras 115 blocos através da assinatura de 397 contratos. Caso a estatal brasileira não obtivesse êxito, durante o prazo de 3 anos, ela deveria devolver os blocos à ANP (ANP. In: CAMPOS, 2013).

27. Segundo a Petrobras (2008, 2009), o pré-sal são reservatórios que se encontram sob uma extensa camada de sal, que vai do Espírito Santo a Santa Catarina, ao longo de mais de 800 km de extensão por até 200 km de largura, em lâmina d'água que varia de 1.500 m a 3.000 m e soterramento entre 3.000 m e 4.000 m.

vinculados à empresa petrolífera (programas Procap-1.000, Procap-2.000 e Procap-3.000). Cabe frisar que esta aposta da Petrobras e parceiros no novo modelo geológico possibilitou a descoberta de petróleo no bloco de Parati em 2005. Todavia, o marco “geológico” do pré-sal foi a descoberta de Tupi²⁸,²⁹ no bloco BM-S-11, como pode ser visto no trecho a seguir.

A perfuração no poço 1-RJS-628A (Tupi), do bloco BM-S-11, adquirido no BID 2, de 14/09/2000, foi iniciada em 30/09/2005 e concluída na 1ª fase, no pós-sal, em 13/10/2005, sem descoberta. Porém, sua configuração e as análises geofísicas, mais precisas, em razão dos avanços obtidos pela Petrobras, propiciaram a oportunidade para uma comprovação do modelo geológico formulado sobre o pré-sal. A direção da Petrobras aprovou a reentrada no poço, para estender o poço ao pré-sal e consumir o teste definitivo. A perfuração foi retomada em 02/05/2006, levando a notificação de descoberta de óleo em 10/07/2006 e à conclusão da perfuração em 12/10/2006. As notificações legais foram feitas e o plano de avaliação submetido à ANP, em 31/08/2006. (...) A Petrobras, seguindo o plano de avaliação, iniciou, em 07/05/2007, o poço RJS-646, extensão de Tupi na área do PA do 1-RJS-628, com notificação de descoberta de óleo em 08/08/2007. A conclusão do poço, em 28/09/2007 permitiu a confirmação da descoberta gigantesca, entre 5 e 8 bilhões de barris de reserva de óleo leve, uma das maiores da história mundial do petróleo (Sauer. In: Lima, 2011, p. XIV).

Anos depois, em dezembro de 2007, foi criado o Prosal (Programa Tecnológico para o Desenvolvimento da Produção dos Reservatórios do Pré-sal) com o intuito de acompanhar a concepção e o desenvolvimento de tecnologias que viabilizem o aproveitamento das novas descobertas no âmbito do pré-sal. A partir das grandes novas descobertas na estrutura geológica denominada pré-sal e devido à alteração significativa da relação risco-recompensa das atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural na região, surgiu a proposta de avaliação de uma possível mudança regulatória.

28. Deve-se destacar que, em dezembro de 2010, a Petrobras declarou a comercialidade dos campos de Tupi e Iracema, que passam a ser denominados, respectivamente, de Lula e Cernambi. Segundo Tolmasquim & Pinto Júnior (2011), Lula (6,5 bilhões de barris de óleo equivalente) vai ser o primeiro campo supergigante de petróleo do Brasil e Cernambi (1,8 bilhão de barris de óleo equivalente) estará entre os cinco maiores campos gigantes do país. Além destes, têm-se Iara (3 a 4 bilhões de barris de óleo equivalente) e Guará (1,1 a 2 bilhões de barris de óleo equivalente) (LIMA, 2011).

29. Segundo Tolmasquim & Pinto Júnior (2011), a descoberta de Lula, a primeira área delimitada no bloco BM-S-11, é uma das maiores do mundo desde a descoberta de Kashagan (Cazaquistão) no ano de 2000.

Tabela 4

Consórcios dos blocos do pré-sal da Bacia de Santos (2007)

Bloco	Nome	Sócios
BM-S-8	Bem-te-Vi	Petrobras (66%), Shell (20%), Petrogal (14%)
BM-S-9	Carioca/Guará	Petrobras (45%), British Gas (30%), Respsol (25%)
BM-S-10	Parati	Petrobras (65%), British Gas (25%), Partex (10%)
BM-S-11	Tupi/Iara	Petrobras (65%), British Gas (25%), Petrogal (10%)
BM-S-17	-	Petrobras (100%)
BM-S-21	Caramba	Petrobras (80%), Petrogal (20%)
BM-S-222,3	Azulão/Guarani	Esso (40%), Amerada (40%), Petrobras (20%)
BM-S-24	Júpiter	Petrobras (80%), Petrogal (20%)
BM-S-424	-	Petrobras (100%)
BM-S-50	-	Petrobras (60%), British Gas (20%), Repsol (20%)
BM-S-52	Corcovado	Petrobras (60%), British Gas (40%)

Fontes: PETROBRAS, 2008; atualizações a partir de Lima (2011), ANP (2012a) e PETROBRAS (2012). In: CAMPOS, 2013, p. 273.

Notas: 1. Lula. 2. Único bloco concedido no Pré-sal da Bacia de Santos não operado pela Petrobras. 3. O bloco BM-S-22 é operado pela Esso, subsidiária da ExxonMobil no Brasil. 4. A Petrobras informou, em abril de 2012, a descoberta de uma nova acumulação de petróleo no poço informalmente denominado Dolomita Sul.

Inicialmente, o CNPE (Conselho Nacional de Política Energética), mediante a Resolução no 06/2007, determinou que a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) excluíssem da Nona Rodada de Licitações³⁰ nos blocos situados nas bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos que estivessem relacionados a possíveis acumulações em reservatórios do pré-sal (Art. 1º, Resolução CNPE nº 06/2007). Além disso, determinou que os direitos adquiridos nas áreas concedidas ou arrematadas em leilão da ANP fossem mantidos (Art. 3º, Resolução CNPE nº 06/2007) e, por fim, que o Ministério de Minas e Energia avaliasse as mudanças necessárias no marco legal que contemplem um novo paradigma de exploração e produção de petróleo e gás natural, aberto pela descoberta da nova província petrolífera (Art. 4º, Resolução CNPE nº 06/2007).

Dando sequência ao processo de avaliação de um novo marco regulatório, o MME instituiu um grupo de trabalho em conjunto com a EPE (Empresa de Pesquisa Energética) e, logo em seguida, o então presidente da República, Luiz Inácio Lula da Silva, decretou a criação de uma Comissão Interministerial³¹, constituída em meados de 2008. Tal Comissão analisou vários modelos vigentes em diversos países e propôs a mudança do marco regulatório para

30. A Nona Rodada de Licitações foi mantida, com a exclusão de 41 blocos na área que faz a interface com o bloco Tupi [Lula].

31. A Comissão Interministerial foi integrada pelos Ministros de Estado de Minas e Energia, Chefe da Casa Civil da Presidência da República, do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, da Fazenda e do Planejamento, Orçamento e Gestão, e pelos Presidentes do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), e da empresa estatal Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) (Item 13, EMI nº 038/09).

uma modalidade de contratação por partilha de produção (Tolmasquim & Pinto Júnior, 2011, p. 283). No entanto, algumas áreas do pré-sal da Bacia de Santos já haviam sido concedidas antes da mudança de legislação (Tabela 4)³², ocasionando debates críticos sobre o tema³³.

Após a avaliação da Comissão Interministerial, o governo federal encaminhou, no dia 31 de agosto de 2009, quatro projetos de lei (PLs) ao Congresso Nacional que tratavam do modelo de exploração, instituindo o sistema de partilha de produção (PL nº 5.938/09); da criação de uma nova empresa pública (PL nº 5.939/09); da criação do Fundo Social (PL nº 5.940/09); e da autorização da União para capitalizar a Petrobras por meio de reservas petrolíferas do Pré-sal (PL nº 5.941/09).

Com as novas leis em vigor (Lei nº 12.276/10, Lei nº 12.304/10 e Lei nº 12.351/10)³⁴, as três formas de atuação no segmento E&P (Exploração & Produção) no Brasil são: (1) a concessão (Lei nº 9.478/97 – áreas do pós-sal e consideradas não estratégicas); (2) a partilha de produção (Lei nº 12.351/10 – áreas do pré-sal e áreas estratégicas); e (3) a cessão onerosa (Lei nº 12.276/10 – áreas cedidas onerosamente para a Petrobras)³⁵. Além disso, dada à possibilidade dos contratos de partilha de produção, criou-se a PPSA (Lei nº 12.304/10)³⁶, que será a responsável pela gestão destes contratos e dos contratos de comercialização de petróleo, gás natural e demais hidrocarbonetos fluidos pertencentes à União. Todavia, no caso da comercialização, a União,

32. Além dos blocos do Pré-sal da Bacia de Santos já concedidos em outras rodadas, 271 blocos da Nona Rodada foram licitados, dentre eles, 10 blocos do arco do Cabo Frio, em águas pouco profundas, na franja do Pré-sal, blocos estes avaliados como extremamente promissores (SAUER. In: LIMA, 2011, p. XVI).

33. Para maiores informações ver Siqueira (2009), Lima (2011), Tolmasquim & Pinto Júnior (2011) e Campos (2013).

34. A legislação referente ao pré-sal que, a partir destes Projetos de Lei e de várias discussões, está em vigor atualmente é, a saber: 1) a Lei nº 12.276/10, que autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal, e dá outras providências; 2) a Lei nº 12.304/10, que autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA) e dá outras providências; e 3) a Lei nº 12.351/10, que dispõe sobre a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social (FS) e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478/97; e dá outras providências.

35. Cabe frisar que, o regime de concessão foi mantido para as áreas do pré-sal outorgadas no âmbito da Lei do Petróleo, respeitando-se os contratos assinados.

36. O Decreto nº 8.063/13 criou a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e aprovou o seu Estatuto Social. De acordo tal decreto, a PPSA terá capital social inicial de R\$ 50 milhões e será uma empresa pública, sociedade anônima de capital fechado, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, conforme texto abaixo: "Art. 1º Fica criada a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA, empresa pública federal, sob a forma de sociedade anônima de capital fechado, vinculada ao Ministério de Minas e Energia." (...)

"Art. 3º O capital social inicial da PPSA será de R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), dividido em cinquenta mil ações ordinárias nominativas e sem valor nominal, com integralização de trinta por cento em pecúnia pela União, conforme o disposto no inciso II do caput do art. 80 da Lei nº 6.404, de 1976." (Arts. 1º e 2º, DECRETO nº 8.063/13).

por intermédio da PPSA, pode contratar diretamente a Petrobras como agente comercializador de sua parcela do excedente em óleo.³⁷

Os contratos de partilha de produção dispostos na Lei nº 12.351/10 apresentam algumas características que devem ser mencionadas. A primeira delas é que

(...) o *contratado* exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em *caso de descoberta comercial*, adquire o *direito à apropriação do custo em óleo*, do *volume da produção correspondente aos royalties devidos*, bem como de *parcela do excedente em óleo*, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato (Inciso I, Art. 2º, Lei nº 12.351/10, grifos nossos).

A importância da Petrobras é nítida na partilha de produção, pois os contratos deverão ter, no mínimo, 30% de participação da estatal, pois será a empresa operadora de todos os blocos contratados sobre tal regime³⁸. Adicionalmente, a Petrobras poderá participar de processo licitatório ou ser contratada diretamente³⁹. Há, no entanto, uma questão a ser pensada: estes 30% pode representar um valor muito alto de volume de investimentos requeridos por parte da estatal, especialmente se o governo federal estabelecer uma grande quantidade de rodadas de licitação por ano. Ou, no caso de grandes descobertas, um montante que poderia ser muito maior caso a estatal atuasse de forma isolada.

Outro ponto a ser destacado é a inclusão dos conceitos de custo em óleo⁴⁰ e excedente em óleo⁴¹ e a não incidência da cobrança da Participação Especial.

37. "Art. 45. O petróleo, o gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos destinados à União serão comercializados de acordo com as normas do direito privado, dispensada a licitação, segundo a política de comercialização referida nos incisos VI e VII do art. 9º.

Parágrafo único. A empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º, representando a União, poderá contratar diretamente a Petrobras, dispensada a licitação, como agente comercializador do petróleo, do gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos referidos no caput" (Art. 45, LEI nº 12.351/10).

38. "Art. 4º A Petrobras será a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção, sendo-lhe assegurada, a este título, participação mínima no consórcio previsto no art. 20" (Art. 4º, LEI nº 12.351/10, grifos nossos).

39. "Art. 8º A União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, celebrará os contratos de partilha de produção: I - diretamente com a Petrobras, dispensada a licitação; ou II - mediante licitação na modalidade leilão" (Art. 8º, LEI nº 12.351/10).

40. "II - **custo em óleo**: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, exigível unicamente em caso de descoberta comercial, correspondente aos custos e aos investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato" (Inciso II, Art. 2º, LEI nº 12.351/10, (grifos nossos).

41. "III - **excedente em óleo**: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos royalties devidos e, quando exigível, à participação de que trata o art. 43º" (Inciso III, Art. 2º, LEI nº 12.351/10, grifos nossos).

Com o sistema de regulação misto, a participação do Estado na renda petrolífera no Brasil passa a ser diferenciada de acordo com os contratos fiscais da indústria brasileira do petróleo (Tabela 5). Segundo alguns autores, isto poderá ser o motivador de vários conflitos no futuro.

Tabela 5

Principais itens da participação estatal direta na renda petrolífera

	Concessão	Cessão Onerosa	Partilha de Produção
Bônus de Assinatura	Sim	Não	Sim
<i>Royalties</i>	5% a 10% do valor da produção	10% do valor da produção	Sim (sem alíquota)
Participação Especial	Decreto no 2.705/98	Não	Não
Excedente em Óleo	Não	Não	Sim (sem alíquota)

Fonte: Lima, 2011, p. 48.

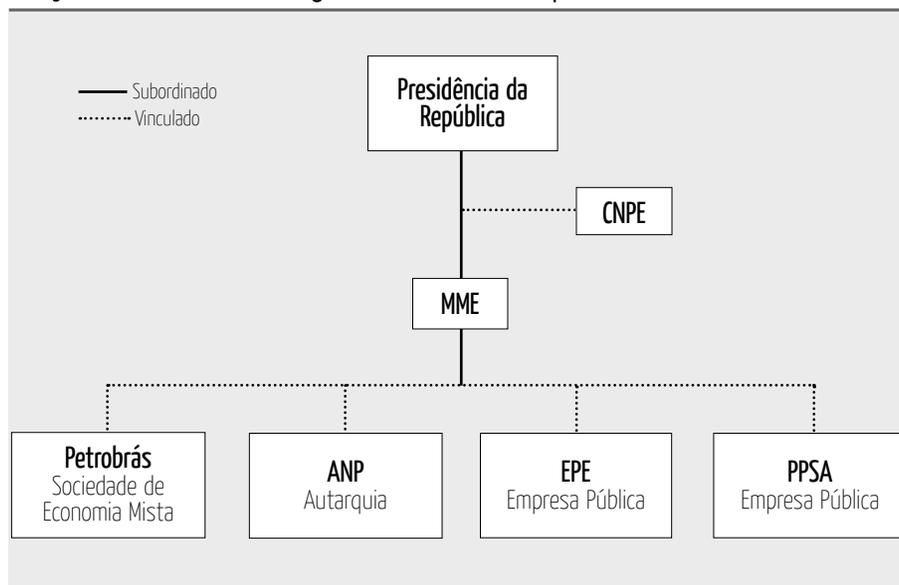
A Lei nº 12.351/10 também criou o Fundo Social como “(...) uma fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento...” (Art. 47, Lei nº 12.351/10). Os recursos do Fundo serão, a saber: (1) o bônus de assinatura destinada ao Fundo Social pelos contratos de partilha; (2) a parcela dos royalties que cabe à União, deduzidas aquelas destinadas aos seus órgãos específicos, de acordo com a legislação e contrato em vigor; (3) a receita advinda da comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União, de acordo com a legislação vigente; (4) os royalties e a participação especial das áreas localizadas no pré-sal contratadas sob o regime de concessão destinados à administração direta da União; (5) os resultados de aplicações financeiras sobre suas disponibilidades; e (6) outros recursos destinados, por lei, ao Fundo Social (Art. 49, Lei nº 12.351/10). Para a definição da política de investimentos deste Fundo criou-se o CGFFS (Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social) (Art. 52, Lei nº 12.351/10).

Desta forma, com o novo modelo regulatório da atividade de E&P no Brasil, constituído a partir da inserção da modalidade de contratação por partilha de produção, da criação da estatal PPSA e do Fundo Social, verifica-se um novo arranjo institucional, que pode ser visto na Figura 11.

Até o momento, apesar de ainda não ter ocorrido a Primeira Licitação do Modelo de Partilha de Produção, vários aspectos legais referentes ao novo modelo já foram estabelecidos; sendo o primeiro deles a cessão onerosa (Lei nº 12.276/10). Segundo Tolmasquim & Pinto Júnior (2011), a cessão onerosa justifica-se pelo interesse da União em fortalecer a Petrobras, dotando-a com recursos provenientes de áreas que tenham baixo risco exploratório e elevado potencial de rentabilidade. O texto a seguir apresenta os principais aspectos da cessão onerosa.

Figura 11

Arranjo Institucional do Sistema Regulatório de E&P no Brasil após a PPSA



Fonte: TOLMASQUIM & PINTO JÚNIOR, 2011, p. 285.

Art. 1º Fica a **União autorizada a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, dispensada a licitação**, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal, em áreas não concedidas localizadas no pré-sal.

§ 1º A **Petrobras terá a titularidade do petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos produzidos** nos termos do contrato que formalizar a cessão definida no caput.

§ 2º A cessão de que trata o caput deverá produzir efeitos até que a Petrobras extraia o número de barris equivalentes de petróleo definido em respectivo contrato de cessão, **não podendo tal número exceder a 5.000.000.000 (cinco bilhões) de barris equivalentes de petróleo.**

§ 3º O **pagamento devido pela Petrobras pela cessão** de que trata o caput deverá ser efetivado prioritariamente em **títulos da dívida pública mobiliária federal**, precificados a valor de mercado, ressalvada a parcela de que trata o § 4º.

§ 4º (HYPERLINK “http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Msg/VEP-366-10.htm”. VETADO)

§ 5º As condições para pagamento em títulos da dívida pública mobiliária federal serão fixadas em ato do Ministro de Estado da Fazenda.

§ 6º A cessão de que trata o caput é **intransferível**.

(...)

