





COLEÇÃO DE ESTUDOS SOBRE
DIRETRIZES PARA UMA
ECONOMIA VERDE NO BRASIL

Autores:

Roberto Schaeffer

André Frossard Pereira de Lucena

Alexandre Salem Szklo

Bruno Soares Moreira Cesar Borba

Larissa Pinheiro Pupo Nogueira

Régis Rathmann

Rafael Soria

Realização:

Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável - FBDS
www.fbds.org.br

Patrocinadores:

Ambev, BNDES, JSL, Light, Shell, Tetra Pak

Conselho Curador (FBDS):

Israel Klabin, Jerson Kelman, José Luiz Alquerés, Maria Sílvia Bastos
Marques, Philippe Reichstul, Rubens Ricupero e Thomas Lovejoy

Coordenação Geral (FBDS): Walfredo Schindler

Projeto e Coordenação Editorial:

Lília Giannotti // DaGema Comunicação // www.dagemacomunicacao.com.br

Entrevistas: Luísa Avelino

Revisão: Luíza Martins e Cecília Corrêa

Projeto Gráfico:

Chris Lima // Evolutiva Estúdio // www.evolutivaestudio.com.br

Diagramação:

Carolina Noury, Lais Célem, Mate Lelo // Evolutiva Estúdio

O Brasil é sede da Conferência das Nações Unidas para o Desenvolvimento Sustentável (RIO+20), marcada para junho de 2012. Fruto de uma longa caminhada pela conscientização da sociedade para a urgência de tratarmos nossa relação com o meio ambiente de maneira responsável, ética e sem comprometermos o futuro das próximas gerações, este encontro internacional é uma ótima oportunidade para revermos a trajetória das ações realizadas nos últimos anos, identificando sucessos e fracassos. Só assim poderemos ajustar nossas políticas e práticas rumo ao desenvolvimento sustentável.

O encontro traz também uma interessante proposta analítica chamada Economia Verde. Nessa perspectiva, estão reunidas as noções de uma economia de baixo carbono – com menores impactos sobre o equilíbrio climático, com uso eficiente dos recursos naturais e inclusão social. Realmente, é inconcebível acreditarmos em um desenvolvimento humano de longo prazo que não tenha essas premissas como alicerce.

A Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável (FBDS) completa 20 anos de existência no mesmo ano da RIO+20. Ao longo desse tempo, temos trabalhado para promover o debate entre os diferentes atores sociais (governos, academia, empresas, sociedade civil), como forma de alcançarmos as soluções necessárias rumo à sustentabilidade. Acreditamos que essas soluções surgirão do diálogo e de negociações entre as partes, fruto de políticas públicas claramente definidas, avanços tecnológicos, gestão eficiente e mobilização social.

No espírito de contribuir para os debates da RIO+20, a FBDS apresenta a coleção de estudos sobre **“Diretrizes para uma Economia Verde no Brasil”**, resultado de pesquisas e seminários realizados com importantes *stakeholders* que analisaram, discutiram, criticaram e apresentaram sugestões aos trabalhos elaborados por especialistas brasileiros nas áreas de energia, transportes, resíduos sólidos, agricultura, florestas, recursos hídricos e finanças.

Nesta coleção de cadernos de conteúdo, listamos as principais barreiras identificadas para o desenvolvimento de uma Economia Verde no Brasil, assim como propomos diretrizes que deverão ser adotadas pelas diferentes esferas do poder público, do setor produtivo e da sociedade civil organizada para, enfim, ajustarmos nossa trajetória de desenvolvimento.

Esse trabalho foi possível graças ao decisivo apoio financeiro e institucional oferecido por alguns dos mais importantes parceiros da FBDS, empresas não somente preocupadas, mas efetivamente engajadas na prática da agenda da sustentabilidade: AMBEV, BNDES, JSL, LIGHT, SHELL e TETRA PAK.

Israel Klabin, presidente da Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável – FBDS



PALAVRA DO BNDES

O BNDES, como principal agente de financiamento de projetos de desenvolvimento no Brasil, reconhece a importância de construir um modelo sustentável de crescimento para o país, pautado pelo uso eficiente dos recursos, pela preservação ambiental e pela inclusão social.

Além de considerar a variável ambiental na análise e acompanhamento de todos os seus investimentos, buscando sempre o padrão mais ecoeficiente, o BNDES financia iniciativas que geram benefícios diretos sobre a qualidade ambiental e a diminuição das desigualdades sociais e regionais no país.

Em 2011, os desembolsos associados à Economia Verde alcançaram R\$ 18,4 bilhões, com o apoio a projetos de energias renováveis, eficiência energética, gestão de resíduos e lixo urbano, transporte coletivo não poluente, bem como outras atividades que promovem a redução de emissões de carbono.

A expectativa para os próximos anos é a intensificação das contribuições à dinamização desses setores, com destaque para o incentivo à inovação em tecnologias verdes.

Um dos caminhos para a inovação é, sem dúvida, a multiplicação e divulgação do conhecimento por meio de estudos como os que estão oportunamente reunidos nas publicações Diretrizes para uma Economia Verde no Brasil.

O patrocínio a esse conjunto de publicações é, para o BNDES, uma oportunidade de estimular novas e melhores práticas, processos e comportamentos nos diversos setores da economia brasileira, mostrando que a preocupação ambiental é, sobretudo, economicamente positiva.



Roberto Schaeffer é Professor Associado do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ. Foi Professor Visitante do Centro para Energia e Meio Ambiente da Universidade da Pensilvânia, EUA, onde também obteve o título de Ph.D. em Política Energética. Ocupou a Cátedra de Professor Visitante em Estudos Brasileiros no Canadá, palestrando em cinco universidades canadenses com o suporte do Ministério das Relações Exteriores e Comércio Internacional daquele país. Atualmente é Editor-associado das revistas científicas internacionais *Climate Policy* e *Energy-The International Journal*, e membro do Painel Intergovernamental de Mudanças do Clima (IPCC), da ONU.

Por que o setor de energia tem um papel central para a transição para uma Economia Verde e qual é deve ser a participação dos biocombustíveis na matriz energética?

Mais de 80% de todas as emissões de gases de efeito estufa (GEE) no mundo vem do setor de energia. Portanto, quando se trata da busca por uma Economia Verde, onde o baixo carbono é determinante, deve-se priorizar a participação do segmento energético e considerando a geração de energia elétrica e a produção e uso de combustíveis. No caso do Brasil, o setor tem quase 90% da geração vinda de hidroelétricas, onde a questão do carbono não é sensível. Já quanto aos transportes, é preciso tornar este setor mais eficiente e incentivar o uso dos veículos de massa e, simultaneamente, tratar da descarbonização, fazendo a substituição dos derivados de petróleo, gasolina e diesel, por biocombustíveis.

Quais são as políticas públicas brasileiras para a promoção do uso de energias renováveis?

O Brasil tem programas de incentivos às fontes renováveis que estimulam as pequenas centrais hidrelétricas, a geração eólica, o uso de bagaço de cana, além de leilões para a geração de energia elétrica. Os preços da energia eólica, que antes não podiam competir com os das fontes mais convencionais de energia, têm se apresentado até mais baratos, o que foi possível em função de um programa de incentivo governamental, envolvendo privilégios, como tratamento preferencial do BNDES e taxas mais baixas.

Quanto aos combustíveis, é histórico o incentivo dado pelo governo ao etanol para que este pudesse competir com a gasolina. Ainda hoje, há a obrigatoriedade da adição de 5% de biodiesel em todo o diesel consumido no país.

O Brasil poderá permanecer na vanguarda do uso de fontes renováveis? E qual o papel dos setores público e privado, neste sentido?

O país **tem** plenas condições, principalmente pelas características muito particulares de clima e geográficas. O setor público precisa dar continuidade às políticas que já existem e eventualmente avançar em outras para criar um ambiente em que o setor privado se sinta confortável para continuar a investir em fontes renováveis. Assim, o empresariado terá condições propícias para investir e até poderá repassar para o usuário os **benefícios** dos custos cada vez menores das fontes renováveis de energia.



INTRODUÇÃO

O setor de energia assume um papel central na transição para uma Economia Verde. A matriz energética mundial é fortemente baseada em fontes fósseis, o que é um entrave ao desenvolvimento sustentável. Assim, o objetivo de alcançar uma Economia Verde, com baixa intensidade de carbono, uso racional dos recursos naturais e inclusão social é inviável considerando-se a atual estrutura mundial de consumo energético.

Tal inviabilidade não se faz presente apenas pela possibilidade de exaustão de fontes fósseis. Pelo contrário, o recente aumento de reservas e o aproveitamento de fontes fósseis não convencionais¹ indicam que o problema de depleção de fontes de energia fóssil não consiste em um entrave imediato ao sistema energético mundial. De fato, nos últimos trinta anos, as reservas provadas de petróleo e gás natural aumentaram num ritmo médio anual de 2,5% e 2,8%, respectivamente – taxa superior ao aumento de consumo dessas fontes. Considerando as reservas provadas e o ritmo de produção atuais, haveria petróleo no mundo para mais 49 anos de produção, gás natural para 59 anos e carvão mineral para 120 anos (BP, 2011).

Assim, a restrição quantitativa associada ao uso de recursos energéticos fósseis [isto é, o problema da depleção dos recursos energéticos fósseis] perdeu força na discussão energética internacional recente, sendo sobrepujada por preocupações relativas a impactos ambientais e questões geopolíticas² associados a essas fontes. No que diz respeito ao primeiro, destacam-se as mudanças climáticas globais induzidas pelo aumento na concentração de gases GEE na atmosfera e seus efeitos sobre sistemas naturais e humanos.

As opções para diminuir a dependência do sistema energético mundial em combustíveis fósseis deve necessariamente passar pelo maior uso de fontes energéticas renováveis e pelo uso mais eficiente de energia. Essas opções, entretanto, ainda enfrentam restrições técnicas e econômicas para implementação em larga escala. Não obstante, as fontes renováveis de energia podem ensejar grandes oportunidades econômicas e sociais.

O Brasil encontra-se numa posição favorável no contexto mundial quando se trata do uso de fontes renováveis de energia. Como será visto neste trabalho, 45% de toda energia primária produzida no país é renovável. Embora isso signifique que mais da metade do consumo de energia no país é não-renovável, esse valor é relativamente alto quando comparado à média mundial (13%).

Contudo, o desenvolvimento socioeconômico do país implica em maior uso de energia, não necessariamente de fontes renováveis. Dessa forma, é importante avaliar em que medida o desenvolvimento brasileiro é compatível com os objetivos de uma economia verde menos intensiva em carbono e mais ambientalmente sustentável.

Portanto, o objetivo deste artigo técnico sobre energia e a economia verde é servir como texto de apoio às discussões dos participantes do *workshop* “Coalizão de Empresas pelo Clima: Estudo sobre Diretrizes para uma Economia Verde no Brasil”, apresentando e contextualizando a situação atual do país dentro do sistema energético mundial atual, assim como em cenários para o futuro. Busca-se avaliar em que medida a situação privilegiada do Brasil em termos de uso de fontes renováveis de energia poderá manter-se no futuro, em cenários projetados para a matriz energética. Finalmente, este artigo faz uma avaliação das políticas energéticas adotadas até o momento no país, suas consequências para a sustentabilidade e propõe medidas para incentivar a adoção de fontes renováveis de energia.

¹ Como as areias betuminosas canadenses, cujo impacto ambiental é, em diversos aspectos, superior ao do petróleo convencional.

² Como a volatilidade do preço do petróleo que se tornou relevante, principalmente, a partir da presente década.

MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL E BRASILEIRA

O objetivo desta seção é apresentar uma breve descrição da matriz energética mundial e brasileira, comparando e indicando como o país se situa dentro do contexto mundial. Será discutido o uso de energia total e por habitante, a participação de diferentes fontes primárias de energia na composição da matriz energética, as fontes utilizadas para a geração de eletricidade e a composição setorial do consumo final de energia. Os resultados apresentados aqui são estáticos, sendo, portanto, apenas uma fotografia atual. Tendências e possíveis desdobramentos futuros serão apresentados na seção 3.

Matriz energética mundial

Essa seção se baseia nos dados do *World Energy Outlook 2010* (IEA, 2010), que compila as informações mais atuais disponíveis sobre a matriz energética mundial³. Os dados referem-se ao ano de 2008, quando não especificado de forma diferente. O consumo mundial de energia primária alcançou

Figura 1 – Participação regional no consumo de fontes primárias de energia em 2008 (IEA, 2010)

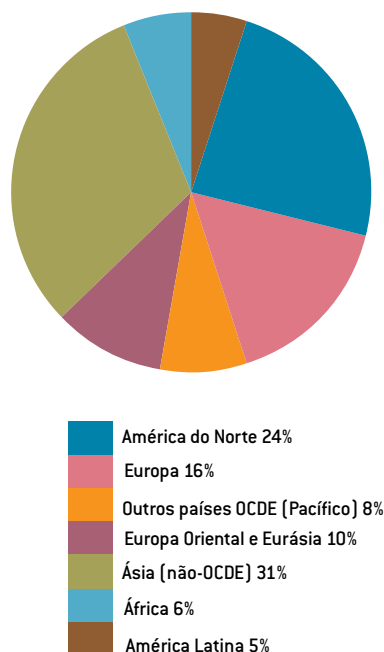
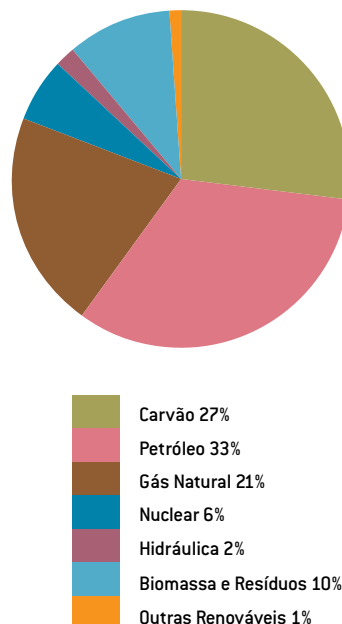


Figura 2 – Participação relativa de diferentes fontes primárias no consumo de energia mundial em 2008 (IEA, 2010)



12.271 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep) em 2008, o que significa um consumo *per capita* médio de 1,78 tep/hab. O consumo mundial de energia é, entretanto, concentrado nos países de renda mais elevada. Embora os países fora da OCDE representem mais de 82% da população mundial, apenas 55% do consumo de energia se deu nesses países. Isso significa que, em termos *per capita*, o consumo de energia em países fora da OCDE em 2008 foi de 1,18 tep/hab, enquanto nos países da OCDE esse valor equivaleu a 4,52 tep/hab. A figura 1 apresenta a participação de cada região no consumo total de energia primária. Os países asiáticos, liderados por China e Índia, representam 31% da energia primária consumida mundialmente. A América do Norte consome 24%, seguida pela Europa, com 16%.

³ É importante fazer comparações a partir de uma base única de dados, uma vez que existem diferentes metodologias de consolidação de balanços energéticos, o que pode gerar distorções nos resultados apresentados.

O petróleo – ou ainda mais rigorosamente o óleo bruto – é a principal fonte de energia primária consumida mundialmente (cerca de um terço da oferta). Em seguida, estão os demais combustíveis fósseis, como o carvão mineral (27%) e o gás natural (21%). Juntas, as fontes fósseis são responsáveis por 71% da oferta de energia primária mundial. Observa-se que as fontes renováveis de energia têm um papel ainda pequeno na oferta de energia mundial quando comparado ao das fontes não renováveis. Apenas 13% da oferta mundial de energia primária são provenientes de fontes renováveis de energia. Em países da OCDE, esse valor é ainda menor (7%), enquanto nos países fora da OCDE é 18%.

A predominância de fontes fósseis é observada, também, na geração de energia elétrica (figura 3). O uso do carvão mineral está principalmente relacionado a esse propósito. De fato, mais de 40% da eletricidade gerada mundialmente vem da queima do carvão. O gás natural também tem um papel relevante, com mais de 21% de participação. No total, quase 68% da energia elétrica produzida em 2008 veio de fontes fósseis. Em contraposição, as fontes renováveis de geração de energia elétrica têm papel relativamente pequeno na geração em escala mundial, aproximadamente 19%.

Cabe ressaltar, a importância da energia nuclear que corresponde a mais de 13% da eletricidade gerada mundialmente.

O consumo final de energia é distribuído quase inteiramente entre três setores: edificações, indústria e transportes (figura 4). Conforme o WEO, as edificações – setores residencial, comercial, de serviços e público – consumiram 33% da energia final em 2008. As principais fontes comerciais de energia consumidas são a eletricidade (27%) e o gás natural (22%). Contudo, grande parte do consumo energético nesses setores ainda se baseia em fontes não comerciais de energia, como biomassa e resíduos (29%). Isso ocorre majoritariamente em países fora da OCDE, que correspondem a mais de 90% do consumo dessas fontes no setor de edificações. Portanto, embora biomassa e resíduos ainda tenham uma participação pequena na matriz energética mundial (cerca de 10%), em países fora da OCDE tais fontes ainda correspondem à principal forma de energia consumida (48%) nas edificações, com destaque para lenha no setor residencial. Vale notar que o aumento da renda nestes países tende a levar à substituição da lenha por fontes fósseis, com impactos positivos à saúde (Machado e Schaeffer, 2006).

Figura 3 – Participação de diferentes fontes primárias de energia na geração de eletricidade no mundo em 2008 (IEA, 2010)

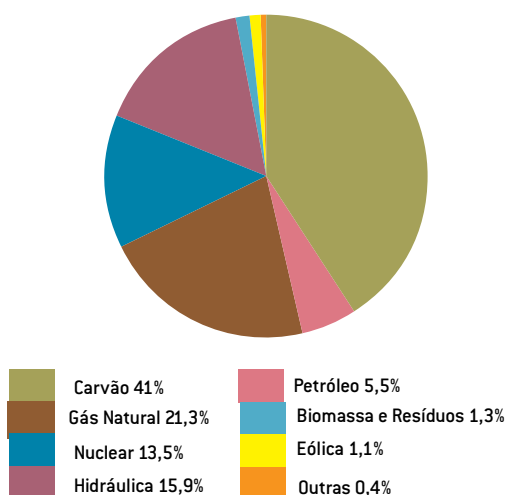
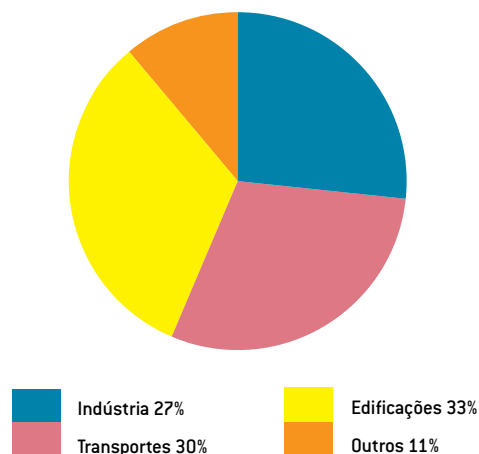


Figura 4 – Participação dos diferentes setores no consumo de energia final mundial em 2008 (IEA, 2010)





O segundo segmento que mais consome energia mundialmente, o setor de transportes, é fortemente dependente de petróleo. Em 2008, 94% do consumo final no setor de transportes mundial foi atendido com derivados de petróleo, sendo que mais de 60% se deu em países da OCDE⁴.

A atividade industrial consumiu 27% da energia final mundial em 2008, cujas principais fontes foram o carvão mineral (27%), a eletricidade (26%) e o gás natural (20%). A maior parte do consumo de energia na indústria mundial, entretanto, ocorreu em países fora da OCDE (64%), onde a participação relativa do carvão mineral é maior que a média mundial (36%).

Conforme se observou, existem fortes discrepâncias a respeito da distribuição regional da produção e consumo de energia no mundo, tanto do ponto de vista quantitativo quanto do qualitativo. Concomitantemente a um maior consumo *per capita* em países da OCDE, que têm suas matrizes energéticas baseadas em fontes comerciais – em geral fósseis. Por outro lado, os países fora da OCDE não só consomem menos energia *per capita*, como também têm maior parte do seu consumo – especialmente no setor residencial – baseado em fontes tradicionais, como a lenha. Isso reflete não somente a quantidade, mas também a qualidade dos serviços energéticos providos, tendo repercussões sobre estilo e qualidade de vida nas diferentes regiões do mundo.

⁴ Foi excluído dessa proporção o Bunker marítimo, que não pode ser atribuído a nenhum país ou região específicos.

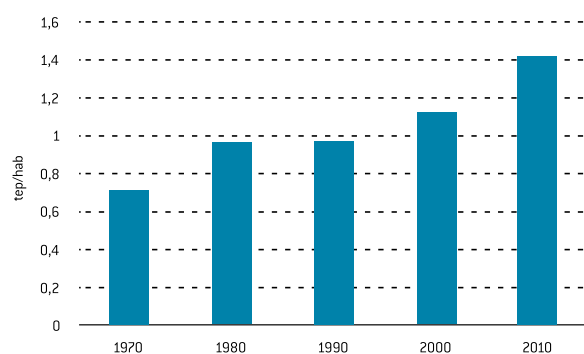
Matriz energética brasileira

Os dados apresentados nesta seção se baseiam nos resultados do Balanço Energético Nacional, produzido anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2011a)⁵.

Em 2010, a oferta interna de energia no Brasil alcançou 271 milhões de tep, crescendo 42% com relação ao ano de 2000. Em termos *per capita*, a oferta interna de energia também vem crescendo, como mostra a figura 5, o que significa que o crescimento no consumo de energia tem sido superior ao aumento de população, refletindo em um maior acesso a energia. Em 2010, o consumo de energia por habitante no país foi de 1,42 tep/hab.

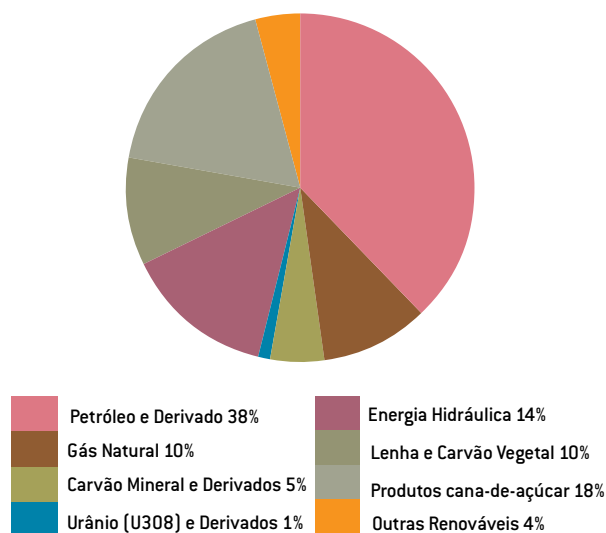
A matriz energética brasileira se destaca pela alta participação de fontes renováveis, alcançando 45% da energia primária consumida no país em 2010. Essa participação vem se mantendo relativamente estável nas últimas três décadas, oscilando entre 40% e 50%. Dentre as fontes renováveis utilizadas no país destacam-se os produtos da cana-de-açúcar (18%) e a energia hidráulica (14%). A figura 6 mostra a composição de fontes primária no país em 2010.