Art. 3º Os volumes de barris equivalentes de petróleo de que tratam os §§ 2º e 4º [VETADO] do art. 1º, bem como os seus respectivos valores econômicos, serão determinados a partir de **laudos técnicos elaborados por entidades certificadoras**, observadas as melhores práticas da indústria do petróleo.

Parágrafo único. Caberá à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP obter o laudo técnico de avaliação das áreas que subsidiará a União nas negociações com a Petrobras sobre os valores e volumes referidos no caput.

Art. 4º O exercício das **atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos** de que trata esta Lei será realizado pela **Petrobras**, por sua **exclusiva conta e risco**.

(...)

Art. 9º Fica a **União autorizada a subscrever ações do capital social da Petrobras e a integralizá-las com títulos da dívida pública mobiliária federal**.

Parágrafo único. Fica a União autorizada, a critério do Ministro de Estado da Fazenda, a emitir os títulos de que trata o caput, precificados a valor de mercado e sob a forma de colocação direta (Arts. 1º, 3º, 4º e 9º, Lei nº 12.276/10, grifos nossos).

Num primeiro momento, para avaliar o valor das áreas a serem cedidas à Petrobras mediante contrato de cessão onerosa, a ANP e a Petrobras contrataram entidades certificadores independentes (conforme art. 3º da Lei no 12.276/10) – Gaffney, Cline and Associates (contratada pela ANP) e DeGolyer and MacNaughton (contratada pela Petrobras). De acordo com Sousa (2011), os valores das áreas estimados pela Gaffney, Cline and Associates foram muito superiores aos estimados pela DeGolyer and MacNaughton; abaixo se apresenta o exemplo da área de Franco.

No caso da área de Franco, aquela que apresenta o maior volume recuperável de petróleo, a certificadora contratada pela Petrobras estimou o preço em US\$ 7,43/barril de óleo equivalente (cenário recursos contingentes 2C) para uma taxa de desconto de 10% ao ano, enquanto a Gaffney, Cline and Associates avaliou o preço do barril de petróleo equivalente em US\$ 9,52 para igual taxa de desconto (Sousa, 2011, p. 5).

Depois de muito debate e negociação por parte da União Federal e da Petrobras, o contrato de cessão onerosa foi aprovado pela Petrobras e pelo CNPE no dia 1º de setembro de 2010^{42, 43} e celebrado dois dias depois. Tal contrato deve se manter até que a Petrobras produza, no máximo, cinco bilhões de barris de óleo equivalente; deve-se frisar que o CNPE definiu o valor inicial da cessão onerosa para a venda de cinco bilhões de barris de óleo equivalente em R\$ 74,81 bilhões (correspondia, na época, a US\$ 42,53 bilhões = US\$ 5 bilhões x US\$ 8,51/boe⁴⁴)⁴⁵. O prazo de vigência do contrato de cessão onerosa é 40 anos, prorrogável por mais cinco; o seu período de exploração é de quatro anos, prorrogável por mais dois. A estatal assume os riscos relativos às atividades exploratórias e à propriedade do resultado da lavra, além do pagamento de royalties de acordo com a Lei do Petróleo (Lei no 9.478/97) e com a Lei no 7.990/89. Os blocos em que a Petrobras foi autorizada a exercer as atividades de pesquisa, em decorrência da cessão onerosa, podem ser visualizados na Tabela 6.

O próximo passo da operação de fortalecimento da Petrobras, depois da definição de áreas e laudos técnicos e da valoração do barril de óleo equivalente médio para a contratação em cessão onerosa, foi a sua capitalização. Deve-se salientar que, para a capitalização da companhia petrolífera brasileira, além da Lei nº 12.276/10 supracitada (conferir art. 9º da Lei nº 12.276/10), editaram-se duas Medidas Provisórias (MP no 500/2010

42. O Conselho Nacional de Política Energética, mediante a Resolução CNPE no 02/10, aprovou os termos do Contrato de Cessão Onerosa do Exercício das Atividades de Pesquisa e Lavra de Petróleo, Gás Natural e de Outros Hidrocarbonetos Fluidos a ser celebrado entre a União, representada pelos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda, e a Petrobras, participando a ANP a qualidade de reguladora e fiscalizadora das referidas atividades, nos termos da legislação em vigor (Art. 1º, RESOLUÇÃO CNPE no 02/10).

43. No dia 1o de setembro de 2010, em cumprimento ao estabelecido na Lei das Sociedades Anônimas (Lei no 6.404/76), obteve-se a anuência do Conselho de Administração da Petrobras e do Conselho de Minoritários (assessorado pelo Barclays Capital), aprovando os termos e as condições da minuta do contrato de cessão onerosa do direito de explorar e produção hidrocarbonetos fluidos (SOUSA, 2011, p. 9).

44. "Por oportuno, registra-se que o preço médio ponderado do barril de petróleo equivalente acordado entre o governo federal e a Petrobras (igual a US\$ 8,51/boe) foi objeto de acalorado debate. Para alguns, sobretudo aqueles que não concordaram com a forma como foi estruturada a operação de cessão onerosa, o preço médio do barril foi muito baixo. Outros, notadamente analistas financeiros ligados a corretoras e bancos, consideraram o aludido valor muito elevado. O mercado, que como se sabe atribui grande importância aos resultados em horizonte de curto prazo, preferiria que a Petrobras concentrasse os seus investimentos nos projetos mais rentáveis, os quais oferecem uma taxa interna de retorno muito superior à taxa de desconto considerada pelo governo (8,83%) na fixação do mencionado preço médio." (SOUSA, 2011, p. 8-9).

45. A Petrobras pagou o valor inicial do contrato de cessão onerosa a partir dos recursos obtidos com a venda de ações ordinárias e preferenciais de sua emissão: R\$ 67,8 bilhões em Letras Financeiras do Tesouro (LFT's), de que a União se valeu para integralizar sua participação no aumento do capital na empresa (Oferta Global) (conforme art. 9o da Lei no 12.276/10); e R\$ 7 bilhões do próprio caixa da Petrobras.

Tabela 6

Volume e valor do barril para as várias áreas do contrato

Nome	Tipo do bloco	Volume da cessão onerosa (mil boe)	Valor do barril (US\$/boe)	Valoração da cessão onerosa (US\$ mil)
Sul de Tupi	Definitivo	128.051	7,85	1.005.197
Florim	Definitivo	466.968	9,01	4.207.380
Nordeste de Tupi	Definitivo	427.784	8,54	3.653.275
Peroba1	Contingente	-	8,53	-
Sul de Guará	Definitivo	319.107	7,94	2.533.711
Franco	Definitivo	3.056.000	9,04	27.644.320
Entorno de Iara	Definitivo	599.560	5,82	3.489.437
TOTAL	-	4.999.469	8,51	42.533.320

Fonte: Petrobras. In: LIMA, 2011, p. 71.

Nota: 1) O bloco de Peroba somente será utilizado se as reservas dos demais campos forem insuficientes para o cumprimento do contrato de cessão onerosa.

– convertida na Lei nº 12.380/11⁴⁶ e MP nº 505/10 – convertida na Lei nº 12.397/11⁴⁷), que permitiram a participação dos entes federais na capitalização da Petrobras.

Com a oferta pública de ações da Petrobras, o seu aumento de capital foi de R\$ 120,2 bilhões, sendo que R\$ 74,8 bilhões foram utilizados para o pagamento à União por conta da cessão onerosa do pré-sal (R\$ 67,8 bilhões em Letras Financeiras do Tesouro (LFT's) e R\$ 7 bilhões do caixa da empresa) e o montante restante (R\$ 45,4 bilhões) foi para o caixa da empresa. Adicionalmente, houve uma diluição da participação acionária de acionistas minoritários, o que permitiu o incremento da participação da União na Petrobras⁴⁸ (passou de 39,8% em 2009 para 48,3% em 2010; percentual este que se manteve em 2011), como pode ser visualizado na Figura 12.

46. Dentre outras coisas, "autoriza a União e as Entidades da Administração Pública Federal Indireta a Contratar, Reciprocamente ou com Fundo Privado do qual seja o Tesouro Nacional Cotista Único, a Aquisição, Alienação, Cessão e Permuta de Ações, a Cessão de Créditos Decorrentes de Adiantamentos Efetuados para Futuro Aumento de Capital, a Cessão de Alocação Prioritária de Ações em Ofertas Públicas ou a Cessão do Direito de Preferência para a Subscrição de Ações em Aumentos de Capital" (Lei nº 12.380/11).

47. "Art. 1º Fica a União autorizada a conceder crédito ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, no montante de até R\$ 30.000.000.000,00 (trinta bilhões de reais), em condições financeiras e contratuais a serem definidas pelo Ministro de Estado da Fazenda.

§ 1º Para a cobertura do crédito de que trata o caput, a União poderá emitir, sob a forma de colocação direta, em favor do BNDES, títulos da Dívida Pública Mobiliária Federal, cujas características serão definidas pelo Ministro de Estado da Fazenda.

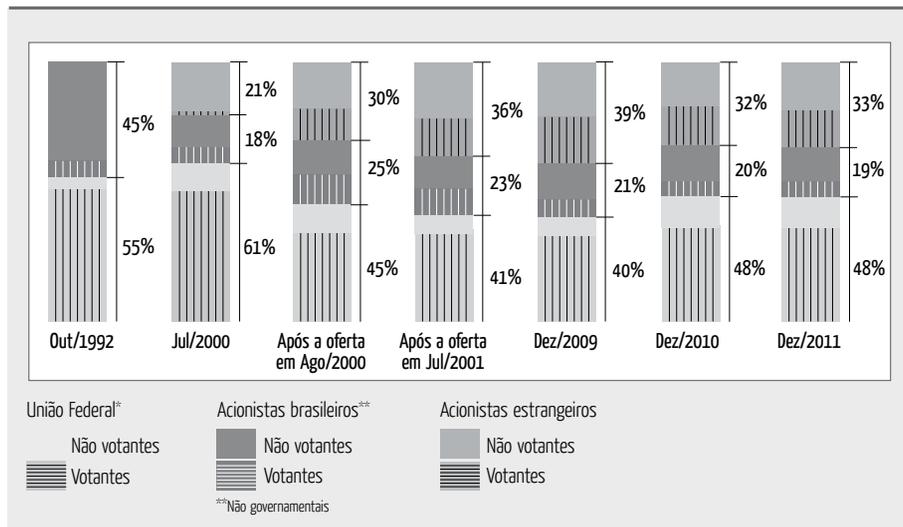
§ 2º No caso de emissão de títulos, será respeitada a equivalência econômica com o valor previsto no caput.

§ 3º O Tesouro Nacional fará jus à remuneração com base no custo financeiro equivalente à Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP" (Art. 1o, Lei no 12.397/11, grifos nossos).

48. Deve-se salientar que, a União Federal detém 64% das ações votantes.

Figura 12

Petrobras: estrutura acionária



Fonte: Petrobras, 2013.

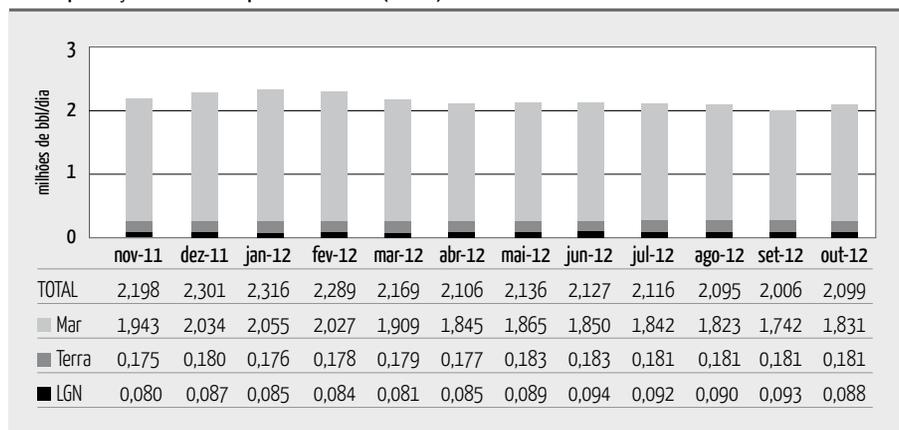
Nota: * Inclusive: União Federal, BNDES, BNDESPAR, Fundo Soberano, Caixa Econômica.

A produção do pré-sal, que até o momento provém dos contratos de concessão, representam um percentual interessante da produção de petróleo e LGN (líquidos de gás natural); por exemplo, no mês de outubro de 2012, representava 8,7% (Figura 13 e Figura 14). Todavia, deve-se salientar que, a mudança regulatória do setor petrolífero brasileiro ainda está no seu início, o que dificulta a análise. Discussões importantes como royalties, Fundo Social, dentre outras, ficaram na agenda governamental por vários anos depois das leis outorgadas.

Quanto aos royalties, no dia 26 de junho de 2013, a Câmara dos Deputados aprovou um projeto de lei que alterava alguns itens do projeto original do governo federal quanto aos royalties do petróleo e quanto ao Fundo Social, a saber: (1) a distribuição dos royalties do petróleo, que antes seria 100% para a educação, passa a ser 75% para a educação e 25% para a saúde; (2) a destinação dos recursos, que adviria dos contratos assinados a partir de 3 de dezembro de 2012, passa a advir, com o novo projeto, dos contratos com declaração de comercialidade a partir de 3 de dezembro de 2012; e (3) no projeto original, 50% dos rendimentos do Fundo Social iria para a educação; com o novo projeto, o que vai ser direcionado para a educação é 50% do total do Fundo Social (Costa & Passarinho, 2013). Meses depois, foi sancionada a Lei nº 12.858/13, conhecida como Lei dos Royalties.

Figura 13

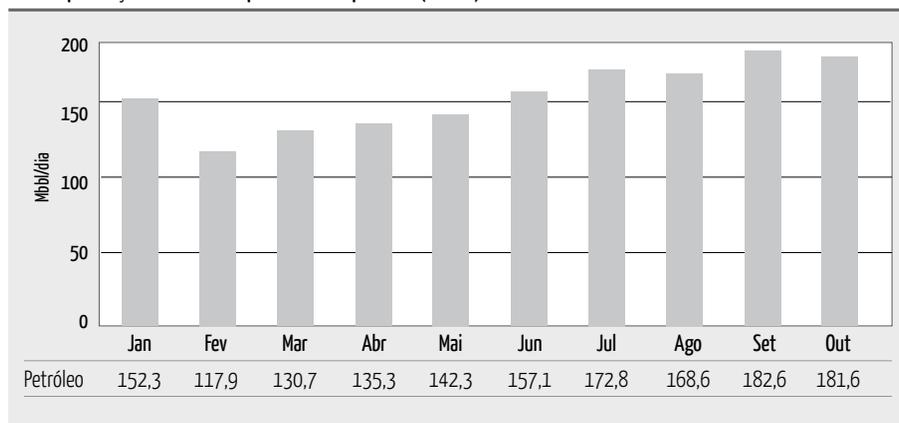
Brasil: produção mensal de petróleo e LGN (2012)



Fonte: MME, 2012.

Figura 14

Brasil: produção mensal de petróleo no pré-sal (2012)



Fonte: MME, 2012.

Quanto ao modelo de partilha de produção, a ANP indicou que a Primeira Rodada de Licitações do Pré-sal vai ocorrer em outubro de 2013, dado que o Conselho Nacional de Política Energética autorizou a licitação mediante a Resolução CNPE nº 4/13. Além desta Resolução, tem-se, também, a Resolução CNPE nº 5/13, que aprova os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção para a Primeira Rodada de Licitações de blocos exploratórios de petróleo e gás natural sob o regime de partilha de produção.

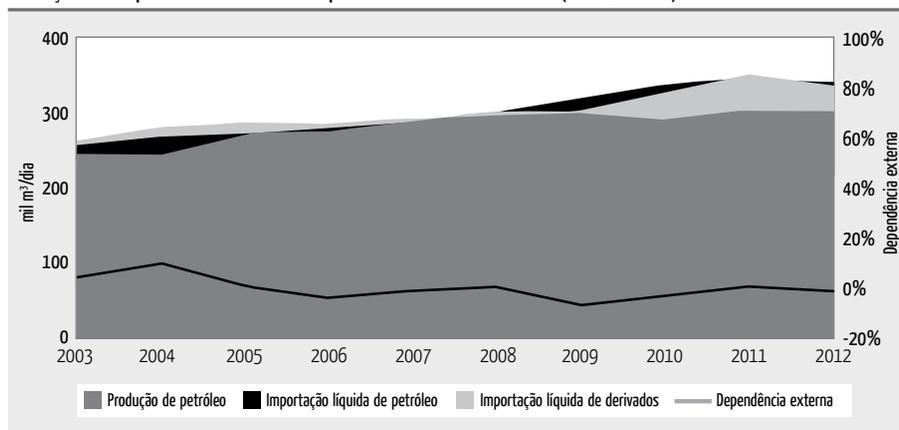
A área ofertada na Primeira Rodada de Licitações do Pré-sal será o prospecto de Libra⁴⁹, na Bacia de Santos, descoberta pelo poço 2-ANP-0002A-RJS, em 2010. De acordo com a ANP (2012), há a expectativa de volume de 26 bilhões a 42 bilhões de barris óleo *in situ*, dos quais de 8 a 12 bilhões de barris são recuperáveis.

Caso essas expectativas se realizem, o Brasil passará a ser uma das grandes reservas provadas mundiais de petróleo. Além do que, as descobertas do pré-sal podem reduzir ainda mais a dependência externa de petróleo por parte do Brasil. Dependendo do que for estabelecido como política, o Brasil pode vir a se tornar um importante exportador de petróleo. Na Figura 15, verifica-se a trajetória brasileira da dependência externa de petróleo desde 1970 até 2010.

72

Figura 15

Evolução da dependência externa de petróleo e seus derivados (2003-2012)



Fonte: ANP, 2013c.

SITUAÇÃO ATUAL DO SETOR PETROLÍFERO NACIONAL

Rodadas de Licitação

Depois de praticamente cinco anos sem novas licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural, quer seja mediante concessão, quer seja partilha de produção, voltou-se a licitar novos blocos. Somente no ano de 2013, já ocorreu a 11ª Rodada (regime de concessão) e estão previstas mais duas licitações (12ª Rodada, também em regime de concessão, e a 1ª Licitação

49. Assim como em outras áreas em processo de licitação (que até o momento era proveniente somente do regime de concessão), o leilão da partilha do polígono de Libra também foi questionado judicialmente. Todavia, no dia 24 de setembro de 2013, o juiz da 1ª Vara Federal do Rio de Janeiro extinguiu a ação popular nº 0023824-62.2013.4.02.5101, que pedia a suspensão do 1º Leilão da Partilha de Produção (licitação do prospecto de Libra no regime de partilha de produção).

do Regime de Partilha de Produção). O problema aqui pode ser o sobrecarregamento da estatal Petrobras quanto à necessidade de investimentos, pois, como dito anteriormente, ela tem que ser a operadora de todas as áreas do pré-sal, com participação, de no mínimo 30%.

Além disso, quanto aos aspectos institucionais e regulatórios envolvidos, a resolução de pontos fundamentais para o prosseguimento do novo marco regulatório do setor petrolífero no Brasil, tais como: divisão dos royalties, Fundo Social, criação da PPSA etc. ocorreu concomitantemente às licitações⁵⁰. Por exemplo, a 11ª Rodada de Licitações foi realizada no dia 14 de maio de 2013, mediante a oferta de 289 blocos, localizados em 23 setores de 11 bacias sedimentares. Já a resolução dos percentuais de divisão dos royalties somente foi definida com a Lei nº 12.858/13, no dia 9 de setembro. Na Tabela 7, observa-se um resumo de todas as rodadas de licitação já ocorridas no Brasil.

Com relação às rodadas que ainda estão por ocorrer, prevê-se que elas aconteçam no final do ano de 2013. Quanto à 12ª Rodada de Licitação de Blocos para Exploração e Produção de petróleo e gás natural, o CNPE autorizou à ANP a realizá-la mediante a Resolução CNPE nº 6/13, prevendo a oferta de 240 blocos exploratórios, distribuídos em sete bacias sedimentares: (1) 110 blocos exploratórios em áreas de Novas Fronteiras nas Bacias do Acre, Parecis, São Francisco, Paraná e Parnaíba; e (2) 130 blocos exploratórios em Bacias Maduras do Recôncavo e de Sergipe-Alagoas (ANP, 2013e).

A 1ª Rodada do Regime de Partilha de Produção, que licitará o Polígono Libra, área do pré-sal da Bacia de Santos (ver Figura 8). A ANP habilitou, no dia 3 de outubro de 2013, 11 empresas interessadas em participar de tal rodada: a japonesa Mitsui, a indiana ONGC, a malaia Petronas, as chinesas CNOOC e CNPC, a colombiana Ecopetrol, a Petrogal (da portuguesa Galp e da chinesa Sinopec), Petrobras, Repsol Sinopec Brasil (da espanhola Repsol com a chinesa Sinopec), a anglo-holandesa Shell e a francesa Total. A produção de Libra poderá vir a ser de um milhão de barris/dia, o que representa atualmente a metade da produção brasileira; daí a grande importância desta área e da Petrobras participar da licitação mesmo já tendo 30% de participação garantida por lei.⁵¹

50. Um dos questionamentos feitos ao Modelo do Setor Elétrico inserido na década de 1990 foi a privatização de empresas (Escelsa - distribuidora do Espírito Santo e Light - distribuidora do Rio de Janeiro) sem ao menos antes criar uma agência regulatória e definir corretamente os papéis dos agentes setoriais.

51. Apesar da Petrobras ter apresentado dificuldades financeiras nos últimos anos por conta dos investimentos no Pré-sal, no parque de refino, na importação de derivados (especialmente a gasolina) etc., o foco de uma empresa de petróleo é a descoberta de petróleo, pois não existe empresa petrolífera sem petróleo. É só lembrar do movimento das majors em busca de novas áreas de produção a partir da reestruturação da indústria de vários países na década de 1990. Desta forma, apesar das críticas de alguns especialistas, há um acerto na aposta da entrada da Petrobras no leilão de Libra. Além disso, a possível união com empresas chinesas poderá trazer os investimentos necessários à produção de Libra (aproximadamente US\$ 200 bilhões ao longo desta década). Aqui observa-se um movimento geopolítico interessante: Brasil como nova fronteira de produção de petróleo e China como um grande demandante do petróleo.

Tabela 7

Brasil: comparativo de resultados de todas as rodadas

Rodada de Licitação	Rodada 1 1999	Rodada 2 2000	Rodada 3 2001	Rodada 4 2002	Rodada 5 2003	Rodada 6 2004	Rodada 7 2005*	Rodada 9 2007	Rodada 10 2008	Rodada 11 2013
Bacias Sedimentares	8	9	12	18	9	12	14	9	7	11
Blocos Licitados	27	23	53	913	54	908	1134	271	130	289
Blocos Arrematados	12	21	34	21	101	154	251	117	54	142
Blocos Onshore Arrematados	0	9	7	10	20	89	210	65	54	87
Blocos Offshore Arrematados	12	12	27	11	81	65	41	52	0	55
R Proporção blocos arrematados / blocos licitados	44,44%	91,30%	64,15%	38,89%	11,12%	16,87%	22,13%	43,17%	41,54%	49,13
Área Licitada (km2)	1.321,78	592,71	898,23	1.441,05	162,392	202,739	397,600	730,79	703,21	1.558,13
E Área Arrematada (km2)	546,60	480,74	486,29	252,89	219,51	396,57	194,651	456,14	480,30	1.003,72
Área Onshore Arrematada	0	102,27	236,3	106,20	697	2846	1869,16	321,95	480,30	649,98
S Área Offshore Arrematada	546,60	378,47	452,56	146,69	212,54	368,11	77,35	134,19	0	353,74
U Tamanho Médio dos Blocos (km2)	4895	2577	1695	2669	179	222	351	270	541	539
Blocos não Arrematados	15	2	19	33	807	759	883	154	76	147
L Área não Arrematada	7751,8	111,97	411,94	1188,17	1404,41	1630,82	2029,49	274,65	223,41	554,41
Bônus de Assinatura (R\$)	321656637	468259069	594944023	92377971	27448493	665196028	1085802800	2109408831	89406927	2823205
T Bônus de Assinatura (US)	180919420	261670338	240794910	33883387	9153312	222061400	484070677	1140652588	37942169	1407591190
PBM (UT)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	33671	131137	195741	169436	128707
PBM (R\$)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	363504000	2046787422	1797411000	1367382000	611154000
D PBM (milhões de US)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	121218508	683276000	801318582	739405180	259359192
O Conteúdo Local Médio – Etapa de Exploração	25,00%	42,00%	28,00%	39,00%	29,00%	86,00%	74,00%	69,00%	79,00%	62,32%
O Conteúdo Local Médio – Etapa de Desenvolvimento e Produção	27,00%	48,00%	40,00%	54,00%	86,00%	89,00%	81,00%	77,00%	84,00%	75,96%
S Empresas que manifestaram interesse	58	49	46	35	18	30	52	74	52	71
S Empresas que pagaram a taxa de Participação	42	48	44	33	14	27	45	66	43	68
S Empresas Habilitadas***	38	44	42	29	12	24	44	61	40	64
S Empresas Nacionais Habilitadas	3	4	5	4	3	8	19	30	24	17
S Empresas Estrangeiras Habilitadas	35	40	37	25	9	16	25	31	16	47
S Empresas que apresentaram ofertas	14	27	26	17	6	21	32	42	23	39
S Empresas Nacionais que apresentaram ofertas	1	4	4	4	2	7	14	25	18	12
S Empresas Estrangeiras que apresentaram ofertas	13	23	22	13	4	14	18	17	5	27
S Empresas Vencedoras	11	16	22	14	6	19	30	36	17	30
S Empresas Vencedoras Nacionais	1	4	4	4	2	7	14	20	12	12
S Empresas Vencedoras Estrangeiras	10	12	18	10	4	12	16	16	5	18
S Novos Operadores	6	6	8	5	1	1	6	11	2	6

Fonte: ANP 2013d, p. 24

Nota: * Considerando-se apenas os blocos com riscos exploratórios.

** Referente a valores após a efetiva assinatura dos contratos de concessão.

*** Considera-se habilitada a empresa que cumpriu todos os requisitos para apresentação de oferta (qualificação + pagamento da taxa de participação + garantia de oferta).

N.A. Não se aplica.

PRÉ-SAL: O ASPECTO DA DEFESA NACIONAL

A descoberta do pré-sal e as mudanças regulatórias ocorridas poderão fazer com que o Brasil passe a ter uma posição privilegiada na Indústria Mundial do Petróleo (IMP). No entanto, o aproveitamento correto desses recursos requer o contínuo desenvolvimento tecnológico, montantes substanciais de investimentos, mitigação dos gargalos da indústria nacional de equipamentos para produção de petróleo, entre outras⁵². Adicionalmente, dada a importância dos recursos e dos possíveis volumes envolvidos no pré-sal (somente Libra poderá ter de 8 a 12 bilhões de barris recuperáveis, como foi dito anteriormente), um aspecto passa a ser muito importante: a defesa desta “riqueza”. Neste ínterim, deve-se salientar o caso da espionagem americana à Petrobras, mostrando o interesse nesta área e a fragilidade brasileira quanto ao tema “pré-sal e defesa nacional”.

Em um contexto mais geral, cita-se a dificuldade de demarcação das fronteiras marítimas e a necessidade do estabelecimento de convenções, que devem ser aceitas pela comunidade internacional. Este é o caso da Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (CNUDM), que

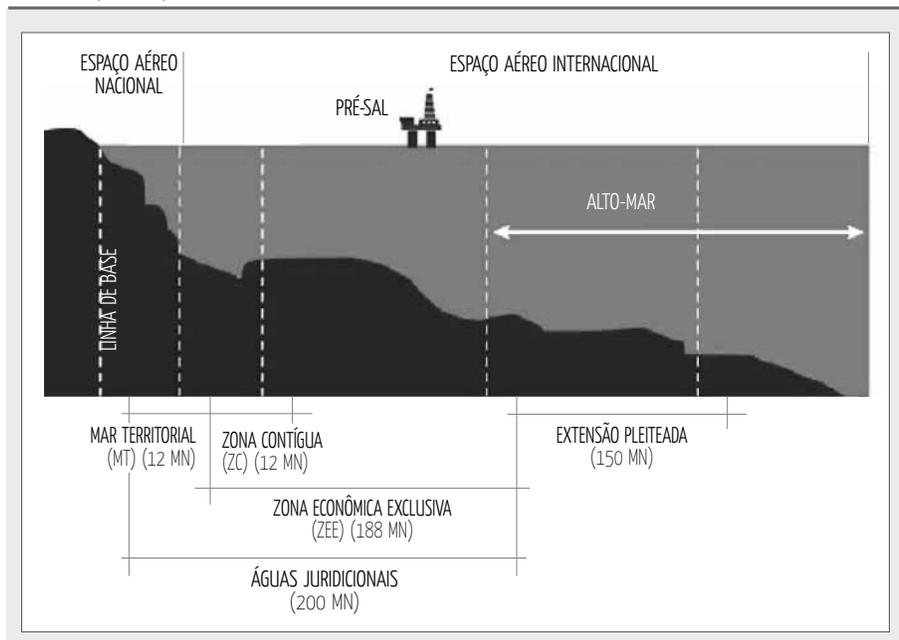
(...) estabeleceu um mar territorial (MT) de 12 milhas náuticas (22 km), contadas a partir de uma linha de base no continente; uma zona contígua (ZC), adjacente ao MT, que se estende das 12 até as 24 milhas náuticas; e uma zona econômica exclusiva (ZEE), faixa de 188 milhas náuticas, adjacente ao mar territorial (incluindo a ZC). A CNUDM estabeleceu, ainda, que os estados poderão pleitear aumento de suas ZEEs, caso cumpram determinados critérios técnicos, até uma extensão máxima de 350 milhas náuticas (648 km). Internamente, em 1993, o Brasil adotou as resoluções da CNUDM de 1982 e 1988, mas somente em 1994, com a ratificação do 60º país, a CNUDM entrou em vigor.” (MD, 2012, p. 41).

O problema é que importantes países não aderiram a esta convenção. Além disso, no caso do pré-sal, importantes regiões estão próximas ao limite das denominadas Águas Jurisdicionais; isto fez com que o Brasil pleiteasse uma extensão de 150 MN (milhas náuticas), como pode ser visto na Figura 16. A somatória das 200 MN com as 150 MN pleiteadas corresponde a “Amazônia Azul”, que possui outras riquezas além dos hidrocarbonetos, por exemplo, níquel e ferro.

52. Hoje, porém, a produção de petróleo e gás natural no pré-sal já é uma realidade, apesar dos custos envolvidos e da constante necessidade de desenvolvimento tecnológico.

Figura 16

Limites impostos pela CNDUM



Fonte: MD, 2012, p. 42.

Nota: Limites da Plataforma Continental (1 MN = 1,85 km).

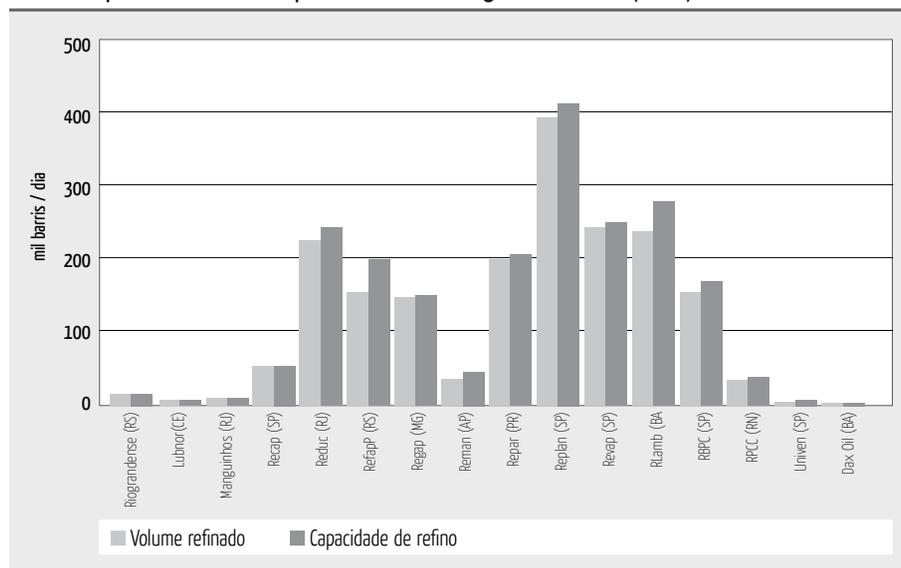
Petrobras

A importância da Petrobras, como empresa atuante em todos os segmentos da cadeia petrolífera e detentora de relevante conhecimento tecnológico, merece destaque. A estratégia de ser verticalizada sempre foi motivada pela diluição dos riscos nos segmentos da indústria petrolífera entretanto, atuar em vários segmentos também requer altos volumes de investimentos, o que, nos últimos anos, trouxe dificuldades financeiras conjunturais à Petrobras. É o caso, por exemplo, dos grandes investimentos requeridos pelo pré-sal, em refinarias⁵³ e na importação de derivados (especialmente, a gasolina). Pode-se acrescentar a tais dificuldades os gargalos da indústria nacional de equipamentos para a produção de petróleo, desde o início da Petrobras, por conta de

53. Outro ponto quanto ao refino, que deve ser mencionado, é que dificilmente consegue-se agregar valor à pauta de exportação de produtos e serviços associados à indústria petrolífera. Isto se dá pelo fato de grande parte da comercialização internacional ser de petróleo cru e não de derivados, pois os países preferem ter refinarias em seu território para, desta forma, importar e refinar o petróleo cru.

Figura 17

Volume de petróleo refinado e capacidade de refino, segundo refinarias (2012)



Fonte: ANP, 2013c.

não se conseguir obter máquinas e equipamentos para importação, a estatal foi “obrigada a patrocinar” a formação do parque industrial brasileiro. Neste momento não parece ser diferente, além das exigências quanto ao conteúdo local nas rodadas de licitação, as dificuldades de compra e aluguel de máquinas e equipamentos fizeram com que a indústria naval retomasse, em parte, a sua importância. Outro gargalo observado foi a falta de mão de obra qualificada, que, de certa forma, está sendo mitigada com o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (PROMINP).

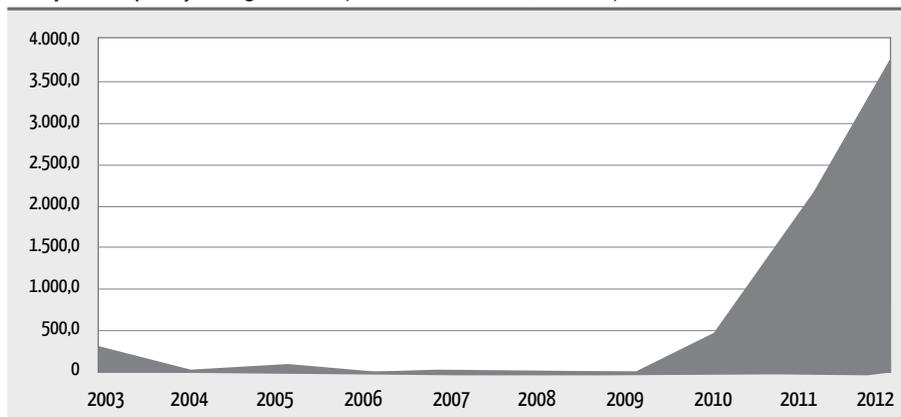
Quanto aos recursos destinados a refinarias, observa-se pela Figura 17, que há uma necessidade de ampliação do parque de refino por conta da atuação bem próxima da sua capacidade máxima já no final do ano de 2012. Tal situação foi motivada pelo Brasil, nos últimos dez anos, ter produzido e consumido 40% a mais de petróleo, mas a sua capacidade de refino ter sido incrementada somente em 4,5%. Tal defasagem poderia ser resolvida, caso os projetos da Petrobras fossem finalizados, já que o volume de petróleo processado aumentaria em, aproximadamente, 73%. Mas as dificuldades financeiras da Petrobras fizeram com que no seu planejamento os prazos das entregas das refinarias fossem postergados. Aliado a isto, verifica-se também margens

pequenas na atividade de refino, fazendo com que a própria Petrobras obtivesse prejuízos e, até mesmo, o setor privado não se interesse em entrar na atividade.

Como foi feito no passado no Brasil e em outros países, nos últimos anos, voltou-se deliberadamente a fazer uso da política de preços dos combustíveis como forma de contenção da inflação. Um dos possíveis resultados desta política é a ampliação da dificuldade financeira da empresa estatal; dificuldade esta incrementada, dentre outras coisas, por conta da sinalização do preço dos combustíveis, fazendo com que, por exemplo, a Petrobras tivesse que ampliar excessivamente a sua importação de gasolina, além de ter a margem de refino reduzida. O incremento da importação de gasolina A pode ser observado na Figura 18. Destaca-se, além da sinalização do preço dos combustíveis no Brasil, o aumento da importação de etanol por parte dos Estados Unidos dada a quebra de safra do milho.