Figura 5 – Oferta interna de energia *per capita* – Brasil (EPE, 2011a)



⁵ Os resultados do Balanço energético Nacional 2011, ano base 2010, ainda são, até a presente data, preliminares e não possuem algumas informações relevantes. Portanto, em alguns casos, utilizaram-se os valores de 2009, conforme indicado no texto.

Figura 6 – Composição de fontes primárias de energia na matriz energética brasileira em 2010 (EPE, 2011a)



O consumo de energia fóssil no país concentra-se majoritariamente em petróleo e seus derivados, cujo principal uso se dá através de consumo veicular (cerca de 55% do consumo final de derivados de petróleo em 2010), seguido de usos não-energéticos (como matéria-prima, cerca de 16%). O gás natural é usado principalmente na indústria (49% em 2010) e para geração de eletricidade (34% em 2010). Já o carvão mineral é usado em grandes quantidades na indústria, principalmente na siderurgia.

No que diz respeito à matriz de geração elétrica, a participação das fontes renováveis é ainda mais significativa, como mostra a figura 7. A hidroeletricidade correspondeu a 80% da geração de eletricidade no país em 2010. Comparado a esse número, apenas 71% da capacidade de geração instalada no país (ANEEL, 2011) é de usinas hidroelétricas.

Isso se deve ao fato de o sistema elétrico brasileiro ser um sistema “hidrotérmico”, em que usinas térmicas são, sobretudo, utilizadas para complementar a geração a partir de fontes hídricas, aumentando a capacidade firme do sistema [ARAÚJO, 2009]. Assim, as usinas térmicas – principalmente a gás natural – têm papel principal como elementos de segurança para evitar déficits no suprimento de energia em casos de condições hidrológicas críticas. Portanto, embora intermitentemente utilizadas para gerar eletricidade, usinas a gás natural têm papel importante na geração elétrica brasileira, a despeito de sua pequena participação⁶.

Entre as demais fontes renováveis, destaca-se a biomassa (principalmente bagaço de cana), que gerou quase 6% da eletricidade em 2010. Embora ainda incipiente, o potencial de geração eólica no país é significativo, sendo o potencial eólico bruto estimado em 1,26TW, o que seria capaz de gerar mais de 3.000TWh/ano [DUTRA, 2007].

Não obstante sua pequena participação (0,4%), a energia eólica tem ganhado importância na matriz elétrica nacional. Além do crescimento recente, passando de 1,45TWh para 2,18TWh entre 2009 e 2010, os resultados do último leilão de energia realizado pela Empresa de Pesquisa Energética, em setembro de 2011, indicaram um forte aumento dessa fonte para os anos seguintes.

O setor econômico que mais consome energia no Brasil é a indústria, seguida do setor de transportes (figura 8). O setor industrial, embora consuma 38% da energia final no país, contribui para apenas 21% do PIB. A fonte de energia mais consumida na indústria brasileira é o bagaço de cana, no segmento de alimentos e bebidas, chegando a 21% do consumo final total do setor industrial. Isso se deve não apenas ao peso do segmento no setor industrial, mas também ao uso ineficiente desse subproduto da cana-de-açúcar, que é queimado para geração de calor de processo em caldeiras de baixa pressão (abaixo de 30 bar). Há, portanto, grandes possibilidades de ganho de eficiência, principalmente através de cogeração, no setor sucro-alcooleiro no Brasil.

Figura 7 – Composição de fontes na geração de eletricidade em 2010 (EPE, 2011a)

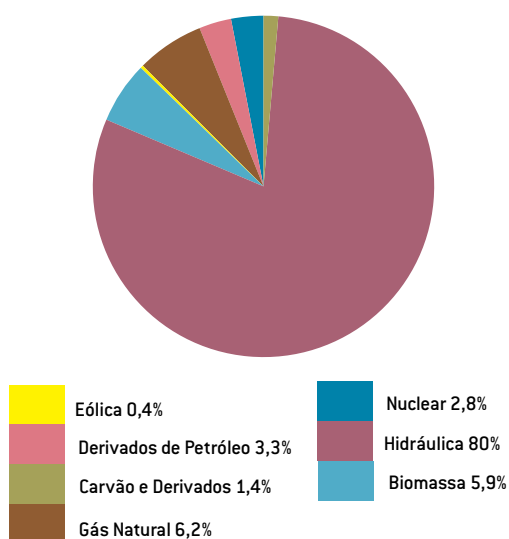
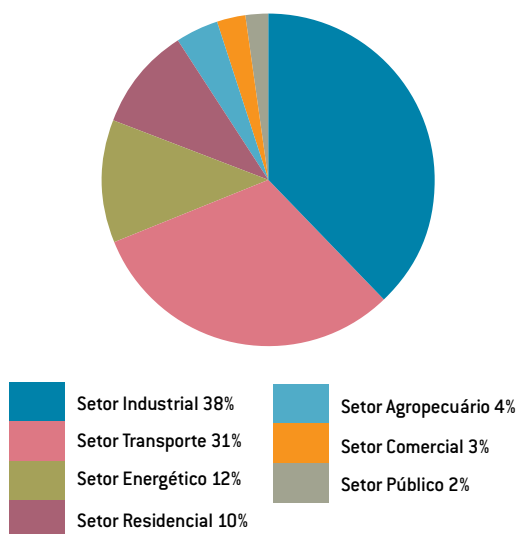


Figura 8 – Consumo final energético por setor em 2010 (EPE, 2011a)



⁶ Embora ressalte-se que o gás natural ainda é a segunda fonte mais relevante na geração elétrica, com 6%.

O uso de produtos da cana-de-açúcar como fonte energética confere ao setor de transportes brasileiro uma posição diferenciada, na medida em que 17% do consumo de combustíveis no setor correspondem ao etanol. Isso se deve tanto a seu uso final em carros bicompostíveis, como ao papel do álcool anidro como aditivo à gasolina. Entretanto, o setor de transportes é fortemente dependente de diesel, que atende a mais de 48% do seu consumo de energia final. Isso se deve principalmente ao transporte de carga, que consome cerca de 53% do diesel no país. Segundo Borba (2008), há grandes possibilidades de ganho de eficiência no setor de transportes de carga, o que pode diminuir a dependência do país em óleo diesel.

Por outro lado, a situação energética brasileira é bastante vantajosa quando se trata da participação de fontes renováveis de energia. Aproximadamente 45% da energia primária produzida no país é renovável, enquanto a média mundial é 13%. Por trás dessa alta parcela de renováveis no Brasil estão a energia hidráulica e os produtos da cana-de-açúcar, o que faz com que os setores de geração elétrica, indústria e de transportes brasileiro⁷ se destaquem com relação ao resto do mundo.

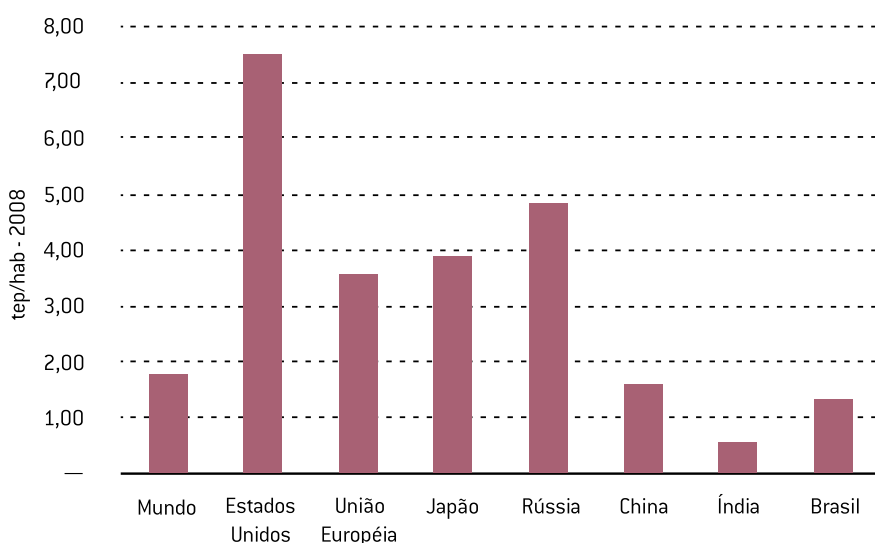
Contudo, este percentual elevado de fontes renováveis da matriz brasileira também é função do uso de carvão vegetal na siderurgia (acima da média mundial) e do uso ineficiente do bagaço de cana no setor industrial, além do próprio uso de biomassa para cocção em residências de menor renda.

Uso de energia no Brasil e no mundo e implicações para mudanças climáticas

Em termos agregados, o consumo de energia *per capita* no Brasil ainda é bastante inferior àquele dos países da OCDE (1,33 contra 4,52, em 2008), até mesmo inferior à média mundial e a de países como China e Rússia (figura 9).

Assim, além da geração elétrica e do setor de transportes, a indústria brasileira também tem forte participação de fontes renováveis de energia. Em 2009, bagaço de cana e outras fontes renováveis somaram quase 30% do total de energia consumido no setor. Lenha e carvão vegetal somaram 13%, embora uma parcela desse consumo seja proveniente de desmatamento, não podendo ser considerada renovável.

Figura 9 – Consumo de energia primária *per capita* (EIA, 2010)



⁷ Devido ao uso do etanol como aditivo à gasolina e como combustível automotivo.

Na indústria, também, a eletricidade, que é em grande parte renovável, atendeu a 21% da demanda de energia final em 2009. Comparando-se com dados mundiais (valores de 2008: carvão mineral, 27%; eletricidade, 26%; gás natural, 20%), a indústria brasileira é relativamente menos carbono intensiva.

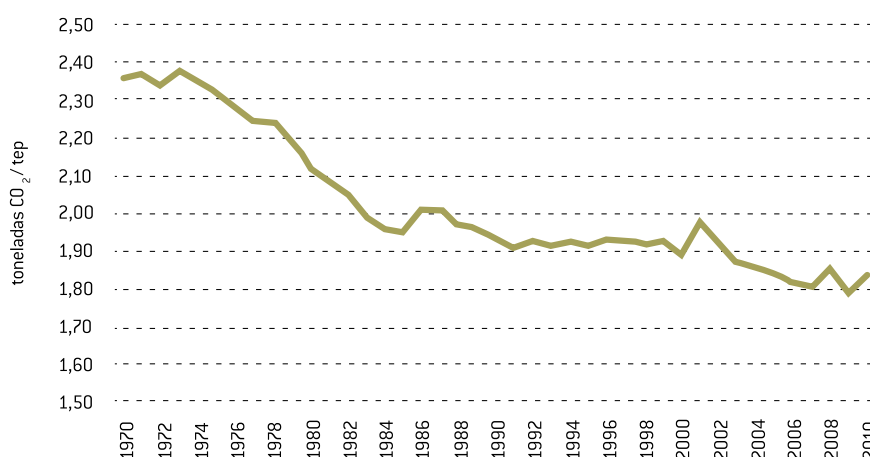
Portanto, em função da matriz energética pouco intensiva em carbono, as emissões brasileiras provenientes do uso de energia são relativamente baixas quando comparadas ao resto do mundo⁸. Em termos absolutos, o Brasil foi responsável por apenas 1,4% das emissões do uso de energia no mundo em 2010. Os maiores emissores de GEE do uso de energia mundialmente são China (25%) e Estados Unidos (18%) (BP, 2011).