Figura 18

Evolução da importação de gasolina A (Brasil, mil m³ - 2003 a 2012)



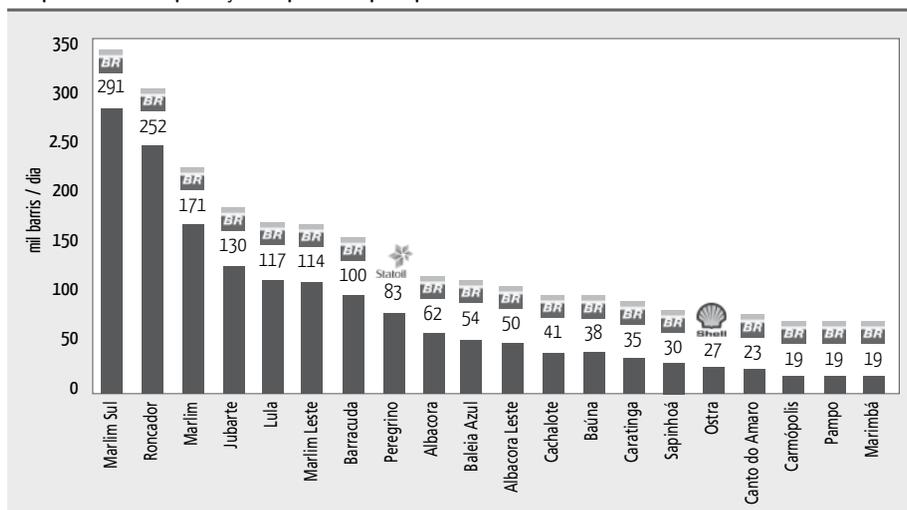
Fonte: ANP, 2013c.

Apesar das dificuldades e problemas citados, grande parte das empresas que entraram no segmento *upstream* brasileiro, nos últimos anos, o fizeram conjuntamente com a estatal⁵⁴. Além disso, a Petrobras também obteve a concessão de 100% de vários blocos, como também manteve aqueles em que ela já pro-

54. Caso a abertura ao setor privado tivesse ocorrido de outra forma como, por exemplo, com a privatização da Petrobras, como na Argentina (privatização da YPF), poder-se-ia, hoje, não ter havido descobertas como a do pré-sal por à época ser considerada uma estratégia arriscada e custosa. Ou, também, como no caso da Colômbia, em que a Ecopetrol não tinha o mesmo conhecimento tecnológico da Petrobras, o volume de reservas provadas não poderia ser ampliado.

Figura 19

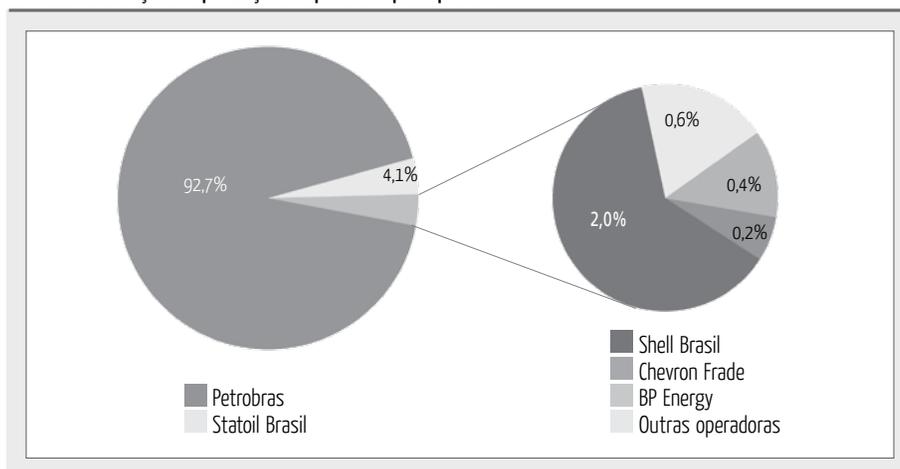
Campos com maior produção de petróleo, por operador



Fonte: ANP, 2013b.

Figura 20

Brasil: distribuição da produção de petróleo por operador



Fonte: ANP, 2013b.

duzia e os blocos referentes à cessão onerosa. Na Figura 19, verifica-se que dos 20 campos com maior produção de petróleo, 18 são operados pela Petrobras.

Adicionalmente, grande parte da produção de petróleo (92,7%), no Brasil, tem a Petrobras como operador, como pode ser visto na Figura 20.

Plano Decenal de Expansão (2021)

Quanto aos valores de produção potencial e demanda estimada previstos pela EPE para horizonte dos próximos dez anos, deve-se questionar alguns pontos fundamentais: (1) provisão dos montantes de investimentos necessários. De onde virão estes investimentos? (2) o que fazer com o excedente de petróleo, que no caso do ano de 2021, por exemplo, será de 47% do total produzido? (3) o incremento substancial na produção, caso haja políticas de preços de combustíveis de controle de inflação podem ocasionar sérias distorções econômicas e ambientais. Como sustentar uma matriz renovável em um país com grandes potenciais de reservas de hidrocarbonetos? O que fazer para que não ocorra a denominada “Doença Holandesa”? Para a mitigação deste problema, o governo criou o Fundo Social.

Na Tabela 8, vê-se a projeção da produção de petróleo e da demanda para o decênio.

Tabela 8

Campos com maior produção de petróleo, por operador

Recurso	Ano									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
PETRÓLEO										
Produção potencial	2,25	2,25	2,64	3,01	3,44	4,05	4,71	5,06	5,3	5,43
Demanda estimada	2,2	2,24	2,31	2,38	2,46	2,54	2,61	2,72	2,81	2,89
Excedente	0,05	0,01	0,33	0,63	0,98	1,52	2,1	2,34	2,49	2,54

Fonte: EPE, 2012, p. 212.

Gargalos da política do petróleo e da Petrobras no quadro atual

Os investimentos projetados para cinco anos (2013-2017) pela Petrobras aumentaram para 236,7 bilhões de dólares, um aumento de 5,3%, sendo US\$ 147,6 bilhões em exploração e produção e US\$ 64,8 bilhões em refino e outras atividades *upstream*. É o maior do mundo, para arcar com os investimentos no pré-sal. Entretanto a Petrobras teve seu primeiro prejuízo em 13 anos no segundo trimestre de 2013. Uma solução proposta foi a venda de ativos da empresa, particularmente no exterior, mas não é fácil atingir os US\$ 14 bilhões desejados.

A Petrobras é a grande refinadora nacional e fica na prática impedida de elevar os preços dos combustíveis, pois seu acionista controlador é o governo federal, que dá maior prioridade ao controle da inflação.

Vários fatores comparecem aqui. A manutenção dos preços dos derivados em nível baixo para controle da inflação se dá em detrimento da política energética. O diferencial entre os preços da gasolina e do etanol e o elevado

imposto cobrado na maioria dos estados; não compensa economicamente seu uso na maior parte do país. Dessa forma o consumo de etanol que havia superado o da gasolina após a difusão dos carros com motores flex, (usam gasolina ou etanol), foi novamente superado pelo de gasolina.

Ademais, o estímulo dado aos automóveis aumentou o acesso a eles pela população, beneficiada, pelo aumento da distribuição de renda, o que é socialmente justificado já que as classes de renda alta e média possuem carros luxuosos. Mas, com a deficiência do transporte público, a utilização de automóveis cresceu enormemente. Por outro lado, no transporte de carga o domínio absoluto do modo rodoviário, em detrimento dos outros modais, como o ferroviário e o hidroviário, exagera o consumo de diesel.

Completa o quadro das dificuldades o atraso na construção de novas refinarias, inclusive a do Nordeste em parceria com a PDVSA para processar óleo mais pesado. Como o óleo cru nacional de origem *off shore* até agora tem densidade mais alta que os óleos leves normalmente processados, o Brasil o exporta e importa óleo leve, com preço maior.

O SETOR GASÍFERO

O monopólio da Petrobras e dos Estados

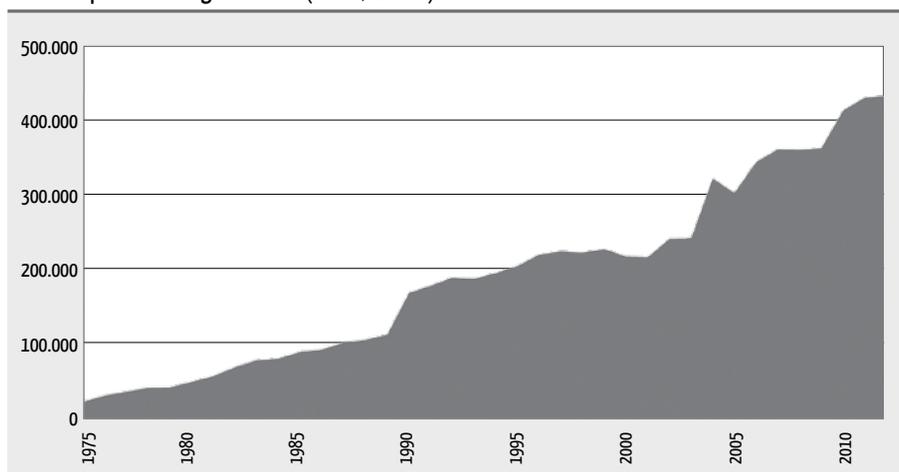
A indústria de gás natural, assim como a de petróleo, foi estabelecida, no Brasil, por meio de monopólio público estatal exercido pela Petrobras. A companhia atuava e, ainda hoje atua, em todos os elos da cadeia produtiva: exploração e produção; processamento; transporte; distribuição; armazenagem; e comercialização, com exceção da distribuição⁵⁵, que a partir da Constituição de 1988 em seu parágrafo 2º do art. 25 passou a ser atribuição dos Estados. O texto a seguir mostra a importância da atuação de uma empresa estatal integrada para a formação da indústria de gás natural no Brasil.

Durante mais de quatro décadas a Petrobras exerceu o monopólio legal sobre as atividades que compõem as indústrias de petróleo e gás natural no Brasil. Obedecendo a lógica econômica de integração dessas indústrias, buscando ganhos de escala e escopo, bem como ganhos derivados da coordenação e da diminuição dos custos de transação, o modo de organização industrial prevalente foi a integração vertical e horizontal das distintas atividades da cadeia. Neste contexto de empresa integrada e não sujeita à concorrência se desenvolveram os setores de petróleo e gás natural no país. (ANP, 2004, p. 4).

55. Até 1988, apenas os Estados do Rio de Janeiro e de São Paulo contavam com empresas distribuidoras. Nos demais Estados o fornecimento de gás para os grandes consumidores finais (industriais) ocorria sem intermediários, uma vez que tal fornecimento era diretamente executado pela Petrobras. (ANP, 2004, p. 5).

Todavia, cabe destacar que o seu desenvolvimento foi, em alguns segmentos, diferente do ocorrido no setor petrolífero, especialmente na parte de transporte e distribuição (indústrias de rede). Parte desta indústria (segmento *upstream*) tem a mesma configuração do setor petrolífero (indústria extrativa) e, quanto aos aspectos institucionais, regulatórios e setoriais, teve o desempenho similar, apesar de alguns empecilhos, tais como: grandes volumes de perdas (gás não aproveitado por reinjeção ou por queima em flares), insuficiência de infraestrutura para escoamento do produto (elevados custos de acesso) etc. Já a parte correspondente à indústria de rede (segmentos de transporte e distribuição), até hoje continua sendo um dos grandes gargalos do setor de gás natural brasileiro. Os principais problemas regulatórios e grande parte dos investimentos requeridos, depois do *upstream* do pré-sal, são provenientes de tais segmentos.

Na Figura 21, observa-se que a partir da década de 1980 há um aumento substancial do volume de reservas provadas de gás natural, assim como de petróleo, por conta até mesmo de grande parte da produção brasileira ser proveniente do gás associado. Isto se deu como resultado dos programas Procap-1.000, Procap-2.000 e Procap-3.000, em que a Petrobras e parceiros investiram em descobertas em águas profundas e ultraprofundas e, também, ao Plano de Antecipação da Produção de Gás Natural (Plangás), em que a estatal estava diretamente associada ao governo brasileiro.

Figura 21**Reservas provadas de gás natural (Brasil, 10^6m^3)**

Fonte: CAMPOS, 2007

Salienta-se, todavia, que até princípios dos anos 1980, a indústria de gás natural no Brasil reduzia-se a pequena oferta do estado da Bahia⁵⁶. Os grandes impulsionadores deste mercado foram as grandes descobertas na Bacia de Campos a partir do final da década de 1970, sustentando a oferta interna de gás natural e possibilitando a inserção desta fonte na matriz energética nacional e a construção do Gasoduto Bolívia-Brasil. No caso da atividade de distribuição de gás⁵⁷, o incipiente desenvolvimento da infraestrutura até o final da década de 1980 deu-se, entre outros motivos, a indefinição jurídica quanto à esfera em que deveria estar o poder concedente deste serviço: município, estado ou União. Com a Constituição de 1988, definiu-se que a distribuição de gás canalizado seria de responsabilidade dos estados, desta forma, a indústria de gás natural passa a ser inserida em duas esferas administrativas; no caso dos segmentos de pesquisa, exploração, produção, importação e transporte, a competência é da esfera federal; e no caso do segmento de distribuição, a esfera de competência é a estadual. Ter duas instâncias de competência regulatória pode ser um empecilho ao desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil dado as indefinições regulatórias provenientes dos conflitos entre as reguladoras estaduais e a ANP e, também, pela delimitação do espaço de atuação de cada órgão regulador.

A competência regulatória do setor de gás natural no Brasil pode ser vista na Figura 22.

Adicionalmente, dada à necessidade de grandes montantes de investimentos na infraestrutura de distribuição e dado ao fato das companhias estaduais de gás serem novas (exceção da CEG, 1982 e Comgás, 1988), o modelo adotado na constituição destas empresas foi, na maioria dos estados, o tripartite (estados, Petrobras e iniciativa privada). Aqui, mesmo sem o monopólio da Petrobras, observa-se a grande participação da estatal na atividade.

Com a flexibilização setorial proveniente da Emenda Constitucional nº 5/95, além do modelo tripartite e da atuação da BR Distribuidora na distribuição de gás canalizado no Espírito Santo⁵⁸, a atividade de distribuição passou a

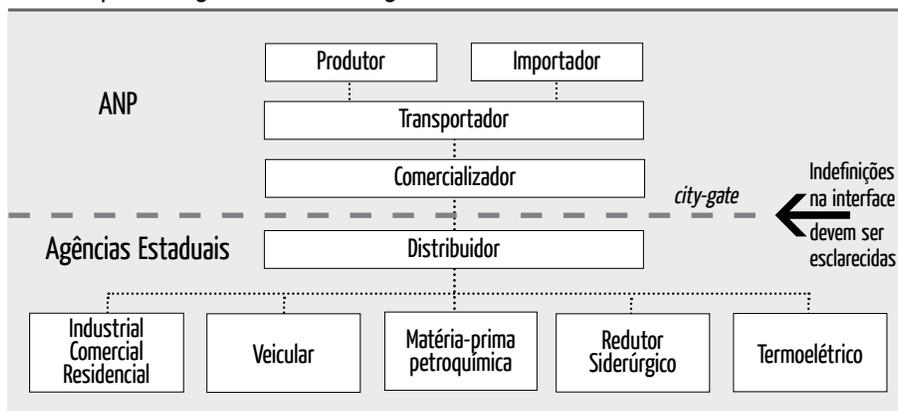
56. Os principais fatores do parco desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil são, entre outros: (1) grande parte do gás natural encontrado era associado ao petróleo e considerado um problema pelo produtor (Petrobras) (principalmente, quando a queima deste insumo passou a ser questionada, por representar um grande problema ambiental); (2) necessidade de montantes volumosos de investimentos em infraestrutura para transporte e distribuição do gás natural; (3) existiam substitutos mais baratos (por exemplo, o óleo combustível); (4) insegurança regulatória etc.

57. Este ponto somente foi definido na CF/88 (art. 25, § 2º), em que se atribuía aos estados a atividade de distribuição de gás canalizado, a ser exercida diretamente ou por meio de empresas estatais (este texto, como será visto no próximo item, foi modificado pela Emenda Constitucional nº 5/95, que permitiu a concessão do serviço de distribuição de gás a empresas privadas, entretanto mantendo o monopólio estadual para este segmento).

58. O contrato de concessão assinado pela BR Distribuidora (100% Petrobras) para distribuição de gás canalizado foi celebrado em 1993, com validade para 50 anos e sem licitação. Cabe destacar que o contrato foi feito antes das leis nº 8.987/95 e nº 9.074/95, o que está sendo questionado judicialmente.

Figura 22

Brasil: competência regulatória no setor de gás natural



Fonte: CAMPOS, 2007

ter atuação de empresas totalmente privadas e áreas de concessão privatizadas. Aqui, o que se observa é que o descompasso entre as regulações estaduais do segmento de distribuição de gás natural é nítido, sendo que em alguns estados as resoluções apresentam um aspecto fortemente político-regional. Além disso, mesmo com a possibilidade de concessão da distribuição à iniciativa privada, tal segmento continua extremamente concentrado, pois a Petrobras tem participação em praticamente 67% das distribuidoras.

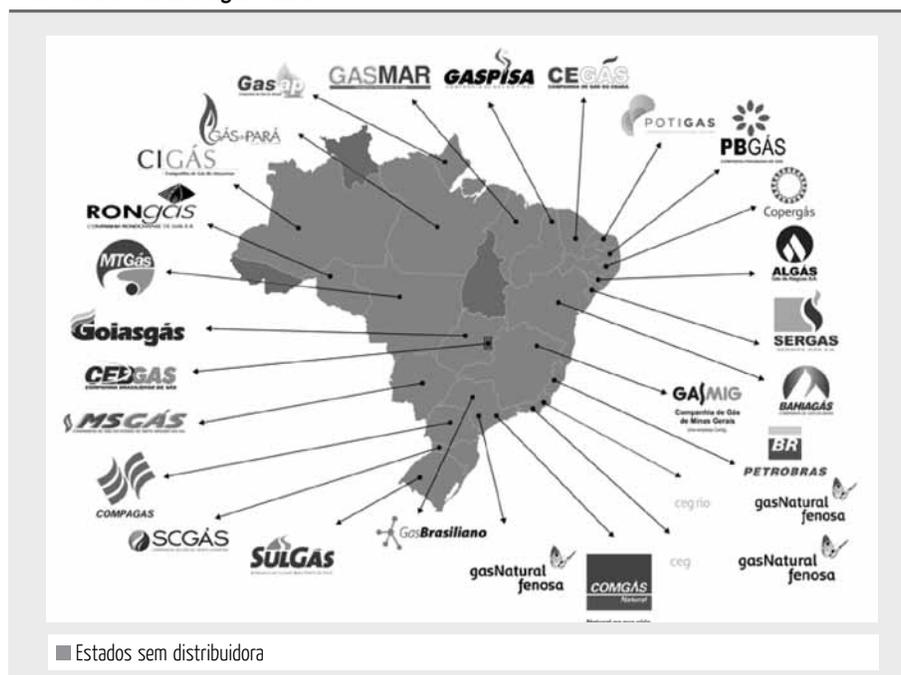
Na Figura 23, apresenta-se um mapa das distribuidoras de gás natural no Brasil.