Essa posição também é favorável em termos relativos. A intensidade de emissões por unidade de energia primária consumida no país em 2010 foi de 1,8 tCO₂/tep (BP, 2011). Esse valor é baixo quando comparado à média mundial de 2,8 tCO₂/tep. Para fins de comparação, apresenta-se a seguir a intensidade de carbono de países selecionados (BP, 2011): China (3,4 tCO₂/tep); Índia (3,3 tCO₂/tep); Estados Unidos (2,7 tCO₂/tep); Alemanha (2,6 tCO₂/tep); Japão (2,6 tCO₂/tep); e Rússia (2,5 tCO₂/tep).

As emissões de CO₂ do uso de energia por unidade de energia primária consumida no Brasil têm diminuído nos últimos 40 anos. Apesar de a tendência de queda ser mais acelerada durante a década de 1970 e início de 80, durante os anos 1990 a intensidade das emissões de carbono se estabilizaram no país. Na última década, verificou-se, novamente, uma tendência de queda.

Apesar de sua posição favorável em termos da renovabilidade de sua matriz energética, o Brasil atravessa um dilema. Tem-se, de um lado, a necessidade de aumentar o consumo energético *per capita* para fomentar o crescimento econômico e universalizar o acesso a serviços energéticos. Por outro, devido à proximidade do esgotamento do potencial hidrelétrico aproveitável – considerando questões ambientais – a expansão do sistema energético nacional provavelmente levará o Brasil a uma matriz energética menos renovável e mais carbono intensiva. O caminho a ser seguido em termos de emissão será definido pelo nível de aproveitamento futuro das fontes renováveis em potencial para o país, que embora seja grande, faz-se necessário avaliar cenários futuros para a matriz energética brasileira de forma a verificar se o padrão no uso de energia aponta para uma maior ou menor intensidade em emissões de carbono.

Figura 10 – Intensidade de emissões por uso de energia⁹
no Brasil (BP, 2011)



⁸ Ressalta-se, contudo, que considerando as emissões provenientes de desmatamento e pecuária, o Brasil passa a ter um papel de destaque entre os grandes emissores mundiais.

⁹ Emissões de CO₂ do uso de energia por consumo de energia primária.

CENÁRIOS FUTUROS DE ENERGIA NO BRASIL E NO MUNDO E SUAS IMPLICAÇÕES PARA AS MUDANÇAS CLIMÁTICAS

Este capítulo descreve os cenários que servem de referência para o setor energético no longo prazo, em escala mundial e nacional. Embora os resultados e conclusões de cenários de longo prazo sejam fortemente sujeitos às premissas e hipóteses assumidas em sua formulação, essa metodologia ajuda o planejador a projetar os resultados de uma situação hipotética, de forma a guiar as políticas públicas na direção daquilo que se almeja.

Na linha destas incertezas, ressalte-se que um trabalho de projeção de longo prazo de cenários energéticos não pode ser entendido de modo acrítico como “previsão do futuro”. Ao contrário, trabalhos desta natureza cenarizam trajetórias de evolução possíveis para variáveis-chaves a partir de fatores condicionantes e de expectativas acerca do futuro, vigentes no presente. Assim, o exercício de cenarização pode fornecer um forte auxílio aos tomadores de decisão, ao intuir o que ocorreria caso as premissas utilizadas se tornassem concretas.

Ambos os estudos contrapõem cenários alternativos a um cenário de referência, em que se assume a manutenção das tendências existentes, sem considerar quebras estruturais ou mudanças de políticas além daquelas já previstas. Essa contraposição de um futuro vislumbrado pelo analista [cenário alternativo] a um futuro “*business as usual*” [o cenário referência] é importante não só para explicitar as implicações da visão de futuro adotada, mas também para avaliar a própria plausibilidade dos cenários alternativos.

Premissas

O WEO distingue os cenários de acordo com diferentes premissas no que tange ao conjunto de políticas energéticas e ambientais adotadas mundialmente. Dessa forma, o cenário *Current Policies*, por se tratar de um cenário referência, considera apenas políticas já implementadas e adotadas. Já o cenário *New Policies* inclui, adicionalmente, um conjunto de políticas já anunciadas, mesmo que de forma ainda geral, principalmente

Cenários futuros de energia para o mundo

Nesta seção, serão apresentadas as projeções relativas aos cenários de longo prazo produzidos para o *World Energy Outlook* da Agência Internacional de Energia (WEO – IEA, 2010) e para o *International Energy Outlook* do Departamento de Energia dos Estados Unidos (IEO – DOE, 2010), ambos com um horizonte de projeção até 2035. Será feita uma breve descrição dos cenários, suas premissas e resultados. Mais detalhes podem ser encontrados nos documentos originais (IEA, 2010 e DOE, 2010). Vale ressaltar que foi necessário um esforço de compatibilização entre os dados dos diferentes estudos. Isso gera algum grau de distorção dos dados primários, embora isso seja necessário para permitir uma comparação entre os estudos¹⁰.

Tabela 1 – Cenários mundiais

Cenários WEO-2010 (IEA)

Current policies (cenário referência)

New policies

450

Cenários IEO-2010 (EIA/DOE)

Reference Case (cenário referência)

High Economic Growth

Low Economic Growth

High Oil Price

Low Oil Price

¹⁰ Esses estudos não utilizam o mesmo ano base, o que suscitou a necessidade de ajustes de forma a compatibilizar as projeções e torná-las comparáveis. O IEO tem com ano base 2007, enquanto o WEO usa 2008. Assim, utilizaram-se os valores do WEO de 2008 como referência, aplicando-se as taxas de crescimento projetadas para projetarem-se os dados absolutos do IEO.

em relação ao controle das emissões de GEE advindas do uso de energia¹¹. Finalmente, o cenário 450 é um que busca representar um caminho de expansão do consumo de energia compatível com o objetivo de limitar o aumento de temperatura global a 2° C, o que significa limitar concentração de GEE na atmosfera a 450 ppm¹².

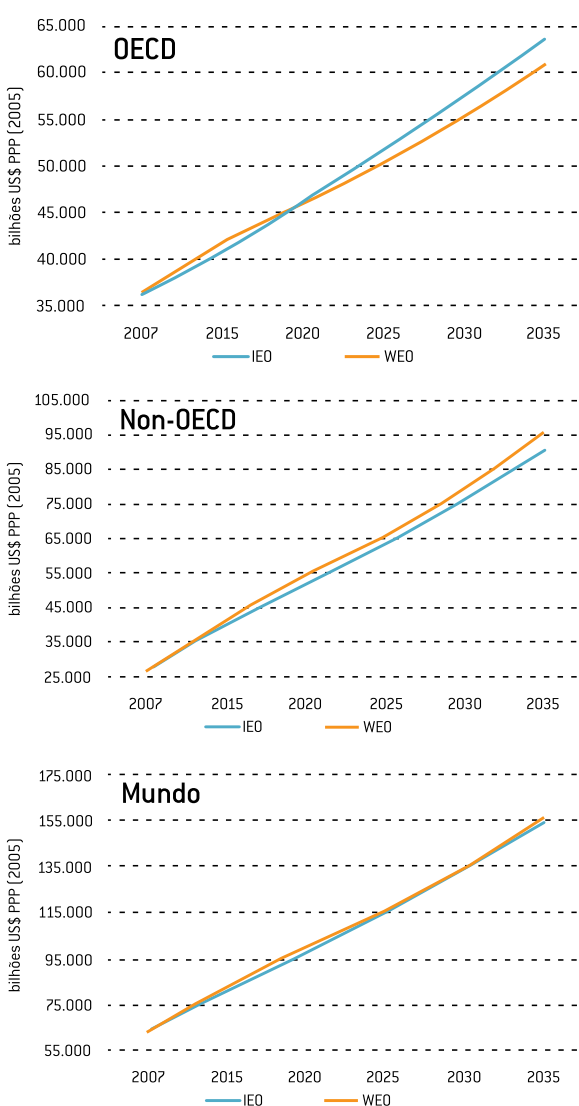
Por sua vez, os cenários do IEO distinguem-se pelas premissas adotadas a respeito da evolução da taxa de crescimento econômico mundial e do preço do petróleo. Uma vez que essas variáveis são chave na definição da evolução futura do setor energético, o IEO produz cenários alternativos que resultam de análises de sensibilidade, onde se mantêm as mesmas premissas do cenário referência, exceto pela variável analisada.

Dessa forma, nos cenários *High Growth* e *Low Growth*, utiliza-se a mesma relação entre crescimento econômico e uso de energia, porém com diferentes taxas. No primeiro, assume-se uma taxa de crescimento anual 0,5% acima daquela do *Reference Case*, enquanto no segundo assume-se uma taxa anual 0,5% abaixo. Como resultado, tem-se um consumo total de energia maior/menor, embora com uma composição de fontes similares. Já nos cenários *High Oil Prices* e *Low Oil Prices*, embora a taxa de crescimento econômico seja igual àquela do *Reference Case*, diferentes premissas sobre o preço do petróleo¹³ fazem com

que se tenha um consumo de energia total equivalente, mas com uma composição diferente de fontes de energia.

Na figura 11 são apresentados os valores de PIB dos países dentro e fora da OCDE, e o PIB mundial nos cenários de referência do WEO e IEO. Os cenários de referência dos estudos apresentam premissas de crescimento econômico similares para as diferentes regiões. Entre 2007 e 2035, na média, os países da OCDE cresceriam a uma taxa anual de 2% comparado com 4,5% nos demais.

Figura 11 – Evolução da atividade econômica nos cenários de referência



¹¹ Essas políticas podem ser resumidas na implementação dos comprometimentos do Acordo de Copenhague até 2020; continuação do *European Union Emissions Trading Scheme*; introdução de um sistema de *cap-and-trade* para o resto da OCDE após 2020; eliminação gradativa dos subsídios para energia fóssil em todas as regiões importadoras; ampliação da vida útil de usinas nucleares em 5 a 10 anos.

¹² No cenário 450 assumem-se políticas que compreendem a implementação de metas mais ambiciosas do que as do Acordo de Copenhague; sistema de *cap-and-trade* para as principais economias após 2020; acordos internacionais para os setores siderúrgico e de cimento; acordos internacionais para padrões de eficiência de veículos; implantação de políticas nacionais de eficiência em edificações e programas de rotulagem de aparelhos; eliminação gradativa dos subsídios para energia fóssil em todas as regiões; maior ampliação da vida útil de usinas nucleares.

¹³ Neste caso, o benchmark para o preço é o cru LLS.

A taxa média anual de crescimento econômico mundial é projetada para pouco acima de 3% nos dois estudos, chegando a um PIB mundial de cerca de US\$155 trilhões (valores de 2005). Em se tratando dos cenários alternativos, os cenários IEO *High Growth* e *Low Growth* assumem taxas anuais de crescimento econômico 0,5% acima e abaixo do cenário referência, respectivamente. No que diz respeito às premissas sobre a evolução do preço do petróleo, há divergências entre os valores assumidos para 2035 nos cenários alternativos, como mostram a figura 12 e a figura 13.

Figura 12 – Evolução do preço do petróleo nos cenários WEO (US\$ de 2009 /barril)

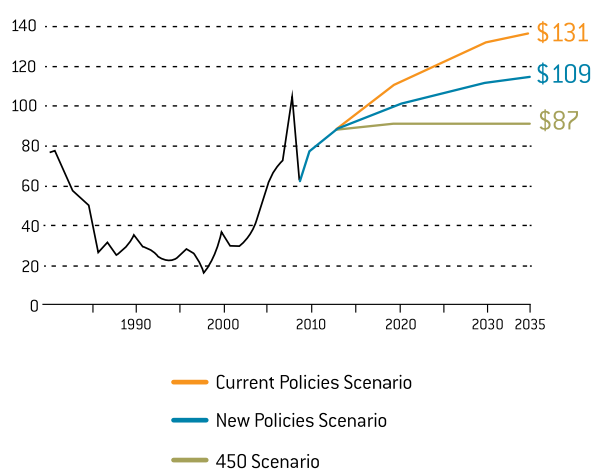
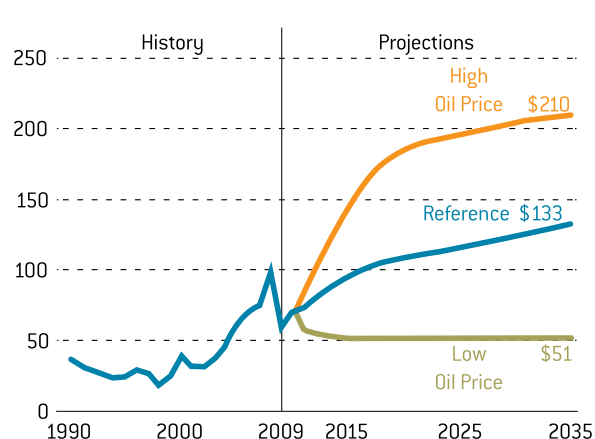


Figura 13 – Evolução do preço do petróleo nos cenários IEO (US\$ de 2009 /barril)



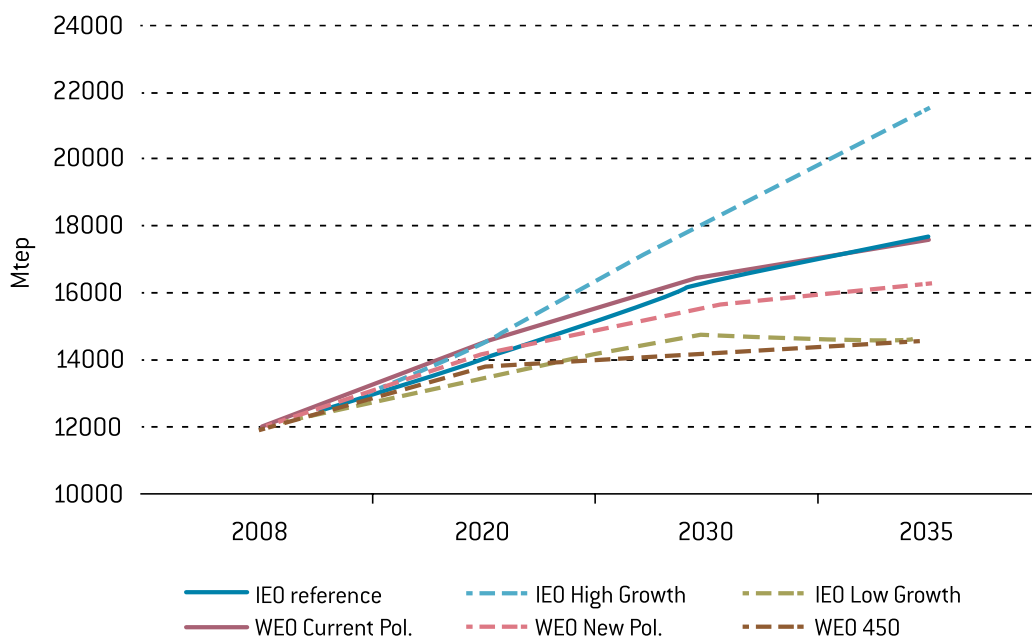
Ambos os estudos projetam um preço ligeiramente acima de US\$130/barril (valores de 2009) no cenário referência. Os cenários *High Oil Prices* e *Low Oil Prices* do IEO, entretanto, assumem um desvio muito maior com relação ao cenário referência do que aqueles projetados pelo WEO, onde o preço de petróleo assumido no cenário referência é o mais alto entre os desse estudo. Contudo, é necessário tomar cuidado aqui na medida em que os crus marcadores nos dois estudos não são os mesmos.

No caso do estudo do EIA/DOE, o cru marcador é um óleo leve e doce de alta qualidade, entregue em Cushing, que deve ter um prêmio relativamente alto em relação ao cru marcador considerado no estudo da IEA (não é exatamente de um cru marcador, mas da média de preço dos crus importados dentro dos países membros da IEA). Este prêmio, aliás, deve se expandir no tempo, na medida em que o cru médio importado por países da IEA perderá qualidade em relação ao óleo leve marcador do estudo do EIA/DOE.

Resultados

Os resultados das projeções de consumo mundial de energia primária para 2035 nos cenários do WEO e IEO são apresentados na figura 14, onde os cenários alternativos são representados por linhas pontilhadas. Observa-se que, nos dois estudos, a evolução do consumo de energia primária nos cenários de referência é muito similar, alcançando um total de cerca de 17,5 bilhões de tep em 2035. Destoando dos cenários referência por alcançar um consumo de energia primária mais reduzido, os cenários WEO 450 e IEO *Low Growth* chegam ao menor nível de consumo de energia primária entre os cenários analisados – cerca de 14,5 bilhões de tep em 2035. No cenário de maior consumo – IEO *High Growth* – a projeção chega a 21,4 bilhões de tep em 2035, muito acima dos demais. Cabe lembrar que os *High Oil Prices* e *Low Oil Prices* do IEO possuem o mesmo consumo total de energia primária do cenário de referência do mesmo estudo, diferenciando-se apenas pelo mix de fontes.

Figura 14 – Consumo mundial total de energia primária nos cenários IEO e WEO
[cenários alternativos em linhas pontilhadas]



17)

Em termos regionais, em ambos cenários de referência, a participação relativa dos países fora da OCDE aumenta em termos de consumo total de energia primária. Essa tendência se verifica também nos demais cenários, porém em maior grau no IEO *High Growth* e WEO *New Policies* e em menor grau no IEO *Low Growth* e WEO 450. Há uma grande variabilidade no que diz respeito à composição de fontes no consumo de energia nos diferentes cenários analisados. Nos cenários do IEO, conquanto em termos absolutos o consumo de energia seja bastante diferente nos cenários *High Growth* e *Low Growth*, a participação relativa de cada fonte de energia se mantém praticamente a mesma do cenário referência. Já os cenários IEO *High Oil Prices* e *Low Oil Prices* passam a se diferenciar com relação à composição de fontes.

Em função de preços mais altos, no cenário *High Oil Prices* o petróleo perde espaço para outras fontes energéticas, como carvão e gás natural.

No cenário *Low Oil Prices*, observa-se o oposto, com o petróleo e derivados ganhando espaço e passando a ter uma participação relativa maior.

No WEO, a participação relativa de petróleo e derivados cai em todos os cenários, porém com maior intensidade no 450. Por distinguirem-se com relação às políticas implementadas na direção de reduzir as emissões de GEE relacionadas ao uso de energia, os cenários alternativos do WEO indicam ainda uma menor participação de carvão mineral e uma crescente participação de outras fontes renováveis de energia. O cenário 450 é ainda mais agressivo nesse sentido, propondo uma redução inclusive no uso do gás natural, um forte aumento no uso da energia nuclear¹⁴ e uma expansão significativa de fontes renováveis.

¹⁴ Deve-se ter em mente que esses cenários foram construídos antes do acidente de Fukushima, quando a percepção pública acerca dessa fonte ainda não havia sido abalada.

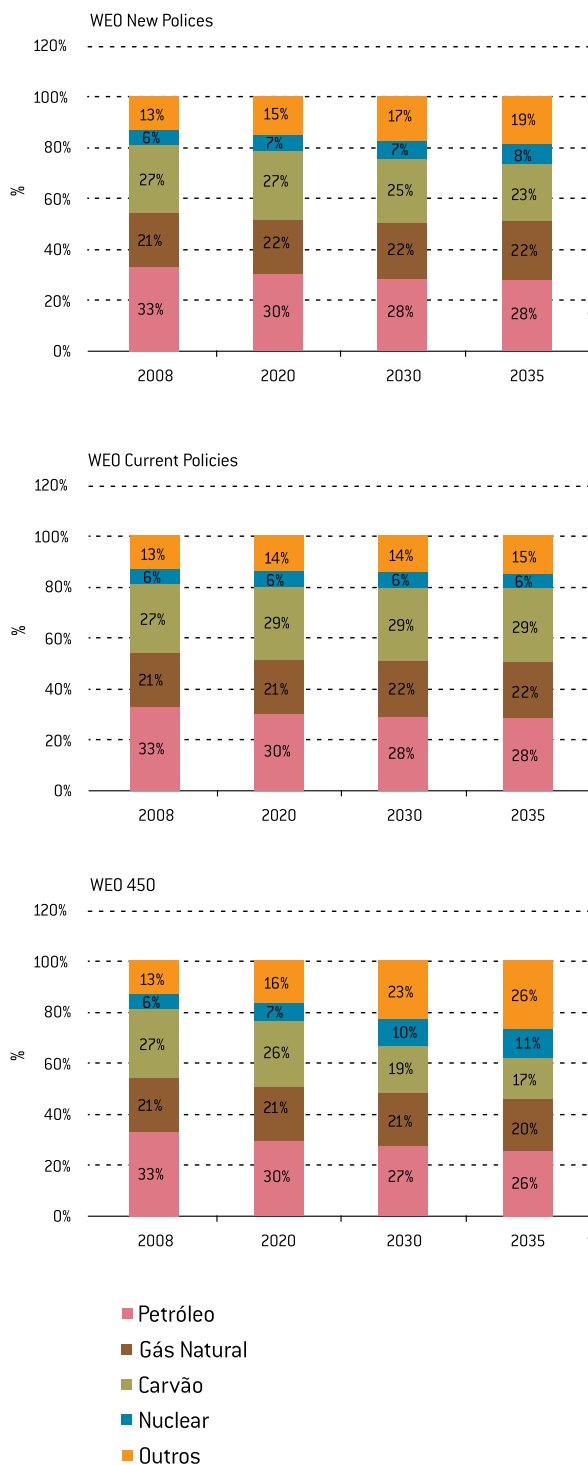
Figura 15 – Consumo de energia por fonte nos cenários IEO¹⁵



No que tange ao *mix* de fontes utilizadas para a geração de energia elétrica nos cenários mundiais futuros, conforme mostra a figura 17, o carvão mineral deverá permanecer como a fonte mais relevante.

¹⁵ O IEO agrega combustíveis líquidos, o que inclui petróleo e biocombustíveis em uma única categoria. Na figura 15 biocombustíveis são apresentados junto com petróleo.