Década de 1990: flexibilização do monopólio estatal exercido pela Petrobras e do parágrafo 2º do Artigo 25 da Constituição Federal de 1988

As grandes mudanças regulatórias nos setores de infraestrutura, no Brasil, ocorreram nos anos 1990, como parte de reformas maiores na própria configuração do Estado e da economia. Neste ínterim, encontrava-se, também, uma indústria nascente: gás natural. Inicialmente, no caso dos monopólios naturais (segmento de transporte e distribuição de gás natural) algumas legislações foram estabelecidas, para permitir a inserção do capital privado, entre elas, a Lei nº 8.987/95 (Lei de Concessão de Serviços Públicos), que regula o artigo 175 da Constituição Federal de 1988 e a Lei nº 9.074/95, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos.

Figura 23

Brasil: distribuidoras de gás natural



Fonte: ABEGÁS, 2013.

Entretanto, mesmo com tais legislações, algumas atividades econômicas eram referenciadas na CF/88 como monopólios da União e deveriam ser modificadas: petróleo, gás natural e telecomunicações. A CF/88 no seu parágrafo 2º do art. 25 estabelecia que cabia somente aos Estados da Federação explorar os serviços locais de gás canalizado mediante empresa estatal. Com o objetivo de inserção de um ambiente mais competitivo foi modificado o texto constitucional com a Emenda Constitucional nº 5/95, que permitiu que os serviços locais de gás canalizado fossem explorados por empresas privadas.

Artigo Único. O parágrafo 2º do art. 25 da Constituição Federal passa a vigorar com a seguinte redação:

Cabe aos Estados explorar diretamente, *ou mediante concessão*, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação. (Grifo nosso. Emenda Constitucional nº 5/95).

Outra mudança pertinente foi estabelecida por meio da EC nº 9/95: a flexibilização do monopólio da Petrobras e a permissão de atuação de empresas privadas em todos os elos da cadeia de petróleo e gás natural. Dois anos depois, foi sancionada a Lei nº 9.478/97 (Lei do Petróleo) que regulamenta a indústria de petróleo e de gás natural, criando o órgão regulador setorial Agência Nacional do Petróleo (ANP) e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Todavia, a Lei do Petróleo não tratava de forma coerente as várias atividades da indústria de gás natural, o que foi questionado pelos agentes e deu origem a Lei nº 11.909/09 (Lei do Gás). Em especial, tal lei não contemplava as características intrínsecas ao setor, a saber: (1) indústria de rede⁵⁹; (2) especificidade dos ativos⁶⁰; e (3) monopólio natural⁶¹.

Na Tabela 9, são apresentadas as comparações entre a Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97) e os projetos de lei referentes à indústria de gás natural.

Atualmente, no setor de gás natural, as principais legislações federais pertinentes são a Lei do Petróleo, que trata do segmento *upstream* e a Lei do Gás, que trata das atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Além, é claro, da Constituição Federal de 1988 e Emendas Constitucionais nº 5/95 e nº 9/95.

Segundo a ANP (2013b), importantes mudanças ocorreram com a Lei do Gás, como pode ser visto na Figura 24.

A Lei do Gás também possibilitou outras relações contratuais entre os agentes, anteriormente não permitidas, ao criar os agentes autoprodutores⁶², autoimportadores⁶³ e consumidores livres⁶⁴. Na Figura 25, mostra-se a nova estrutura da indústria brasileira de gás natural.

59. Indústria de rede: é o conjunto das indústrias dependentes da implantação de malhas ou redes para o transporte e distribuição ao consumidor dos seus respectivos produtos. É um caso especial de monopólio natural, que explora a multiplicidade de relações transacionais entre os agentes econômicos situados em diferentes nós da rede, envolvendo um princípio de organização espacial e territorial. Como exemplo, pode-se citar as indústrias voltadas para a oferta de infraestrutura econômica, tais como, o setor elétrico e o de gás natural.

60. Especificidade dos ativos: é a não possibilidade de uso alternativo do ativo caso haja rompimento contratual. Tal definição está totalmente ligada à noção de custos irrecuperáveis (*sunk costs*).

61. Monopólio natural: ocorre quando um único produtor é capaz de produzir a um custo menor do que se houvesse dois ou mais produtores no mercado.

62. Autoprodutor: agente explorador e produtor de gás natural que utiliza parte ou totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais (Lei nº 11.909/09).

63. Autoimportador: agente autorizado para a importação de gás natural que utiliza parte ou totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais (Lei nº 11.909/09).

64. Consumidor livre: consumidor de gás natural que, nos termos da legislação estadual aplicável, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador (Lei nº 11.909/09).

Tabela 9

Considerações acerca da legislação da indústria de gás natural no Brasil

	Lei nº 9.478/97 e Resoluções da ANP	PL nº 6.666/06 - Projeto de Lei do Sr. Luciano Zica	PL nº 334/07 (PLS 226/05) - Projeto de Lei do Sr. Rodolpho Tourinho	PLC nº 90/07 (PL nº 6.673/06) - Projeto de Lei do Poder Executivo
Regime Legal do Gasoduto	Autorização para todos os gasodutos de transporte.	Autorização para todos os gasodutos de transporte.	A concessão se aplica a todos os gasodutos existentes, em licenciamento e novos. O período de migração para o regime de concessão para gasodutos existentes e em licenciamento será de 8 a 15 anos.	Autorização: gasoduto sob acordo internacional e para propósitos específicos. Concessão: todas as outras situações. MME dita regime dos novos gasodutos. Para gasodutos existentes permanece a autorização.
Livre Acesso	Negociado para todos os gasodutos existentes. Intervenção da ANP apenas em caso de conflito.	Não há qualquer obrigatoriedade de que o transportador que tenha capacidade em seu duto permita sua utilização por terceiros.	Regulado para gasodutos em concessão.	Negociado para gasodutos existentes. Negociado para novos gasodutos autorizados. Regulado para gasodutos sob concessão.
Prazos para a Suspensão do Livre Acesso Concurso	Até 6 anos para novos gasodutos.	Não há garantia de livre acesso e nem prazos para a suspensão do livre acesso.	Até 8 anos para gasodutos existentes e em licenciamento. 15 anos para gasodutos nas Regiões Norte e Centro-Oeste.	Até 10 anos para gasodutos existentes e sob licenciamento. ANP e MME determinarão prazos para novos gasodutos.
Público (<i>open season</i>)	Transportador dá início a concurso público se carregador requisitar nova capacidade firme e após um ano do último concurso público.	Transportador dá início a concurso público se carregador requisitar nova capacidade firme e após um ano do último concurso público.	Quando expandir gasodutos novos e existentes.	Quando expandir a capacidade para gasodutos novos e existentes. MME regula e ANP implementa o concurso público.
<i>Unbundling</i>	Obrigações de ter empresa separada para construção e operação. Sem restrições à verticalização.	Obrigações de ter empresa separada para construção e operação. Sem restrições à verticalização.	Medidas reforçadas (equipes separadas, orçamento, planejamento) para separação do transporte e comercialização. Gasodutos terão contabilidade separadas para transporte e armazenamento.	Sem restrições à verticalização. Obrigações de se manter empresa separada para construção e operação. Gasodutos sob concessão terão contabilidade separadas para transporte e armazenamento.

Fonte: Elaboração do autor a partir de BG GROUP; Lei nº 9.478/97; PL nº 6.666/06; PL nº 334/07; PLC nº 90/07.

Entretanto, a expansão da malha ainda é muito inferior ao que se esperava com a Lei do Gás e os investimentos requeridos muito superiores aos que já foram feitos; isto motivado, especialmente, por insegurança regulatória e a não resolução adequada de temas polêmicos, tais como: (1) a classificação de gasodutos (gasoduto de transferência, gasoduto de transporte, gasoduto de escoamento de produção e gasoduto de distribuição – lembrando-se que a distribuição não é tratada em âmbito federal e sim em âmbito estadual); (2) as

Figura 24

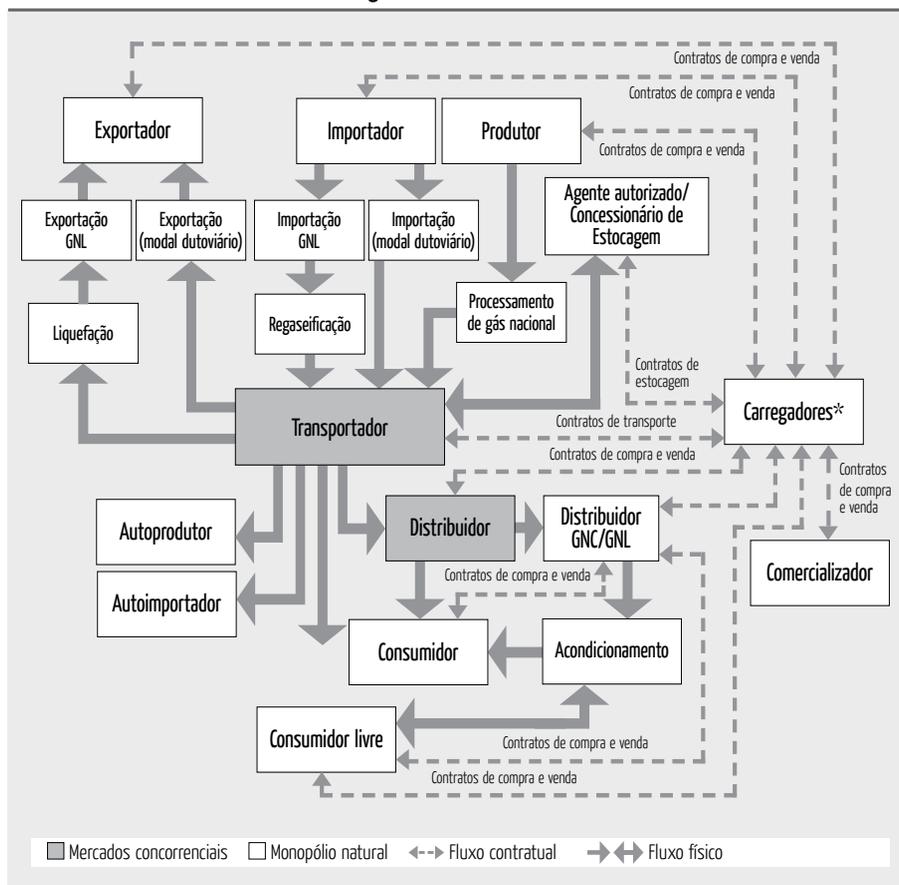
Comparação de itens da Lei do Petróleo e da Lei do Gás

	Lei 9.478/97 ("Lei do Petróleo")	Lei 11.909/09 ("Lei do Gás")
Transporte de gás natural	Autorizado pela ANP	Concedido por meio da ANP: <ul style="list-style-type: none"> - contratos de concessão firmados com MME; - 30 anos (prorrogáveis por até o mesmo período). Autorizado em casos específicos: <ul style="list-style-type: none"> - gasodutos que envolvam Acordos Internacionais; - gasodutos existentes (em 05/03/2009); - gasodutos que em 05/03/2009 tenham: (i) sido autorizados pela ANP, mas não tenham iniciado a construção; (ii) iniciado licenciamento ambiental; - ampliações dos gasodutos enquadrados nos requisitos anteriores.
Qualidade do gás	Estabelecida pela ANP	Estabelecida pela ANP
Contratos de transporte	ANP recebia os contratos depois de firmados (15 dias após).	ANP necessita aprovar os contratos previamente.
Novos gasodutos	Propostas pelo agentes de mercado.	Propostas pelo MME (Iniciativa própria ou terceiros).
	Lei 9.478/97 ("Lei do Petróleo")	Lei 11.909/09 ("Lei do Gás")
Acesso	Negociado entre as partes	Regulado (definido na chamada pública) - para STF, STI e STE.
Tarifas de transporte	Negociado entre as partes	Estabelecida (concessão) ou aprovada previamente (autorização) pela ANP.
Estocagem	Não contemplada	Concedida (em reservatórios de hidrocarbonetos devolvidos à União e em outras formações geológicas não produtoras de hidrocarbonetos) ou autorizada (em instalações distintas das anteriores) pela ANP.
Importação e Exportação	Autorizada pela ANP	Autorizada pelo MME (Portarias a serem publicadas). ANP instrui o processo.
Comercialização	Não contemplada	Autorizada pela ANP
Contingência	Não contemplada	ANP realizará a supervisão da movimentação de gás natural nas redes de transporte. Comitê de Contingência coordenado pelo MME.
Introdução de novos agentes	-	Autoprodutor Autoimportador Consumidor livre

Fonte: ANP, 2013b.

Figura 25

Nova estrutura da indústria brasileira de gás natural



Fonte: ANP, 2009, p. 33.

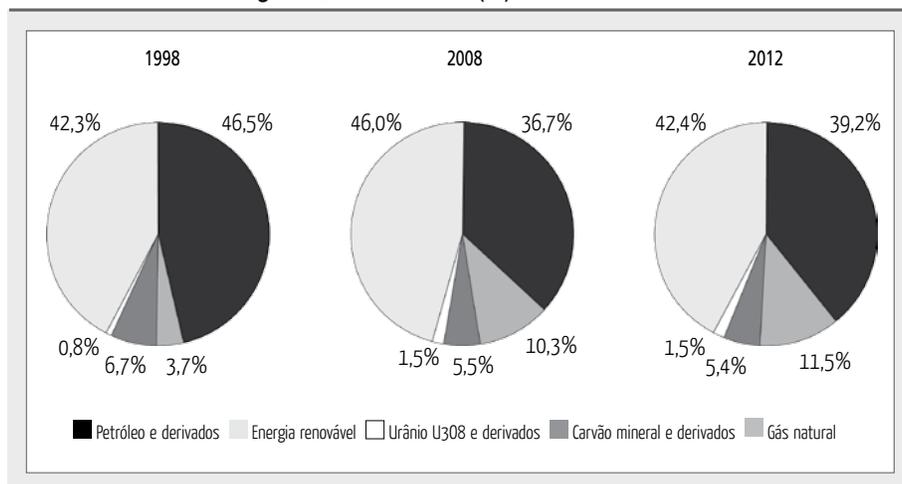
definições de consumidor livre, pois cada estado da Federação, a partir de legislação própria pode definir parâmetros para definir quais agentes podem ser considerados consumidores livres; (3) o acesso de terceiro aos gasodutos; (4) o período de exclusividade; (5) a expansão da malha e o Plano de Expansão da Malha de Transporte de Gás Natural (PEMAT); dentre outros.

Situação atual

Nos últimos anos, porém, dada às pressões ambientais e aos incentivos do governo brasileiro a ampliação da indústria gasífera, a participação do gás natural na matriz energética brasileira aumentou (Figura 26). Todavia, deve-se

Figura 26

Brasil: oferta interna de energia, 1998, 2007 e 2012 (%)



Fonte: Elaboração própria a partir de EPE, 2009 e EPE 2013.

salientar que, apesar da relevante participação na matriz energética em 2012 (11,5%), a indústria de gás natural no Brasil ainda é considerada emergente, o que dificulta a inserção da concorrência em setores que são considerados monopólios naturais (transporte e distribuição). Mas ainda há dúvidas se o objetivo correto do governo federal deveria ser mesmo a ampliação da concorrência por si só, ou dever-se-ia pensar em ampliação da malha e acesso a esta fonte a maior parte possível da população.

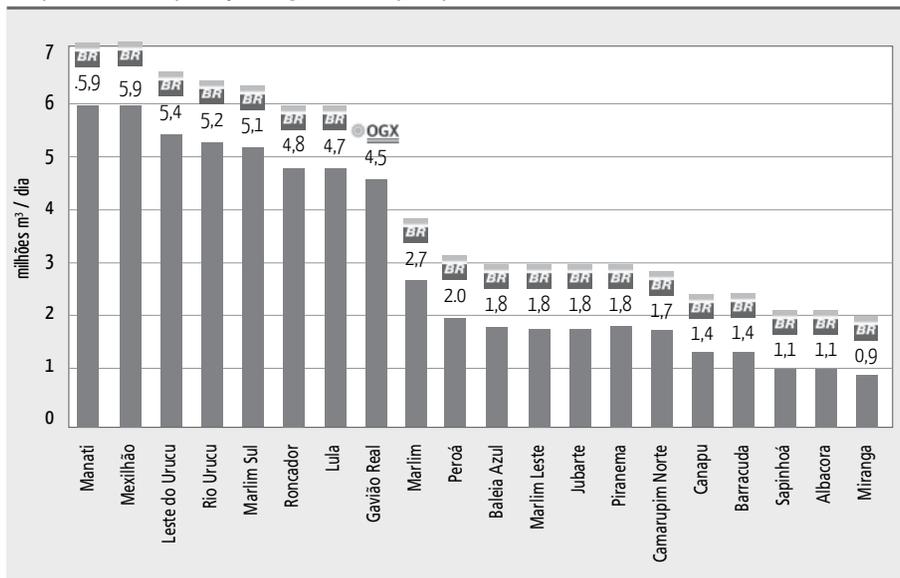
Mesmo com a flexibilização da indústria de gás natural, a Petrobras continua tendo grande poder de mercado em todos os elos da cadeia de gás natural. Na Figura 27, observa-se que dos 20 maiores campos de produção de gás natural, somente o campo Gavião Real (da empresa OGX) não tem como operador a estatal Petrobras.

Adicionalmente, grande parte da produção de gás natural (93,1%), no Brasil, tem a Petrobras como operador, como pode ser visto na Figura 28. No final do ano de 2012, por sua vez, este percentual era ainda maior (98,7%), a redução é proveniente da produção da OGX Maranhão.