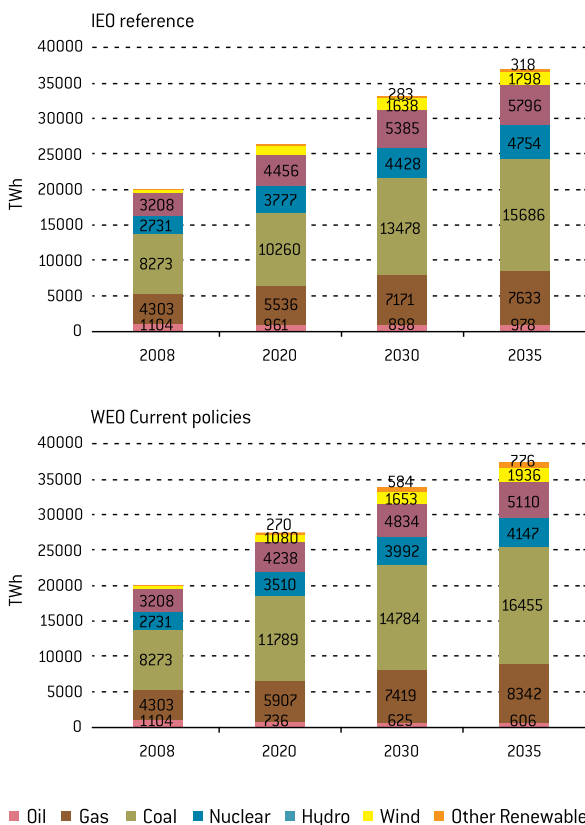
Figura 16 – Consumo de energia por fonte nos cenários WEO



Considerações finais sobre os cenários mundiais

Os cenários futuros para a evolução do sistema energético mundial no WEO e IEO indicam uma ampla gama de possibilidades que dependem fundamentalmente das políticas adotadas em relação ao enfrentamento do problema das mudanças climáticas, das taxas de crescimento econômico mundiais, dos avanços tecnológicos e dos preços das principais fontes de energia, especialmente do petróleo. Assim, cabe destacar as diferenças nas premissas que norteiam os cenários, avaliando como cada estudo se utiliza de diferentes forças motrizes em seus exercícios de cenarização.

Figura 17 – Fontes utilizadas na geração de energia elétrica nos cenários de referência IEO e WEO



No IEO, o total de energia (primária) consumida é basicamente função do crescimento econômico, enquanto o preço do petróleo é determinante na composição das fontes finais utilizadas que compõem esse consumo. Já nos cenários WEO, a escolha de políticas é determinante tanto quantitativamente quanto qualitativamente no consumo de energia mundial.

Em termos de resultados, observa-se alguma similaridade entre os cenários de referência de ambos os estudos. Os cenários alternativos, por explorarem diferentes possibilidades de futuro, divergem em maior grau. O cenário IEO *High Growth* é o que assume o maior consumo de energia de todos os cenários analisados.

Os cenários alternativos do WEO buscam apresentar evoluções no uso de energia compatíveis com a redução das emissões de gases de efeito estufa. Dessa forma, comparativamente ao respectivo cenário referência, os cenários *New Policies* e *450* indicam taxas menores de crescimento no uso de energia, portanto uma menor intensidade energética, assim como uma composição de fontes menos intensiva em combustíveis fósseis.

A expansão do consumo de energia se dá de maneira mais acentuada nos países fora da OECD em todos cenários, o que indica uma perspectiva de aumento na intensidade energética desses países em função de seu desenvolvimento econômico. De fato, analisando-se o consumo regional de petróleo, todos os cenários preveem um aumento de consumo nos países fora da OECD até 2035 (exceto IEO *Low Oil Prices*).

Finalmente, em termos de geração elétrica, os cenários mundiais futuros indicam que o carvão mineral continuará tendo um papel importante na geração de eletricidade até 2030-2035.

Cenários futuros de energia para o Brasil

Nesta seção, serão discutidos os cenários futuros de demanda e oferta de energia para o Brasil desenvolvidos para o Plano Decenal de Expansão de Energia pela Empresa de Pesquisa Energéticas¹⁶ (PDE – EPE, 2011b) e pelos autores especificamente para este estudo, a partir de modelos desenvolvidos e adaptados no CENERGIA-COPPE/UFRJ. O PDE produz resultados para o horizonte 2020, enquanto que as simulações realizadas pelo CENERGIA-COPPE/UFRJ possuem horizonte de projeção até 2040.

O PDE incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos no período 2011-2020. A metodologia utilizada permite obter a demanda setorial de energia por fonte energética em âmbito nacional. Fontes de energia como a eletricidade, o gás natural e alguns derivados de petróleo, como o óleo combustível e o óleo diesel, requerem nível mais detalhado quanto à localização das respectivas demandas, por conta das implicações de logística de suprimento associadas. Nesses casos, procede-se à regionalização das projeções, de modo a subsidiar as análises específicas.

As simulações do grupo de trabalho do CENERGIA-COPPE/UFRJ, por sua vez, utilizam modelos setoriais de projeção de demanda energética e o modelo global de otimização da oferta MESSAGE (*Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental impacts*) desenvolvido pela Agência Internacional de Energia Atômica da ONU (UN-IAEA) e adaptado sucessivamente para o caso brasileiro por pesquisadores do CENERGIA-COPPE/UFRJ¹⁷.

¹⁶ A EPE desenvolveu, o Plano Nacional de Energia (PNE – EPE, 2007), que projetava cenários para a evolução do sistema energético brasileiro até 2030. Os resultados do PNE, entretanto, são considerados defasados e um novo plano, com o horizonte até 2035, está sendo elaborado nesse momento.

A construção de possíveis cenários da Matriz Energética Brasileira tem sido uma tarefa contínua nos últimos anos dentro do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ.

Os modelos setoriais de projeção de demanda permitem avaliar a evolução da demanda futura de energia (médio e longo prazos) em um cenário que descreve uma evolução hipotética de fatores econômicos, sociais e tecnológicos. Nessa modelagem, a demanda de energia é desagregada em categorias de usos finais, cada uma correspondendo a um determinado serviço ou para a produção de certo bem. A natureza e nível da demanda para bens e serviços são atrelados a diferentes fatores considerados no cenário. Esses fatores são sociais (densidade demográfica regional, tipo e quantidade de eletrodomésticos por residência); socioeconômicos (crescimento econômico, desenvolvimento de indústrias ou setores econômicos, política nacional para

transporte público]; econômicos (mudança de preços de combustível); ou puramente tecnológicos (como a evolução das eficiências de certos tipos de equipamento, penetração no mercado de novas tecnologias ou formas de energia).

O modelo de oferta MESSAGE, por sua vez, seleciona os meios de produção de energia para abastecer a demanda de energia útil, de forma a minimizar os custos de suprimento, operação e manutenção ao longo do período observado para todo o sistema energético. Trata-se de um modelo de Programação Linear que abrange o sistema energético como um todo. Por sua formulação, o modelo analisa as substituições possíveis entre fontes energéticas nos diferentes centros de transformação através do nível de consumo final, sob restrições de potencial disponível (reservas e capacidade de geração e transmissão elétrica) e níveis de impacto ambiental (padrões máximos de emissões atmosféricas).

¹⁸ Para maior referências acerca dos procedimentos metodológicos vide IAEA (2006).



Desta forma, os resultados obtidos nos modelos setoriais são, então, alimentados ao MESSAGE, que fornece, a partir dos parâmetros de custos de produção, transporte e distribuição de cadeias energéticas, as participações (*market-shares*) de cada fonte energética nos seus mercados consumidores considerando o critério de mínimo custo.

Cabe notar que o PDE realiza suas projeções seguindo como base apenas em um cenário com características gerais de um cenário tendencial [cenário referência], que não considera mudanças estruturais significativas. Em sua última versão, o PDE 2020 foi formulado, tendo, entre seus objetivos, atender a uma meta de emissões no setor energético compatível com a meta de redução voluntária da emissão global projetada para 2020, na forma estabelecida na Comunicação Nacional do Brasil em Copenhague e na Lei nº 12.187/09¹⁸. Por outro lado, os estudos do Cenergia-COPPE costumam apresentar diferentes cenários para o setor energético nacional (por exemplo, IAEA, 2006).

Diante das características propostas no PDE e da dificuldade de se criar um cenário alternativo para contrapor o cenário tendencial elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética, uma vez que seu horizonte de análise é muito curto (2020), neste trabalho é apresentado o cenário desenvolvido

pelo grupo do Cenergia-COPPE, autores deste estudo que segue como base as tendências apresentadas pelo PDE para o período 2020 e, para o período subsequente, extrapola a possibilidade de maior uso de fontes renováveis, em especial dos produtos da cana-de-açúcar e a energia eólica.

Premissas

As premissas de crescimento econômico considerada no PDE e no estudo do Cenergia-COPPE são apresentadas na figura 18. Os cenários de ambos indicam um desempenho da economia brasileira superior à média mundial. A retomada da expansão da taxa de investimento, as condições favoráveis de crédito na economia, o aquecimento do mercado de trabalho têm pavimentado a percepção relativamente disseminada entre os analistas de que um novo ciclo de crescimento forte e sustentado da economia brasileira esteja se consolidando para os próximos anos, apesar da crise econômica que assolava o mundo neste momento. De modo geral, os cenários tendenciais dos estudos apontam para uma taxa média de crescimento econômico superior a 4% ao ano.

Outra variável relevante na projeção da demanda e da oferta de energia é o preço do petróleo. Cabe aqui esclarecer uma diferença entre os estudos.

Figura 18 – Evolução da atividade econômica nos cenários de referência

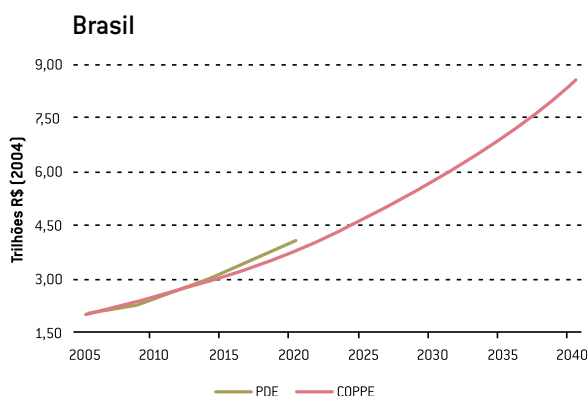
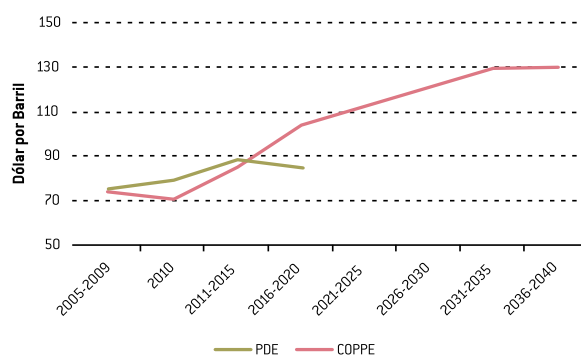


Figura 19 – Evolução do preço do petróleo nos cenários (US\$ de 2009 /barrel)



¹⁸ Na 15ª Conferência das Partes (COP-15) o Brasil anunciou a meta voluntária de reduzir, em 2020, entre 36,1 e 38,9% suas emissões totais de GEE projetadas para aquele ano.

A referência adotada no PDE foi o petróleo do tipo Brent, cotado em Londres, enquanto que, nos estudos do Cenergia-COPPE, utiliza-se o petróleo marcador WTI, negociado no mercado americano¹⁹. A evolução do preço do óleo projetado ao longo do horizonte em ambos os estudos é apresentado na figura 19.

Ambos os estudos projetam que o preço do barril se mantenha próximo de US\$ 90 para o período 2011-2015, como consequência da recuperação da economia mundial pelo crescimento mais acelerado das economias emergentes – em geral mais energia-intensivas – o que poderia criar uma defasagem com relação à expansão da capacidade de produção e uma consequente pressão sobre preços. A divergência entre os dois estudos se dá, entretanto, no período subsequente. Enquanto o PDE prevê redução no preço do petróleo para níveis abaixo de US\$ 85 por barril, o estudo do Cenergia-COPPE assume que a tendência de alta do preço se mantenha, alcançando US\$130/barril no período pós-2030, seguindo como base a evolução do *Reference Case* do IEO (DOE, 2010).