Outro ponto importante a ser salientado é que desde 2003 o consumo total de gás natural no Brasil encontra-se acima da produção (Figura 29). Anteriormente, o que se podia observar era exatamente o contrário. Isto fez com que ocorresse nos últimos anos um aumento substancial da importação de

Figura 27

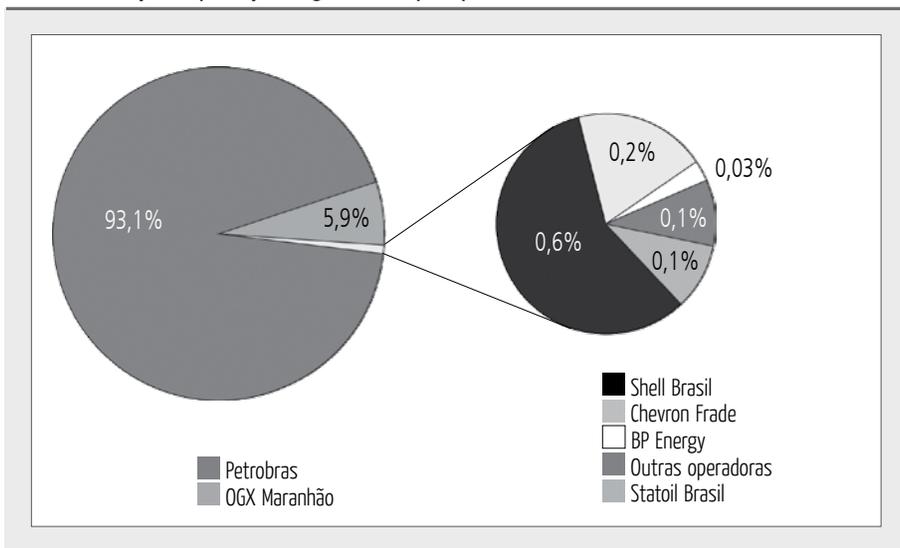
Campos com maior produção de gás natural, por operador



Fonte: ANP, 2013a.

Figura 28

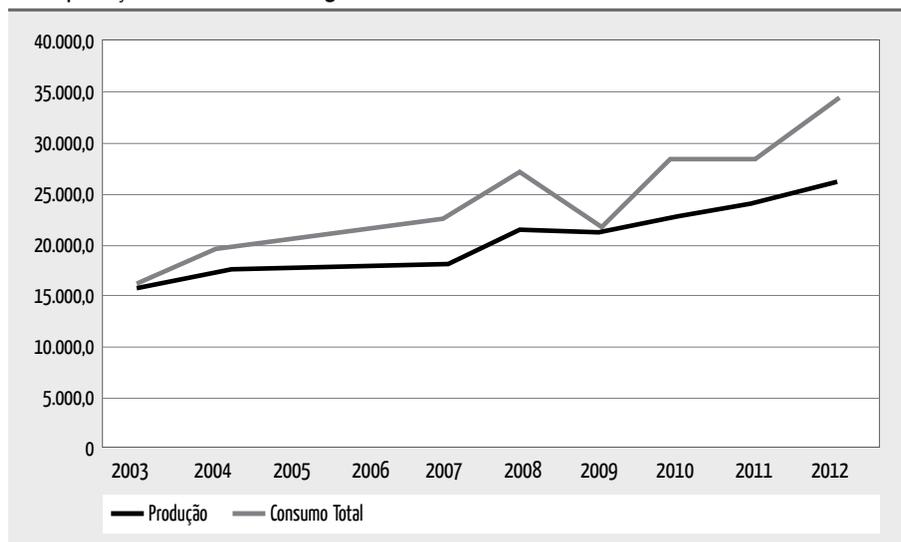
Brasil: distribuição da produção de gás natural por operador



Fonte: EPE, 2013c.

Figura 29

Brasil: produção e consumo total de gás natural



Fonte: EPE, 2013c.

gás natural, especialmente o proveniente da Bolívia. Todavia, deve-se destacar, também, a importação e exportação de Gás Natural Liquefeito (GNL) por parte do Brasil, ampliando, assim, a flexibilidade e possibilitando a redução da vulnerabilidade quanto ao gás natural canalizado proveniente de gasodutos de países fronteiriços (especialmente, Bolívia e Argentina).

Por fim, diferentemente da atividade de refino, o processamento de gás natural ainda não está na sua capacidade máxima, o que permite uma maior tranquilidade aos agentes econômicos e regulatórios envolvidos (Figura 30).

O SETOR DE BIOCOMBUSTÍVEIS

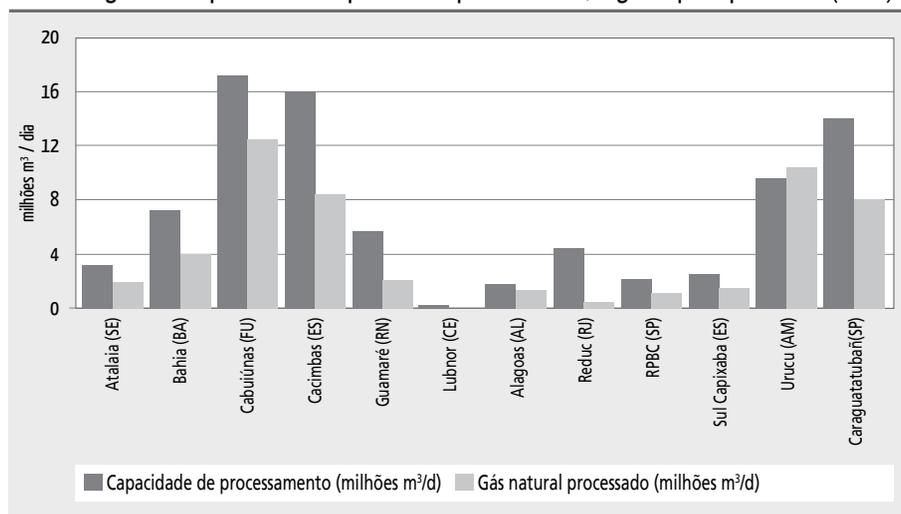
Etanol

A participação estatal no setor sucroalcooleiro acontece desde os tempos de colônia, regulando preços e cotas de produção ou nas relações entre os usineiros e os trabalhadores. Desde aquela época, o setor vem enfrentando diversas crises de superprodução de consequentes quedas de preços, e também de quebras de safra, ou de momentos de grande prosperidade em função das elevadas cotações do açúcar e petróleo no mercado internacional.

O primeiro marco importante da história do setor foi a criação do Instituto do Açúcar e Alcool (IAA), em 1933. Ele passou a ser responsável por con-

Figura 30

Volume de gás natural processado e capacidade de processamento, segundo polos produtores (2012)



Fonte: ANP, 2013c.

trolar e estimular a produção de açúcar e álcool no Brasil, buscando reduzir as tensões entre os fornecedores de cana e os usineiros, através de leis que hoje podem ser consideradas intervencionistas.

Em 1971, o governo brasileiro lançou dois programas de estímulo ao setor. O Programa de Racionalização da Agroindústria Canavieira buscou, através da concessão de linhas de crédito, modernizar o setor e aumentar sua produtividade. Já o programa Planalsucar visava promover o melhoramento genético da cana-de-açúcar. Ambos os programas foram considerados bem sucedidos (Oberling, 2008).

Em 1973, o primeiro choque do petróleo promoveu um desequilíbrio na balança comercial brasileira, em razão do grande aumento dos preços do petróleo no mercado internacional e da elevada dependência externa por este tipo de combustível, na época situada em cerca de 80% (Baer, 1996).

O Proálcool surge então no contexto do primeiro choque do petróleo, como oportunidade para reduzir a dependência externa de energia e, conseqüentemente, reduzir o *déficit* em conta corrente. O programa criado em 14 de novembro de 1975, pelo Decreto Lei nº 76.793, visava estimular a produção do álcool para o atendimento da demanda interna. O suporte governamental proporcionou uma vasta ampliação da estrutura produtiva já existente, em especial no interior de São Paulo, o que fortaleceu a tradicional estrutura da agroin-

dústria canavieira, baseada na produção integrada, nas grandes propriedades fundiárias e no paternalismo estatal (Gonçalves, 2005 apud Oberling, 2008).

Em 1979, a conjuntura internacional novamente influenciou o destino do álcool combustível. Com o segundo choque, os preços do petróleo saltaram para patamares bastante elevados, mantendo-se neste nível em toda a primeira metade da década de 1980. Como resposta, nesse mesmo ano, o governo anuncia a segunda etapa do Proálcool elevando o papel do etanol não somente como uma mistura à gasolina, mas como combustível propriamente dito, o álcool hidratado.

94

No decorrer da segunda fase houve um fortalecimento da produção em estados já tradicionais nesse segmento, como São Paulo e Rio de Janeiro, no Sudeste, e Alagoas e Pernambuco, no Nordeste, além do crescimento significativo nos estados de Minas Gerais, Paraná, Paraíba e Rio Grande do Norte (Shikida & Bacha, 1999).

Na segunda metade da década de 1980 o Proálcool começou a experimentar o início do seu declínio, que ocorreu em função do limitado planejamento governamental sobre a oferta de combustível, levando a um desajuste entre a grande demanda criada pelos carros a álcool e a produção de álcool combustível. Enquanto a demanda crescia regularmente, a oferta parou de crescer a partir de 1985 (Oberling, 2008).

Naquele período, o preço internacional do petróleo inverte sua tendência de alta e, a partir de 1986, o preço da gasolina que servia de referência para o álcool hidratado, começa a se tornar competitivo frente ao combustível renovável. Ao mesmo tempo, o crescimento regular da produção brasileira de petróleo diminuiu quase que pela metade a dependência externa pelo combustível importado entre 1979 e 1989. Nesta mesma época, os planos econômicos do governo priorizavam o controle da inflação e do *déficit* público. Assim, financiamentos subsidiados pelo governo foram suspensos, e o crescimento da produção deveria ser atingido pelo aumento da produtividade, e não com a abertura de novas unidades produtoras.

Além disso, enquanto a continuidade ou não do programa era discutida pelo governo, a partir de 1986 a Petrobrás começou a acumular um crescente *déficit* da conta do álcool e começou a retardar as compras aos produtores de etanol. Além disso, os produtores reclamavam da defasagem dos preços de venda de seu produto, determinado pelo antigo Conselho Nacional do Petróleo, reflexo da política de controle da inflação na época (Santos, 1993).

A combinação dos fatores expostos fez com que a produção ficasse estagnada em torno de 11 bilhões de litros entre as safras 1985-1986 e 1989-1990. Apenas na safra 1989-1990, 28 destilarias autônomas financiadas pelo

Proálcool quebraram. O crescimento desenfreado da demanda por álcool hidratado resultante de subsídios governamentais para a compra de carros a álcool levou a uma crise de abastecimento na entressafra 1989-1990, afetando de forma importante a credibilidade do programa. Este fato, aliado aos baixos preços da gasolina no período, contribuiu para uma grande queda nas vendas de veículos a álcool nos anos seguintes (Scandiffio, 2005).

Com o fim da IAA em 1990, o planejamento e o controle do setor ficou com a Secretaria de Desenvolvimento Regional da Presidência da República e, mais à frente, com o Conselho Interministerial do Álcool (CIMA). Ao longo da década de 1990, os órgãos foram retirando aos poucos os mecanismos de planejamento e controle da produção. Em 1997, os preços do álcool anidro foram liberados e, em 1999 foi a vez dos preços do açúcar, da cana-de-açúcar e dos outros derivados da cana. Assim, a partir da safra 1998-1999 um novo modelo de relacionamento entre os produtores de cana-de-açúcar e os usineiros se configura, prevalecendo as regras do livre mercado (Scandiffio, 2005).

A despeito do esforço governamental em aumentar a venda de carros a álcool, apenas a partir de março de 2003, com a entrada dos carros de ciclo Otto com tecnologia flexível (ou flex-fuel), o setor conseguiu finalmente o impulso que precisava. Os motores do tipo flex-fuel aceitam tanto álcool hidratado como gasolina ou qualquer mistura dos dois combustíveis para o seu funcionamento, e representam uma notável evolução tecnológica da indústria automotiva brasileira, abrindo novas perspectivas para expansão do consumo de etanol no mercado interno (Scandiffio, 2005).

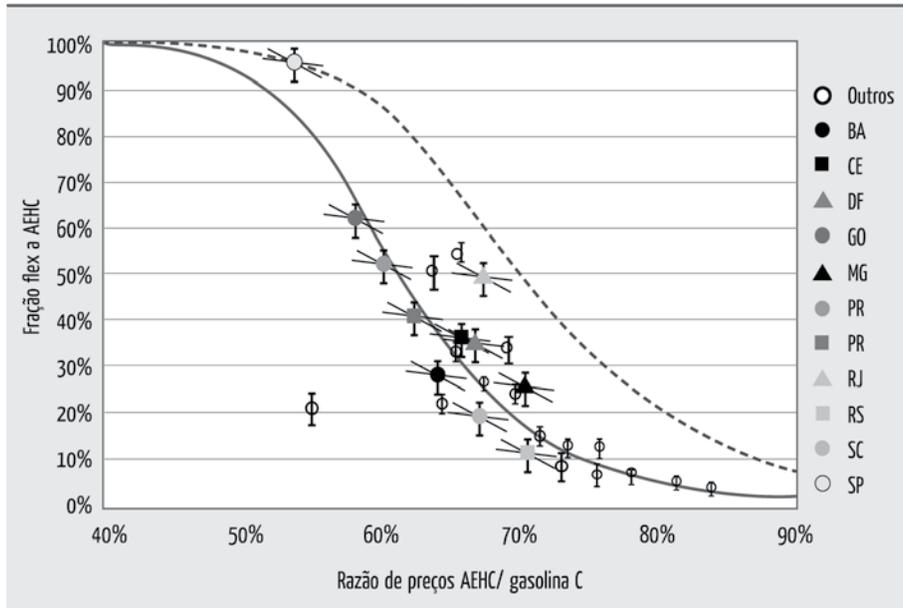
Auxiliado pelos altos preços do petróleo no mercado internacional e pelas reduções de custos dos produtores no mercado interno, o etanol hidratado passou a ser competitivo diante da gasolina, em particular durante o período de safra. A atratividade do combustível ao consumidor aumentou devido à flexibilidade de utilização dos dois combustíveis, não ficando assim, vulnerável às variações dos preços e da oferta.

O que se criou foi uma relação de produtos substitutos entre o etanol e a gasolina, permitindo que o consumidor reaja imediatamente às oscilações dos preços. Devido à diferença entre os conteúdos energéticos dos dois combustíveis, pode-se dizer que a utilização do etanol se torna vantajosa frente a gasolina quando o preço deste é de até 70% do preço da gasolina.

Entretanto, devido às características continentais do Brasil e localização da produção, o preço do etanol varia bastante entre os estados. Dessa forma, mesmo em momentos onde a média de preços do etanol supera 70% do preço médio da gasolina no Brasil, em diversos estados o uso do etanol continua vantajoso. A Figura 31, apresenta uma curva que tenta expressar a escolha do

Figura 31

Fração da frota de veículos flexíveis operando com AEHC em função da relação de preços entre o AEHC e a gasolina C, nos postos, em cada unidade da Federação e a média brasileira



consumidor proprietário de veículos do tipo flex-fuel nos diferentes estados, assim como a média brasileira (linha contínua da figura).

Resultados do modelo: pontos fortes e dificuldades

O sucesso do etanol sofre influência direta da conjuntura econômica, das políticas internas, assim como da política internacional. Um fato novo decorre da entrada das preocupações ambientais com as mudanças no clima, colocando o etanol como uma das estratégias de mitigação de emissão de gases de efeito estufa. A importância do etanol combustível transcendeu as fronteiras brasileiras e ganhou importância no cenário mundial. Os crescentes preços do barril de petróleo e o aumento da preocupação mundial com as questões ambientais, em especial no que se refere às mudanças climáticas globais, vêm estimulando a busca por energias alternativas ao petróleo que sejam renováveis, como a biomassa, a hidroeletricidade, a eólica e a solar.

Além disso, a inserção dos veículos flex-fuel na frota brasileira promoveu nova expansão da produção de etanol. Apenas entre 2005 e 2009 mais de cem

novas plantas produtoras de etanol instalaram-se no país (Sousa & Macedo, 2010). Isto foi possível devido aos fortes incentivos do BNDES, que em 2008 direcionou 7% do total de desembolsos do banco ao setor, um recorde até hoje.

A crise econômica mundial de 2008 afetou o setor sucroalcooleiro fortemente e, essa expansão da produção arrefeceu. Ao mesmo tempo, o consumo do etanol e suas projeções futuras se mantinham ascendentes, fruto de política governamental de redução de IPI em veículos particulares, a fim de estimular o setor automotivo e sua cadeia produtiva.

Somando-se a isso, fatores climáticos impactaram negativamente na produção da cana-de-açúcar e o país atravessou uma alta acentuada nos preços do etanol combustível, especialmente nos períodos de entressafra da região centro-sul de 2010 e 2011. Nos meses que anteciparam a safra de 2011, o preço do etanol chegou a atingir 2,50 reais por litro (R\$/l) na média de preços ofertados aos consumidores das capitais (MME, 2011).

As vendas de etanol hidratado combustível nas distribuidoras em 2010 foram quase 10% menores que as vendas de 2009 (ANP, 2011). Dados acumulados de janeiro a outubro de 2011 mostram redução de aproximadamente 25% nas vendas em relação ao mesmo período de 2010 (ANP, 2011a).