Em relação à oferta de energia, ambos os estudos possuem uma visão positiva a respeito do mix futuro de geração de energia no país, com maior participação de energia eólica e maior uso de produtos de cana de açúcar, etanol e bagaço. De fato, a geração eólica, em especial no Nordeste do país, mostra sinais de significativo crescimento. Enquanto que a capacidade total instalada de energia eólica no país hoje é da ordem de 1.000MW (ANEEL, 2011), a expectativa é de que, até 2013, sejam adicionados quase 4.000 MW de geração eólica como consequência dos últimos leilões de energia renovável.

Adicionalmente, o cenário desenvolvido pelo Cenergia-COPPE para este estudo apresenta um acréscimo mais acentuado na produção nacio-

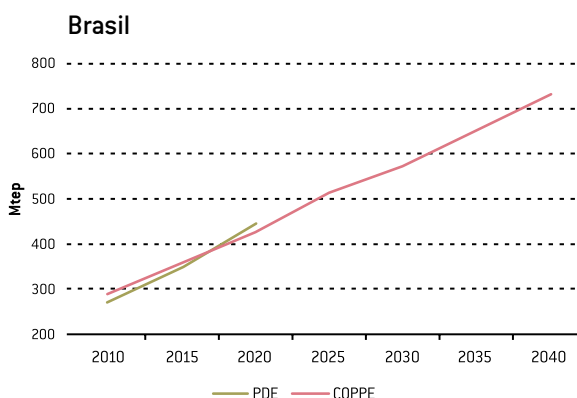
nal de cana, sucedida pela elevação na produção de etanol, não apenas para seu uso interno, mas também com a possibilidade de abertura do mercado internacional e exportação do produto. Soma-se a isso a geração de forma mais eficiente de calor de processo no segmento de alimentos e bebidas, permitindo a maior geração de eletricidade (cogeração) a partir do bagaço.

Resultados

Os resultados das projeções de oferta interna de energia no Brasil para os cenários do PDE e COPPE são apresentados na figura 20.

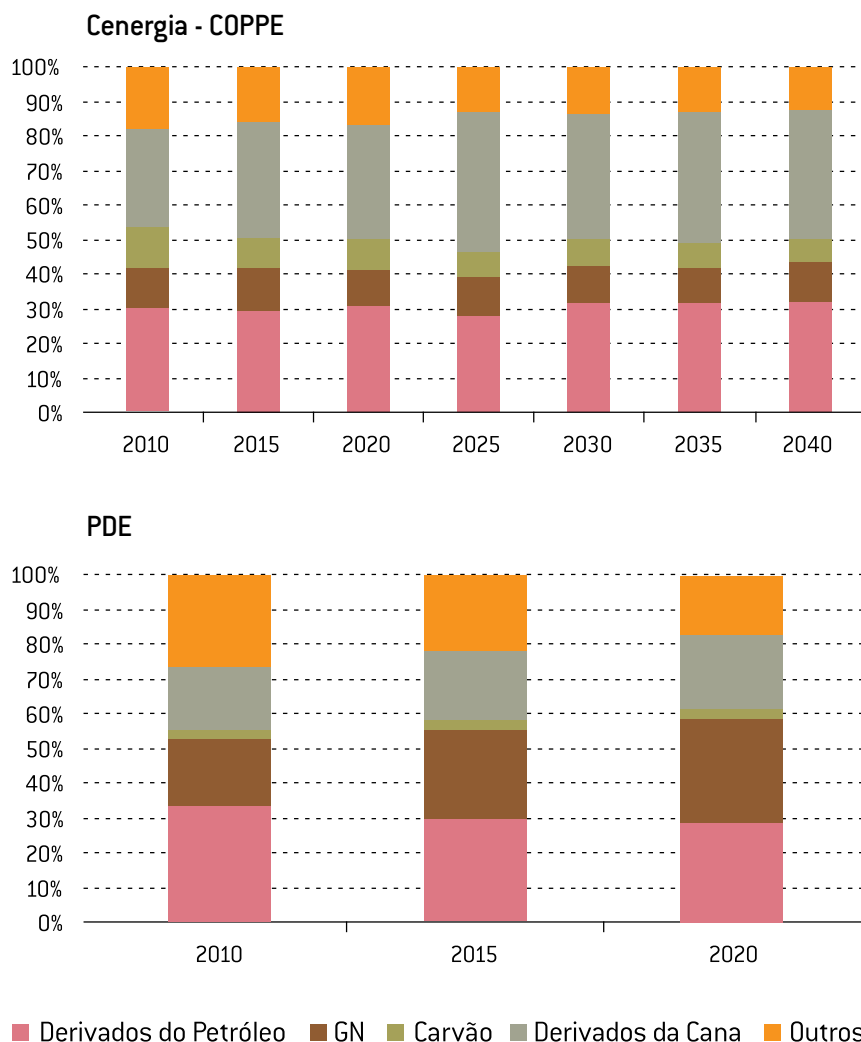
Observa-se que em ambos os estudos a evolução da oferta interna de energia é semelhante, passando de aproximadamente 280 milhões de tep em 2010²⁰, para 430 milhões de tep em 2020, o que representa um crescimento médio anual de 4.4%. A tendência projetada pelos autores deste estudo é de que este crescimento se mantenha praticamente constante ao longo dos anos, atingindo 730 milhões de tep em 2040, mais do que duplicando a oferta interna de energia no país no período de 30 anos. Cabe ressaltar que ambos os estudos projetam um crescimento no uso de energia a uma taxa semelhante ao crescimento econômico, o que, em termos agregados, mantém a intensidade energética do país no mesmo patamar atual, na ordem de 0,071 tep/103R\$.

Figura 20 – Oferta interna de energia nos cenários PDE e COPPE



¹⁹ Rigorosamente no caso do PDE trata-se do marcador BFOE (dated Brent), que tem obtido prêmios consideráveis de preço em relação ao WTI nos últimos dois anos, invertendo a série histórica de preço relativo ligeiramente favorável ao WTI.

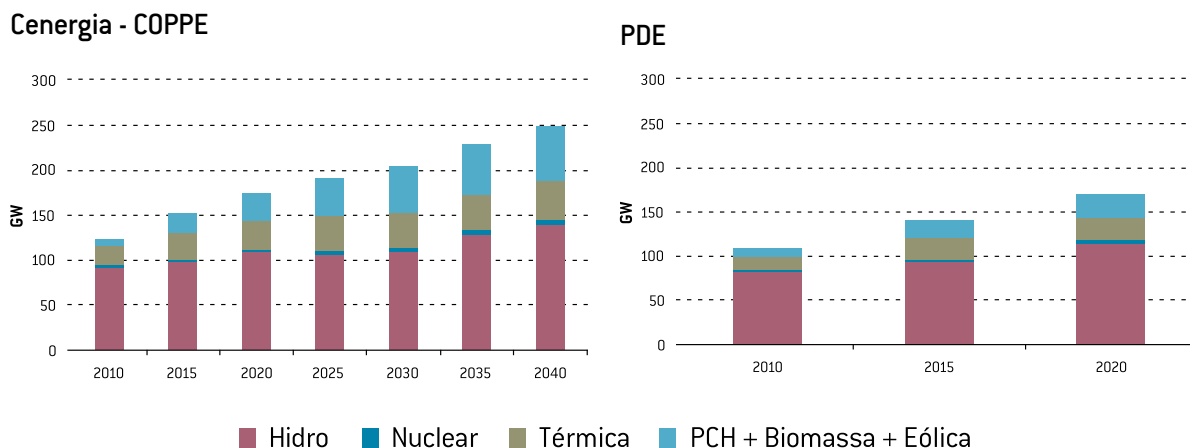
Figura 21 – Consumo de energia por fonte no Brasil nos cenários



Apesar da similaridade nos resultados dos diferentes estudos em relação à oferta interna de energia no país, nota-se a diferença no que diz respeito à composição de fontes no consumo de energia, como apresentado na figura 21. Nota-se que ambos os estudos projetam a manutenção do uso de derivados de petróleo em cerca de 30% do consumo total de energia no país. A principal diferença, entretanto, se dá no consumo de gás natural e produtos da cana-de-açúcar. O cenário do PDE prevê um significativo aumento do consumo de gás natural no país, passando de 45 milhões de tep, em 2010, para quase 120 milhões de tep, em 2020, função, principalmente, do maior uso de gás no setor industrial e na geração de energia elétrica. A projeção do Cenergia-COPPE, por outro lado, estima que o consumo do gás natural em 2020 permaneça com a mesma participação, alcançando uma faixa de 50 milhões de tep em 2020. O maior crescimento projetado pelos autores deste estudo é no uso produtos da cana de açúcar, em especial o bagaço-de-cana, a partir do melhor aproveitamento deste insumo em processos de cogeração mais eficientes no segmento de alimentos e bebidas do país.

²⁰ Essa discrepância para o ano de 2010 se dá pelo fato dos estudos adotarem diferentes anos como base de projeção.

Figura 22 – Geração de eletricidade por fonte no Brasil nos cenários PDE e Cenergia-COPPE



No que tange o aspecto de geração de energia elétrica, o resultado de ambos os estudos são similares em capacidade total instalada, como mostrado na figura 22. Entretanto, os cenários projetam diferentes composições de fontes para a geração de eletricidade até 2020.

A expectativa é de que a capacidade instalada de geração elétrica passe de 115 GW em 2010, para 175 GW em 2020. A geração hidráulica nos estudos se mantém como principal forma de produção de eletricidade e as outras fontes renováveis (Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH, biomassa, e eólica) ganham mais espaço no sistema nacional, passando de 9 GW em 2010, para 27 GW em 2020. O cenário previsto de usinas térmicas no país não deve se alterar de forma significativa. De acordo com as projeções do cenário Cenergia-COPPE, a participação desta forma de energia deve passar de 15% em 2010, para 18% em 2040, em especial com mais uso de gás natural.

Dentre os consumidores de energia, o setor industrial destaca-se juntamente com o setor de transportes, como mostra a figura 23. O consumo final energético do país, em ambos os estudos, passa de 245 milhões de toneladas equivalentes de petróleo para 375 em 2020.

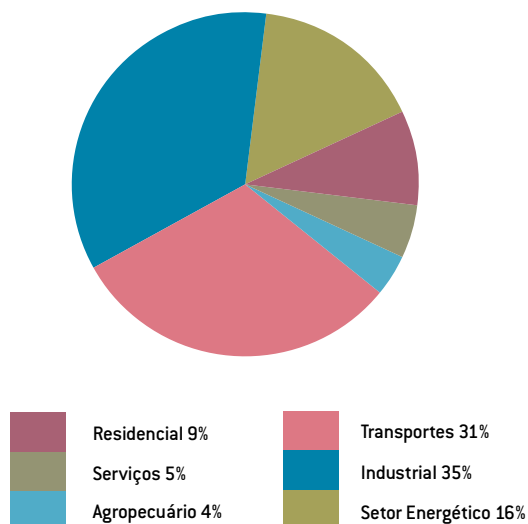
Considerações Finais sobre os Cenários para o Sistema Energético Brasileiro e Implicações para Mudanças Climáticas

O Brasil possui uma matriz energética com grande participação de fontes renováveis devido à expressiva participação da hidroeletricidade e derivados da cana-de-açúcar (etanol, não apenas como aditivo à gasolina, mas sua utilização como combustível, em veículos flexíveis, e o bagaço de cana-de-açúcar).