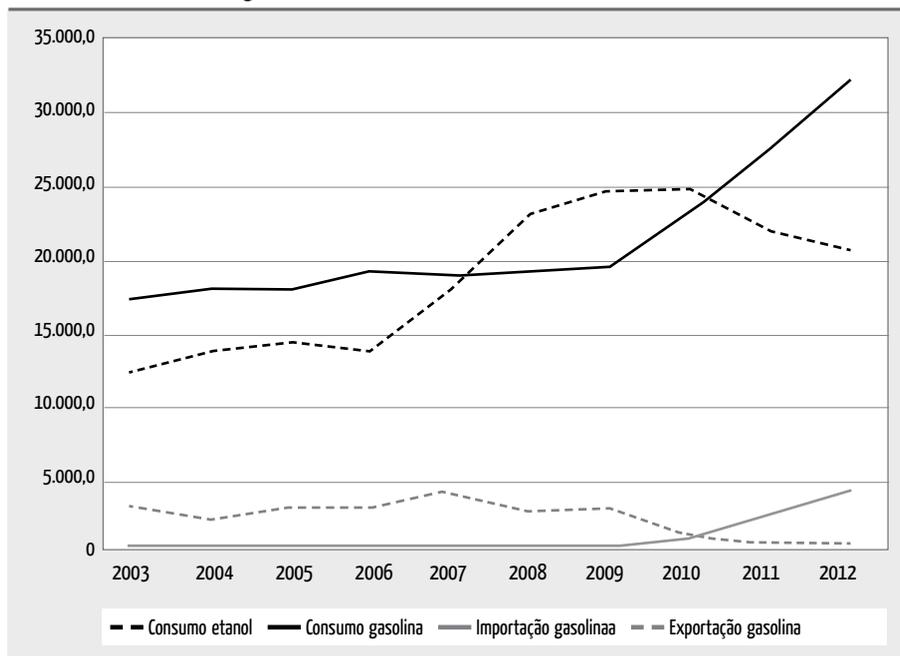
A Figura 32, apresenta o consumo total de etanol e de gasolina, assim como os volumes importados e exportados de gasolina no Brasil entre 2003 e 2012. A partir desta figura fica clara a estagnação e contração da produção de etanol já a partir de 2009. Ao mesmo tempo, com a venda de veículos leves no país bastante acelerada pela política de redução do IPI, a demanda por combustíveis líquidos continuou crescendo fortemente no período. O preço do etanol encontrava-se elevado e pouco competitivo em relação à gasolina, a demanda por este último combustível explodiu, sendo necessário praticamente zerar a exportação de gasolina e aumentar a sua importação de modo significativo.

Como dito anteriormente, devido à tecnologia flex-fuel, o etanol hidratado e a gasolina são produtos substitutos, e como consequência dos elevados preços do combustível renovável, no mesmo período houve aumento do consumo de gasolina C, que é a gasolina oriunda das refinarias (gasolina A) adicionada de etanol anidro. Além disso, devido à adição de etanol anidro na gasolina, o aumento do consumo do combustível fóssil implicou elevação da demanda pelo etanol nessa forma, o que contribuiu ainda mais para o aumento dos preços.

O etanol vem se mostrando competitivo à gasolina em relação a custos e preços ao produtor, entretanto, essa competitividade vem se reduzindo nos últimos anos, não só devido ao aumento dos custos em sua produção, mas também pelas distorções do mercado de derivados de petróleo, no qual a Petrobras mantém a gasolina a um preço abaixo do praticado no mercado

Figura 32

Consumo total de etanol e gasolina



Fonte: BEN, 2013

internacional, de acordo com os objetivos do governo de controle da inflação (Sousa & Macedo, 2010).

As dificuldades para coordenar o mercado de etanol são evidentes e, em 2011 o governo modifica a faixa de teor de anidro a ser adicionada à gasolina de 20 a 25% para 18 a 25%, permitindo a redução do volume de anidro demandado no país, de forma a conter os preços do etanol nos períodos de entressafra (Brasil, 2011).

Nesse contexto, ao passar novamente por crise de confiança junto aos consumidores, o etanol hidratado combustível voltou a ser tema de políticas públicas de abastecimento. Em abril de 2011 a produção de etanol e toda sua cadeia até o posto revendedor de combustível passou a ser regulada pela ANP, através da publicação da Medida Provisória nº 532 (Brasil, 2011a).

Dessa forma, atualmente, cabe à ANP editar regulamentos focados na garantia de abastecimento. Em dezembro de 2011 foi publicada Medida Provisória nº 554, concedendo subvenção econômica às instituições financeiras em operações de financiamento para a estocagem de etanol combustível (BRASIL, 2011b).

Em 2010 foi lançado o Programa de Apoio ao Setor Sucroalcooleiro (PASS) pelo BNDES, com a finalidade de financiar a estocagem de etanol combustível pelas empresas do setor (BNDES, 2012). Os recursos disponibilizados totalizaram 2,4 bilhões de reais, dos quais 2,25 bilhões destinados para a região centro-sul e os 150 milhões de reais restantes para a região norte-nordeste (BCB, 2010). Tais iniciativas deixam claro a preocupação governamental com o suprimento de etanol, aumentando as facilidades para o financiamento dos estoques e criando novos instrumentos para garantia de abastecimento do etanol anidro a ser adicionado à gasolina.

Situação atual

O setor sucoenergético brasileiro foi fortemente subsidiado pelo governo durante sua existência, em escalas e com instrumentos bastante variados. Hira e Oliveira (2009), consideram que as políticas intervencionistas do governo foram diretamente responsáveis pelo sucesso do programa brasileiro de etanol, principalmente devido a três aspectos: (1) o estabelecimento e o suporte do mercado na fase inicial da produção de álcool e nos momentos de crise, (2) o investimento em infraestrutura e outros investimentos de longo prazo, inclusive em pesquisa para o aumento de eficiência e, (3) a diminuição do apoio governamental somente nos momentos em que o mercado se tornou viável (Obermaier & Wills, 2010).

Desde que o setor de combustíveis (incluindo o de etanol) é operado sob regime de mercado livre, o Estado não tem mais o controle direto sobre a produção ou exportação do etanol, mas ainda assim mantém mecanismos para influenciar o mercado através da regulação da proporção de álcool anidro a ser misturada na gasolina e através da compra e venda de estoques estratégicos de combustíveis. Na maioria das vezes, esse mecanismo é usado para estabilizar preços em favor dos produtores (Jull et al., 2007) (Obermaier & Wills, 2010).

Diferente de períodos anteriores o desenvolvimento do setor sucoenergético hoje está sendo promovido pelo setor privado, sobretudo com uma forte presença de investimentos estrangeiros de diversos países e diversos setores (BNDES e CGEE, 2008; Wilkinson e Herrera, 2008; Hira e Oliveira, 2009;). É importante destacar que a crise mundial financeira mudou o futuro otimista manifestado pelos investidores e produtores no setor. Com muitos produtores passando grandes dificuldades durante a crise, fortes processos de concentração do setor foram observados desde então (Busch, 2009). Somente no ano de 2010 ocorreram várias incorporações e aquisições de indústrias brasileiras do setor por parte de grupos estrangeiros. A compra do Grupo Moema pela Bunge, a compra de 50,8% do Grupo Equipav pela indiana Shree Renuka Sugars,

ou também parcerias como a associação entre a Cosan e a Shell e a união das operações da ETH Bioenergia, empresa do grupo Odebrecht, com a Brenco, entre outros, são exemplos dessa tendência (Aquino, 2010). Essas incorporações e aquisições reorganizaram o setor de etanol, entretanto não necessariamente contribuíram para uma expansão da produção do biocombustível em questão.

A formação de estoques físicos de etanol é feita para controle da oferta e também para assegurar níveis de preços consistentes com a demanda desejada durante a entressafra. Estoques são formados durante a safra, com preços definidos pelo governo durante o ano. Enquanto uma parte dos especialistas ligados ao setor acredita que a responsabilidade da formação de estoques deva recair sob o setor privado, outra parte acredita que essa deva ser uma responsabilidade do governo (CGEE, 2009). Hoje o governo vem buscando criar mais linhas de financiamento para garantir a estocagem de etanol. Entretanto, segundo alguns atores do setor, esses créditos devem ser ajustados de forma a atender mais produtores, pois em 2009 só uma pequena parte dos financiamentos disponibilizados pelo governo foram usados, pois os juros foram mais altos que os do mercado (Jank apud Ambiente Brasil, 2010; Rossi apud Macedo, 2010).

Neste sentido, para assegurar uma oferta de etanol compatível com a crescente demanda, além de garantir os estoques reguladores e criar instrumentos de incentivo à renovação e expansão da produção agrícola, como financiamentos através do BNDES, também é necessário que os preços da gasolina sigam sua tendência natural, isto é, compatíveis com os custos de produção e importação, quando for o caso. Ademais, a própria carga tributária dos combustíveis deve refletir o interesse governamental de qual combustível é incentivado (Obermaier & Wills, 2010).

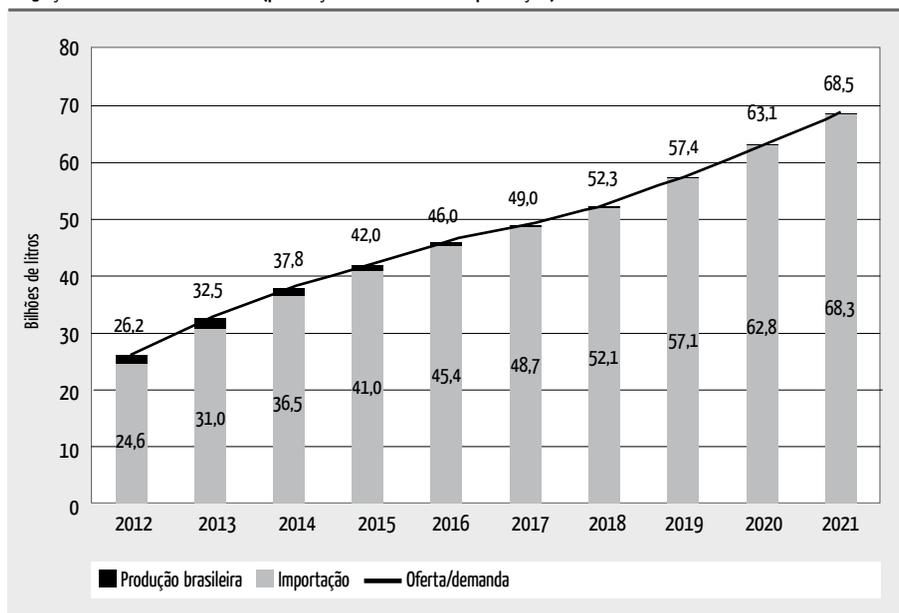
Outro problema do mercado do etanol brasileiro continua ser a discrepância entre o Centro-Sul e o Norte-Nordeste na produção do álcool, não só em termos de produção, mas também em termos do baixo nível de tecnologias adotado ou da falta de adesão a boas práticas socioambientais. A maioria dos investimentos acaba sendo direcionada para o Centro-Sul, já que a produtividade é maior e o retorno é mais garantido, além de que, as terras da região sul são mais férteis e mais planas, facilitando uma maior produtividade (Chaves apud Carvalho, 2010). Isso acaba gerando um *feedback* positivo, aumentando cada vez mais as disparidades entre as duas regiões.

Cenários recentes do Plano Decenal de Energia 2021 (EPE, 2012), apresentam quadros de forte expansão da produção e consumo de etanol no país, conforme apresentado na Figura 33.

Segundo a EPE (2012), o aumento da oferta de etanol no Brasil deverá ser de 161% até 2021, passando de 26,2 bilhões de litros para 68,5 bilhões de

Figura 33

Projeção da oferta de etanol (produção brasileira e importação)



Fonte: (EPE, 2012)

litros. Esta expansão está de acordo com as metas brasileiras apresentadas na COP 15 em Copenhague, e podem ser consideradas bastante otimistas. Para atingir tamanha expansão em tão pouco tempo é imprescindível que se criem novas políticas de estímulo ao setor, e que seja repensada a política de preços da gasolina praticada pela Petrobras, de modo a tornar o etanol mais competitivo diante do combustível fóssil.

Além disso, vários especialistas propõem a criação de um órgão público específico para tratar só das questões relativas ao etanol, que tivesse participação de representantes do governo juntamente com setor privado, a academia e a sociedade civil (CGEE, 2009). Esse órgão poderia ser incumbido da criação de políticas de intervenção no mercado para situações de crise de abastecimento, como a limitação da exportação ou a criação de tributação diferenciada para exportações quando o nível de estoques estiver muito baixo, caso o país queira garantir o abastecimento do mercado interno, manter a credibilidade junto aos consumidores nacionais, e também atingir as metas voluntárias apresentadas na COP 15 (CGEE, 2009; Obermaier & Wills, 2010).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AQUINO, D. *Indústria do etanol rumo à consolidação*. Disponível em <<http://blogln.ning.com/profiles/blogs/industria-do-etanol-rumo-a>>, 2010. Acesso em: 13 out. 2013.
- ALVEAL CONTRERAS, EDELMIRA CARMEN. Energia no Brasil dos anos 1990: Notas exploratórias, *Anais do V Congresso Brasileiro de Energia*, Rio de Janeiro, 1990.
- AMBIENTE BRASIL (2010). *Juros altos e dificuldade de crédito atrapalham estocagem de etanol*. Disponível em: <<http://noticias.ambientebrasil.com.br/clip-ping/2010/05/17/55139-juros-altos-e-dificuldade-de-credito-atrapalham-estocagem-de-etanol.html>>, 2010. Acesso em 13 out. 2013.
- ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. *Organização da indústria brasileira de gás natural e abrangência de uma nova legislação*. Rio de Janeiro: ANP, 2004. Disponível em: <www.redetec.org.br/publique/media/Regulatorio_versao_final.pdf>. Acesso em: out. 2013.
- ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. *Evolução da indústria brasileira de gás natural: Aspectos técnico-econômicos e jurídicos*. Rio de Janeiro: ANP, nov. 2009.
- ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. *Anuário Estatístico*. Rio de Janeiro: ANP, 2011.
- ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. *Estatísticas Mensais. Vendas pelas distribuidoras, dos derivados combustíveis de petróleo (metros cúbicos)*, 2011.

- ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. Vários Documentos. Rio de Janeiro: ANP, 2012a.
- ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. *Anuário Estatístico*. Rio de Janeiro: ANP, 2012b.
- ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. *Edital de Licitação para a Outorga do Contrato de Partilha de Produção - Disposições Aplicáveis às Atividades de: Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural*. Primeira Licitação de Partilha de Produção. Rio de Janeiro: ANP, 2013a.
- ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. *Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural - Agosto de 2013*. Rio de Janeiro: ANP: 1º de outubro de 2013b.
- ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. *Anuário Estatístico (Somente para Consulta)*. Rio de Janeiro: ANP, 2013c.
- ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. *Relatório de Análise da Décima Primeira Rodada de Licitações para Concessão de Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural*. Rio de Janeiro: ANP, 2013d.
- ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. Vários Documentos. Rio de Janeiro: ANP, 2013e.
- ANP Habilita as 11 Empresas Interessadas no Leilão de Libra. In: DCI/SP. 3 de outubro de 2013. Disponível em: <www.congressoenergia.com.br/anp-habilita-as-11-empresas-interessadas-no-leilao-de-libra/>. Acesso em: out. 2013.
- BAER, W. A. *Economia brasileira*. 4. ed. São Paulo: Nobel, 1996.
- BANCO MUNDIAL. *Relatório sobre desenvolvimento mundial – Infra-estrutura para o desenvolvimento*, Banco Mundial, Fundação Getúlio Vargas, Rio de Janeiro, 1994.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL – BCB. Resolução n. 3.863, de 7 jun. 2010. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 8 jun. 2010.
- BECK, M. Consumo e produção de petróleo subiram dez vezes mais que o refino, em dez anos. In: *O GLOBO*. 13 ago. 2013. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/consumo-producao-de-petroleo-no-brasil->

- subiram-dez-vezes-mais-que-refino-em-dez-anos-9498308>. Acesso em: out. 2013.
- BRASIL. Medida Provisória nº 532, de 28 de abril de 2011. Dispõe sobre a política e a fiscalização das atividades relativas ao abastecimento nacional de combustíveis. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 29 abril 2011a.
- BRASIL. Medida Provisória nº 554, de 23 de dezembro de 2011. Autoriza a União a conceder subvenção econômica nas operações de financiamento para estocagem de álcool combustível. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 26 dez. 2011b.
- BRASIL. Lei nº 12.490, de 16 de setembro de 2011. Dispõe sobre a política e a fiscalização das atividades relativas ao abastecimento nacional de combustíveis. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 19 set. Brasil, 2011.
- BNDES e CGEE (eds.). *Bioetanol: Uma contribuição para o desenvolvimento sustentável*. BNDES e CGEE, Rio de Janeiro, 2008.
- BNDES. *Programa de Apoio ao Setor Sucroalcooleiro - PASS*, Rio de Janeiro, 2012.
- BUSCH, A. *Wirtschaftsmacht Brasilien: Der grüne Riese erwacht*. Carl Hanser Verlag, München, 2009.
- CAMPOS, A. F. *Indústria do petróleo: Reestruturação sul-americana nos anos 90*. Rio de Janeiro: Interciência, 2007.
- CAMPOS, J. M. M. Tendências da Regulação e a Lei do Gás. In: *V Congresso Brasileiro de Regulação*. Recife, 8 de Maio de 2007 (Apresentação).
- CAMPOS, A. F. *Indústria do petróleo: Desdobramentos e novos rumos da reestruturação sul-americana dos anos 90*. Rio de Janeiro: Interciência, 2013.
- CARVALHO, G. *Venda de carro flex estimula investimentos*. 2010. Disponível em: <www.ufpe.br/agencia/index.php?option=com_content&view=article&id=36724:economia-venda-de-carro-flex-estimula-investimentos&catid=9&Itemid=73>. Acesso em: 13 out. 2013.
- COMISSÃO EUROPEIA (CE). Para uma estratégia europeia de segurança do aprovisionamento energético. In: Livro Verde, Bruxelas, 2001.
- CGEE. *Bioetanol combustível: uma oportunidade para o Brasil*. CGEE, Brasília, 2009.
- COSTA, F. & PASSARINHO, N. Câmara destina 75% dos *royalties* para Educação e 25% para Saúde. In: *G1 Globo*. 26 jun. 2013.

D'ARAÚJO, Roberto Pereira. *Estratégia de desenvolvimento industrial*. Fórum Nacional Especial Brasil, Instituto Nacional de Altos Estudos (INAE), Rio de Janeiro, 2013.

DECRETO Nº 8.063/13. Cria a Empresa Pública Denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA, Aprova o seu Estatuto Social, e dá Outras Providências. Brasília, 1º ago. 2013.

EMENDA CONSTITUCIONAL Nº 5/95. Altera o § 2º do Art. 25 da Constituição Federal. Brasília, 15 ago. 1995.

EMENDA CONSTITUCIONAL Nº 9/95. Dá nova redação ao Art. 177 da Constituição Federal, alterando e inserindo parágrafos. Brasília, 9 de Novembro de 1995.

EMI (Exposição de Motivos) Nº 038/09. Submeter à Elevada Consideração de Vossa Excelência [Presidente da República] Proposta de Projeto de Lei que Dispõe sobre a Exploração e a Produção de Petróleo, de Gás Natural e de Outros Hidrocarbonetos Fluidos sob o Regime de Partilha de Produção em Áreas do Pré-Sal e em Áreas Estratégicas, e Altera Dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997. Brasília, 31 ago. 2009.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Balanço Energético - 2008. Rio de Janeiro: EPE, 2009.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Balanço Energético - 2011. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

EPE. Projeção da Demanda de Energia Elétrica para os Próximos 10 anos (2013-2022). Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Séria Estudo de Demanda - Nota Técnica DEA 22/12, Rio de Janeiro, dez-2012.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Balanço Energético - 2012. Rio de Janeiro: EPE, 2013.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Plano Decenal de Energia 2021. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Balanço Energético - 2012. Rio de Janeiro: EPE, 2013.

EXTINTA Ação que Pedia a Suspensão da Rodada do Pré-sal. In: TNPETROLEO. 27 de setembro de 2013. Disponível em: <<http://tnpetroleo.com.br>>

- noticia/extinta-acao-que-pedia-a-suspensao-da-rodada-do-pre-sal/>. Acesso em: out. 2013.
- FIORI, J. L. *60 Lições dos 90 - Década de Neoliberalismo*, Record, São Paulo, 2001.
- FITZGERALD, J. *Strategy for intensifying wind energy deployment*, Government of Ireland, Dublin, 2000.
- GOLDEMBERG, J., NIGRO, F. E. B., COELHO, S. T. *Bioenergia no Estado de São Paulo: situação atual, perspectivas, barreiras e propostas*. São Paulo: Imprensa Oficial do Estado de São Paulo, 2008. São Paulo: Imprensa Oficial do Estado de São Paulo, 2008.
- GONÇALVES, D. B. *Mar de Cana, Deserto Verde? Dilemas do desenvolvimento sustentável na produção canavieira paulista*. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção) – Departamento de Engenharia de Produção, Universidade de São Carlos, São Carlos, 2005.
- GUERRA, SINCLAIR M. GUY. *Energias alternativas e a liberação do mercado no Brasil*. In: *Fontes alternativas de energia e eficiência energética: Opção para uma política energética sustentável no Brasil*, Coalizão Rios Vivos, p. 89-96, Campo Grande, 2002.
- HIRA, A.; OLIVEIRA, L.G.d. *No substitute for oil? How Brazil developed its ethanol industry*. *Energy Policy* 37, p. 2450-2456, 2009.
- INSTITUTO CIDADANIA. *Diretrizes e linhas de ação para o setor elétrico brasileiro*. Instituto Cidadania, Rio de Janeiro, 2002.
- LAUREANO, F. H. G. C. *A indústria de gás natural e as relações contratuais: Uma Análise do Caso Brasileiro*. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2005 (Dissertação de Mestrado em Planejamento Energético).
- LEI Nº 11.909/09. Dispõe sobre as Atividades Relativas ao Transporte de Gás Natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as Atividades de Tratamento, Processamento, Estocagem, Liquefação, Regaseificação e Comercialização de Gás Natural; altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras Providências. Brasília, 4 mar. 2009.
- LEI Nº 12.276/10. Autoriza a União a Ceder Onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS o Exercício das Atividades de Pesquisa e Lavra de Petróleo, de Gás Natural e de Outros Hidrocarbonetos Fluidos de que Trata

o Inciso I do Art. 177 da Constituição Federal, e dá outras providências. Brasília, 30 jun. 2010.

LEI Nº 12.304/10. Autoriza o Poder Executivo a Criar a Empresa Pública Denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e dá Outras Providências. Brasília, 2 ago. 2010.

LEI Nº 12.351/10. Dispõe sobre a Exploração e a Produção de Petróleo, de Gás Natural e de Outros Hidrocarbonetos Fluidos, sob o Regime de Partilha de Produção, em Áreas do Pré-sal e em Áreas Estratégicas; Cria o Fundo Social - FS e Dispõe sobre sua Estrutura e Fontes de Recursos; Altera Dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Brasília, 22 dez. 2010.

LEI Nº 12.380/11. Autoriza a União e as Entidades da Administração Pública Federal Indireta a Contratar, Reciprocamente ou com Fundo Privado do qual seja o Tesouro Nacional Cotista Único, a Aquisição, Alienação, Cessão e Permuta de Ações, a Cessão de Créditos Decorrentes de Adiantamentos Efetuados para Futuro Aumento de Capital, a Cessão de Alocação Prioritária de Ações em Ofertas Públicas ou a Cessão do Direito de Preferência para a Subscrição de Ações em Aumentos de Capital; Autoriza a União a se Abster de Adquirir Ações em Aumentos de Capital de Empresas em que Possua Participação Acionária; Altera a Lei nº 11.775, de 17 de setembro de 2008; e dá outras providências. Brasília, 10 jan. 2011.

LEI Nº 12.397/11. Constitui Fonte de Recursos Adicional ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES; e Altera a Relação Descritiva Constante do Anexo da Lei nº 5.917, de 10 de setembro de 1973. Brasília, 23 mar. 2011.

LEI Nº 12.858/13. Dispõe sobre a Destinação para as Áreas de Educação e Saúde de Parcela da Participação no Resultado ou da Compensação Financeira pela Exploração de Petróleo e Gás Natural, com a Finalidade de Cumprimento da Meta Prevista no Inciso VI do Caput do art. 214 e no art. 196 da Constituição Federal; Altera a Lei nº 7.990, de 28 de Dezembro de 1989; e dá outras providências. Brasília, 9 set. 2013.

LIMA, P. C. R. *Pré-sal, o novo marco legal e a capitalização da Petrobras*. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

- MACEDO, D. *Governo vai aprimorar crédito para estocagem de etanol*. 2010. Disponível em <<http://portalexame.abril.com.br/meio-ambiente-e-energia/noticias/governo-vai-aprimorar-credito-estocagem-etanol-552153.html>>. Acesso 13 out. 2013.
- MD [Ministério da Defesa]. *Estratégia Nacional de Defesa*. Brasília: MD, s/d.
- MD [Ministério da Defesa]. *Política Nacional de Defesa*. Brasília: MD, s/d.
- MD [Ministério da Defesa]. *Livro Branco de Defesa Nacional*. Brasília: MD, 2012.
- MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA (MME). *Balanço Energético Nacional 2002*, Ministério das Minas e Energia, Brasília, 2002.
- MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. *Relatório de Progresso nº 4 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, CGSE/CNPE/MME*. Brasília, 2002.
- MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. *Balanço Energético Nacional*, 2003, Ministério das Minas e Energia, Brasília, 2003.
- MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. *Modelo Institucional do Setor Elétrico*. Brasília, 2003.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Boletim Mensal de Energia: Oferta Interna de Energia*. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, Núcleo de Estudos Estratégico de Energia, Brasília, DF, out. 2011.
- MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. *Boletim de exploração e produção de Petróleo e Gás Natural nº 13*. Brasília: MME, set.-out. 2012.
- MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. *Relatório do Mercado de Derivados de Petróleo nº 92*. Brasília: MME, ago. 2013.
- OBERLING, D. F. *Avaliação ambiental estratégica da expansão de etanol no Brasil: uma Proposta Metodológica e sua Aplicação Preliminar*. Dissertação de Mestrado. Programa de Planejamento Energético - PPE/CO-PPE/UFRJ, 2008.
- OBERMEIER, M., WILLS, W. *Perspectivas dos Investimentos Sociais no Brasil: Etanol*. *Estudo 55*. CEDEPLAR, 2010.
- PETROBRAS [Petróleo Brasileiro S.A.]. *Relatório Anual 2007*. Rio de Janeiro: Petrobras, 2008.
- PETROBRAS [Petróleo Brasileiro S.A.]. *Relatório Anual 2008*. Rio de Janeiro: Petrobras, 2009.

- PETROBRAS [Petróleo Brasileiro S.A.]. Vários Documentos. Rio de Janeiro: Petrobras, 2012.
- PETROBRAS [Petróleo Brasileiro S.A.]. *Visão Geral*. Rio de Janeiro: Petrobras, janeiro de 2013 (Apresentação).
- PISTONESI, HÉCTOR. *Políticas de precios de la energia*: Esquema teórico-metodológico para su analise y evaluacion, Instituto de Economia Energética (IDDE), San Carlo de Bariloche, 1994.
- RESOLUÇÃO CNPE Nº 06/07. Estabelece Diretrizes Específicas para a Realização da Nona Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios da ANP, e dá outras providências. Brasília, 8 nov. 2007.
- RESOLUÇÃO CNPE Nº 02/10. Aprova os Termos do Contrato a ser Firmado para a Cessão Onerosa pela União à Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS do Exercício das Atividades de Pesquisa e Lavra de Petróleo, de Gás Natural e de Outros Hidrocarbonetos Fluidos, de que Trata a Lei nº 12.276, de 30 de junho 2010. Brasília, 1º set. 2010.
- RESOLUÇÃO CNPE Nº 04/13. Autoriza a Realização da Primeira Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios de Petróleo e Gás Natural sob o Regime de Partilha de Produção. Brasília, 22 mai. 2013.
- RESOLUÇÃO CNPE Nº 05/13. Aprova os Parâmetros Técnicos e Econômicos dos Contratos de Partilha de Produção para a Primeira Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios de Petróleo e Gás Natural sob o Regime de Partilha de Produção. Brasília, 25 jun. 2013.
- RESOLUÇÃO CNPE Nº 06/13. Autoriza a Realização da Décima Segunda Rodada de Licitações de Blocos para a Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural. Brasília, 25 jun. 2013.
- ROSA, L. P., TOMASQUIM, M., D'ARAUJO, ROBERTO & SOARES, S. Riscos de Déficit de Energia e a Privatização de FURNAS, Rio de Janeiro, mimeo. 2000.
- ROSA, L. P. *A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo - Uma visão crítica*. Rio de Janeiro: Relume Dumará, 1998.
- SANTOS, M. H. de C. *Política e Políticas de uma energia alternativa: o caso do Proálcool*. Rio de Janeiro: Notrya, 1993.

- SCANDIFFIO, M. I. G. Análise prospectiva do álcool combustível no Brasil – Cenários 2004-2024. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Departamento de Engenharia de Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 201 p., 2005.
- SHIKIDA, P. F. A; BACHA, C. J. C. A evolução da agroindústria canavieira no Brasil de 1975 a 1995. *Revista Brasileira de Economia*, Rio de Janeiro, v. 53, n. 1, p. 69-89, 1999.
- SIQUEIRA, F. A imensa e cobiçada riqueza do pré-sal. In: *Jornal do Engenheiro*, mai.-jun. 2009.
- SOUSA, E. L. L. de, MACEDO, I. de C. *Etanol e bioeletricidade: a cana-de-açúcar no futuro da matriz energética*. São Paulo: Luc Projetos de Comunicação, 2010.
- SOUSA, F. J. R. *A cessão onerosa de áreas do pré-sal e a capitalização da Petrobras*. Brasília: Consultoria Legislativa/Câmara dos Deputados, fev. 2011.
- TOLMASQUIM, M. T. & PINTO JÚNIOR, H. Q. (Orgs.). *Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo*. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.
- VILLELA, Lamounier Erthal. As mudanças institucionais no setor energético brasileiro segundo os diferentes referenciais socioeconômicos. In: *VI Congresso Brasileiro de Energia*, Rio de Janeiro, 1996.
- WELKE, MEREIKE. Energias renováveis em mercados liberalizados In: *Fontes alternativas de energia e eficiência energética: Opção para uma política*, 2002.
- WILKINSON, J.; HERRERA, S. T. Subsídios para a discussão dos agrocombustíveis no Brasil. In: *Agrocombustíveis e a agricultura familiar e camponesa: Subsídios ao debate*. REBRIP, FASE, Rio de Janeiro, p. 22-57, 2008.

SOBRE OS ORGANIZADORES

LUIZ PINGUELLI ROSA é diretor da Coppe – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia – da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), onde é professor titular de Pós-graduação de Planejamento Energético, mestre em ciências em Engenharia Nuclear e doutor em Física, membro da Academia Brasileira de Ciências e secretário executivo do Fórum Brasileiro de Mudança Climática, tem participado do Intergovernamental Panel on Climate Change e foi presidente da Eletrobras de 2003 a meados de 2004.

NEILTON FIDELIS DA SILVA, D.Sc, é engenheiro eletricista pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte (1988), com graduação em Licenciatura em Eletricidade pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (1992), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte (1996) e doutorado em Planejamento Energético pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2006). Docente concursado, desde 1990, do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte (IFRN). Atualmente está cedido à assessoria da Secretaria Executiva do Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas e trabalha como pesquisador do Instituto Virtual Internacional de Mudanças Globais (IVIG/Coppe-UFRJ). Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Planejamento Energético e Ambiental, Distribuição da Energia Elétrica, atuando principalmente nos temas relacionados a impactos socioeconômicos e ambientais do setor energético, políticas públicas, energia, fontes renováveis de energia, energia e mudanças climáticas, emissões de GEE e energia eólica.

SOBRE OS AUTORES

MARCIO GIANNINI PEREIRA, D.Sc, é economista pelo Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1997, concluiu o mestrado e doutorado em Planejamento Energético pela Coppe-UFRJ em 2002 e 2011, respectivamente. Atualmente é pesquisador no CEPEL, professor convidado da Coppe-UFRJ, consultor e palestrante na área de sustentabilidade e energia, tendo publicado diversos artigos em periódicos especializados e trabalhos em anais de eventos nacionais e internacionais. Desde 2000 é pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Eletrobras CEPEL) e membro do conselho editorial da Revista Brasileira de Tecnologia e Negócios em Petróleo (TN Petróleo). Possui experiência em avaliação e monitoramento de projetos sociais e de políticas públicas; análise socioeconômica; estudo de mercado; avaliação de investimentos; monitoramento e avaliação de impactos sociais, ambientais e energéticos de projetos; indicadores de sustentabilidade; responsabilidade social empresarial; mercado de fontes renováveis de energia; desenvolvimento sustentável; questões de gênero; mudanças climáticas e sistemas gerenciais.

ADRIANA FIOROTTI CAMPOS, D.Sc, é economista pela Universidade Federal do Espírito Santo (1996), com mestrado em Economia pela mesma universidade (1998), e doutorado em Planejamento Energético pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2005). Foi pesquisadora do Centro de Economia Energética e Ambiental (Cenergia), de 2002 a 2005 e analista de pesquisa energética da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), de 2008 a 2013. Atualmente é professora do Departamento de Adminis-

tração da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES). É autora dos livros *Indústria do Petróleo: Reestruturação sul-americana nos anos 90*, *Indústria do petróleo: Desdobramentos e novos rumos da reestruturação sul-americana dos anos 90* e *Integração elétrica Brasil-Peru: Oportunidades e desafios*. É coautora dos livros *As empresas do setor elétrico brasileiro: Estratégias e performance* e *marcos regulatórios da indústria do petróleo*.

WILLIAM WILLS, D.Sc., é engenheiro eletrônico pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), mestre e doutor pelo Programa de Planejamento Energético e Ambiental pela Coppe-UFRJ. Trabalha no Laboratório Interdisciplinar de Meio Ambiente e no Centro Clima, ambos da Coppe UFRJ desde 2002, onde vem desenvolvendo diversos projetos e estudos de âmbito nacional e internacional. Consultor na área de energia, meio ambiente e mudanças climáticas para clientes como o Banco Mundial, WRI, PNUD e Agência Internacional de Energia Atômica. Revisor de dois periódicos internacionais: *Energy* e *Energy Policy*. Trabalhou como pesquisador no CIRED/França entre outubro de 2010 e outubro de 2011, desenvolvendo sua tese de doutorado. Possui experiência na área de Energia e Meio Ambiente, atuando principalmente nos temas relacionados ao Planejamento Energético, Planejamento Ambiental, Mudanças Climáticas e Avaliação Ambiental Estratégica.

Coleção *Projetos para o Brasil* e suas respectivas coordenações:

- ★ **A QUESTÃO FISCAL E O PAPEL DO ESTADO**
Amir Khair
- ★ **BRASIL, CRISE INTERNACIONAL E PROJETOS DE SOCIEDADE**
Wladimir Pomar
- ★ **POLÍTICA DE SEGURANÇA: OS DESAFIOS DE UMA REFORMA**
Guaracy Mingardi
- ★ **CONSÓRCIOS PÚBLICOS E AS AGENDAS DO ESTADO BRASILEIRO**
Marcela Cherubine e Vicente Trevas
- ★ **INFRAESTRUTURA, TRANSPORTES E MOBILIDADE TERRITORIAL**
José Augusto Valente
- ★ **MODELOS E ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS**
Luiz Pinguelli Rosa
- ★ **PACTO FEDERATIVO, INTEGRAÇÃO NACIONAL E DESENVOLVIMENTO REGIONAL**
Carlos Brandão e Hipólita Siqueira
- ★ **REGULAÇÃO DO TRABALHO E INSTITUIÇÕES PÚBLICAS**
José Dari Krein, José Celso Cardoso Jr., Magda de Barros Biavaschi e Marilane O. Teixeira
- ★ **DESENVOLVIMENTO AGRÍCOLA E QUESTÃO AGRÁRIA**
Carlos Guilherme A. Mielitz Netto
- ★ **COMUNICAÇÕES, DESENVOLVIMENTO, DEMOCRACIA**
Desafios brasileiros no cenário da mundialização mediática
Marcos Dantas

- ★ **POLÍTICA EDUCACIONAL, CIDADANIA E CONQUISTAS DEMOCRÁTICAS**
Balança de uma década
Pablo Gentili
- ★ **POLÍTICAS SOCIAIS, DESENVOLVIMENTO E CIDADANIA**
Livro 1 - Economia, Distribuição da Renda e Mercado de Trabalho
Livro 2 - Educação, Seguridade Social, Pobreza, Infraestrutura Urbana e Transição Demográfica
Ana Fonseca e Eduardo Fagnani
- ★ **ESTRUTURA PRODUTIVA E COMPETITIVIDADE**
Fernando Sarti
- ★ **CONTEXTO GLOBAL E O NOVO POSICIONAMENTO BRASILEIRO**
Samuel Pinheiro Guimarães
- ★ **PADRÃO DE ACUMULAÇÃO E DESENVOLVIMENTO BRASILEIRO**
Vanessa Petrelli Corrêa
- ★ **SUSTENTABILIDADE AMBIENTAL**
Vicente Andreu
- ★ **EXPERIÊNCIA DEMOCRÁTICA, SISTEMA POLÍTICO E PARTICIPAÇÃO POPULAR**
Leonardo Avritzer
- ★ **CIDADES BRASILEIRAS E A QUESTÃO URBANA**
Nabil Bonduk e Rossella Rossetto

O livro *Modelos e alternativas energéticas* foi impresso pela Gráfica Santuário para a Fundação Perseu Abramo.

A tiragem foi de 500 exemplares.

O texto foi composto em Berkeley no corpo 11/13,2.

A capa foi impressa em papel Supremo 250g;
o miolo foi impresso em papel Pólen Soft 80g.