Este quadro torna o sistema energético nacional muito peculiar. No setor de energia, o Brasil contribuiu com apenas 348,5 milhões de toneladas equivalentes de CO₂, para um total mundial de cerca de 28.400 milhões de toneladas em 2005, o que corresponde a cerca de 1,9 tCO₂ por ano por habitante, comparado a uma média global de 4,4 tCO₂ por habitante (Frischtak, 2009). De acordo com os cenários considerados, a expectativa é de que as emissões do setor energético nacional passem para 630 milhões tCO₂ em 2020.

A projeção do consumo final energético do país é atingir 375 milhões de tep em 2020, e 635 milhões de tep em 2040. Dentre os setores energéticos, o setor industrial e transportes permaneceriam como principais consumidores, representando mais de 60% do consumo final de energia do país no horizonte analisado em ambos estudos.

Figura 23 – Consumo final energético por setor em 2020



Avaliação de cenários para a produção de biocombustíveis no Brasil

Os biocombustíveis têm papel fundamental na promoção de uma economia verde e um papel importante na matriz energética brasileira futura. Dessa forma, esta seção tem como objetivo avaliar a factibilidade socioeconômica dos cenários projetados para a produção de biocombustíveis no país. Perante as projeções de crescimento dos programas de biocombustíveis do Brasil, busca-se avaliar, com base nos impactos socioeconômicos presentes sobre os sistemas produtivos da cana e da soja, tendo como proxy os estados de São Paulo (SP) e Mato Grosso (MT), se é sustentável a expansão vislumbrada para o período 2011-2019.

Os cenários para biocombustíveis avaliados aqui são os do Plano Decenal de Expansão de Energia 2019, (PDE2019 – EPE, 2010). Segundo o PDE2019, no período 2011-2019 a produção de etanol no Brasil deve passar de 25,1 para 73,3 bilhões de litros. Para atender a essa expansão, estima-se que a produção de cana no ano de 2019, seja de 1.135 milhões de toneladas (aumento de 64% com relação a 2010), o que requererá, considerando um ganho de produtividade de 1,5% ao ano, uma área agrícola adicional de 11,9 milhões de hectares. Considera-se que esta expansão se dará em áreas atualmente usadas na pecuária extensiva, em especial da região Centro-Oeste, através do adensamento da pecuária (EPE, 2010).

Por sua vez, a produção de biodiesel deve passar de 2,4 para 4,2 bilhões de litros entre 2011 e 2019. De fato, trata-se de um aumento na produção que somente acompanha o crescimento na demanda por diesel, mantendo-se o percentual obrigatório da adição 5% de biodiesel ao diesel (EPE, 2010). Com isso, caso fosse mantida a participação de 84% do óleo de soja para a produção total de biodiesel, seria requerida em 2019, uma produção total de 19,8 milhões de toneladas de soja para produção do biocombustível.

Destaca-se, contudo, que nos dois setores expande-se o consumo de derivados de cana-de-açúcar (etanol e bagaço), cuja participação na oferta de energia se eleva, em especial no estudo aqui desenvolvido, atingindo 35% da matriz energética. A intensidade energética, por sua vez, permanece praticamente constante durante o horizonte de análise dos estudos, no patamar de 0,072 tep/10³. Cabe verificar, entretanto, se a expansão projetada para biocombustíveis é viável do ponto de vista sócio-econômico.

Finalmente, para o atendimento da expansão prevista do sistema energético, o PDE estima um investimento na ordem de R\$ 1,02 trilhão no período de 2011 a 2020. Dentro destes custos, a maior parcela recai sobre petróleo e gás (67%), em especial para exploração e produção, com a extração em águas ultra-profundas (pré-sal). Para a parte de geração de energia elétrica, a estimativa é que sejam necessários R\$ 236 bilhões entre 2011 e 2020 para a expansão da geração e ampliação da transmissão. O restante dos custos (R\$ 97 bilhões) é alocado na parte de oferta de biocombustíveis, principalmente para a produção de etanol.

Considerando um aumento anual de produtividade de 1,5%, seria necessária a incorporação de cerca de 3,4 milhões de hectares à atual lavoura de soja do país.

Nesta seção será analisada a viabilidade socioeconômica da produção de biocombustíveis considerando:

a) Se houve alteração na dinâmica do preço das terras e, conseqüentemente, no custo de produção agrícola, a ponto de tornar a atividade de produção de cana e de soja menos rentável e, portanto, se constituindo em uma barreira à expansão do cultivo agroenergético;

b) Se em caso de perda de rentabilidade os produtores rurais utilizaram-se de uma estratégia de redução do nível dos salários reais dos trabalhadores rurais com vistas a atenuar o efeito da queda;

c) Se a disponibilidade de água se constitui em um limite à projeção de expansão das culturas agroenergéticas.

A dinâmica do preço da terra com a rentabilidade das culturas agroenergéticas

A análise da dinâmica do uso da terra inicia pela comparação entre períodos distintos [1990/2000/2010], tendo como base dados da Produção Agrícola Municipal do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) para as culturas de cana-de-açúcar e soja (Lima, 2010; IBGE, 2009a, 2009b e 2011a). Com isso, quer se comparar se o aprofundamento dos programas de biocombustíveis do Brasil, baseados nestes produtos de lavoura, intensificou a destinação de áreas agrícolas para tais culturas. Ocorreu um acentuado adensamento da produção de cana-de-açúcar e de soja, respectivamente, em SP e MT (IBGE, 2009a, 2009b e 2011a).

O adensamento em MT é influenciado, entre outros fatores: a) pela evolução do preço da soja no mercado internacional; b) pela disponibilidade de terras de menor preço em comparação a outros estados produtores, tais como o Rio Grande do Sul e Paraná; e c) pela consolidação de um pólo regional de produção de biodiesel (MAPA, 2011). Por sua vez, o crescimento e o adensamento da produção de cana estão relacionados tanto com o aprofundamento da produção de etanol, quanto com o aumento do preço do açúcar no mercado internacional (IEA, 2011a e 2011b).

Perante a crescente incorporação de terras para a produção de cana e de soja no Brasil, que especialmente ocorre nos estados de SP e MT, é plausível formular a hipótese de que isto tornou o recurso terra mais escasso provocando aumento de seu preço no mercado. De fato, observou-se uma significativa aceleração no preço das terras preferenciais para a produção de cana, em SP, sobretudo a partir de 2003. Tendo como exemplo as terras mais produtivas (terra de primeira), o preço do hectare passa de R\$ 4,6 mil, em 2002, para R\$ 14,6 mil em 2010. No caso das terras agriculturáveis de MT, também se constatou um significativo aumento. Em 2006, o preço médio por hectare era de R\$ 2,6 mil, passando no ano de 2010 para R\$ 7,2 mil/hectare.

O aumento do preço do insumo-terra levou a um acentuado incremento nos custos médios totais da atividade canavieira que se deu a taxas superiores à variação na receita média total, o que acabou por levar a perdas na margem da atividade. De fato, a lucratividade da atividade, que foi de 14,5% em 2002, passou a ser negativa em 21,7% em 2010²¹. Isto, inclusive, justifica a discussão que permeia o mercado de etanol atualmente, qual seja de preços crescentes e risco de desabastecimento de biocombustíveis (Marques, 2009; MME, 2011).

²¹ Dados elaborados para este estudo a partir das informações de IEA (2011 a e 2011b) e Marques (2009).

O incremento no preço das terras de lavoura também foi significativo no estado de MT, fazendo-se refletir sobre o valor médio dos arrendamentos a partir de 2007.

O adensamento na produção da soja, associado à concentração da propriedade de terras em poucos grupos econômicos (IMEA, 2011), permitiu que estes auferissem um incremento de 242% na renda da terra no período 2002-2010. O custo médio total da atividade cresceu menos do que proporcionalmente ao valor dos arrendamentos. O significativo aumento no preço médio pago ao produtor pela soja, a partir de 2008²², fez com a margem de lucro se tornasse positiva. Trata-se de um incremento nos preços recebidos pela soja, entre 2007 e 2010, de 56%, frente a um aumento a taxa inferior no custo da atividade (15%)²³.

Impactos da rentabilidade das atividades agroenergéticas sobre o nível salarial dos trabalhadores rurais

Neste contexto, busca-se verificar se existe uma correlação positiva ou negativa da renda paga pelo trabalho rural com a margem de lucros da atividade canavieira e sojicultora nos estados de SP e MT. Pode-se verificar que a remuneração mensal média para o trabalho rural em SP e MT, no período 1996-2010, cresceu mais do que proporcionalmente em relação ao salário mínimo nacional. De fato, houve um ganho real de renda no período, na medida em que, no ano de 1996, respectivamente, o trabalho rural em SP e MT pagava aproximadamente 0,59 e 0,51 salários mínimos reais mensais, passando a 1,26 e 1,32 em 2010²⁴.

Com relação à tendência nacional, de depreciação da renda no campo, que ensejou inclusive intensa migração do meio rural para as cidades (IPEADATA, 2011 a e 2011b), os estados de SP e MT se constituem em exceções. Em ambos, a renda agrícola cresceu mais do que à média nacional, o que, em grande medida, se pôde verificar a partir do ano de 2006 em SP e de 2008 no MT.

Coincidentemente trata-se de períodos nos quais os programas nacionais de produção de biocombustíveis, assentados nas culturas agrícolas preponderantes de cada um dos estados (cana e soja), sofreram acentuado incremento em sua produção.

O ganho real de renda do trabalho rural, no estado de SP, está negativamente correlacionado com a margem de lucro da atividade. Logo, rejeita-se a hipótese de que os canavieiros se utilizaram de uma estratégia de reduzir o nível dos salários reais dos trabalhadores rurais com vistas a atenuar o efeito da queda de rentabilidade da sua atividade produtiva. Por sua vez, a correlação no estado de MT é positiva, na medida em que se verificou aumento na renda do trabalhador rural e na rentabilidade da atividade sojicultora. Ou seja, o excedente econômico foi, em alguma medida, redistribuído aos trabalhadores rurais.

Demanda e disponibilidade de água para as culturas agroenergéticas do Brasil

Ainda que o Brasil apresente uma situação confortável quanto aos recursos hídricos, quando comparada aos valores dos demais países, existe uma distribuição espacial desigual destes recursos no território brasileiro. Cerca de 80% da disponibilidade hídrica está concentrada na Região Hidrográfica Amazônica, onde se encontra o menor contingente populacional, além de valores reduzidos de demandas consuntivas (ANA, 2011). Cabe verificar o impacto do incremento da produção de biocombustíveis sobre a disponibilidade de água (2011-2019), em regiões que possuam maior demanda de água em face tanto da densidade populacional quanto de processos produtivos.

²² O preço médio pago ao produtor pela soja passou de R\$ 23,7/ saca de 60 kg, em 2007, para R\$ 34,9, em 2008; R\$ 39,5, em 2009; e R\$ 37,0 / saca de 60 kg, em 2010 (SEPLAN, 2010).

²³ Dados elaborados para este estudo a partir das informações de SEPLAN (2010), FGV (2010) e FGV (2011).

²⁴ Dados elaborados para este estudo a partir das informações de FGV (2010), IEA (2011c) e IPEADATA (2011 a e 2011b).



Para tanto, modelou-se no CROPWAT 8.0 a demanda de água por hectare de cana e de soja produzidos (FAO, 2011 a e 2011b), respectivamente, nos estados de SP e MT, no ano de 2010. Da modelagem se obteve uma demanda média de água por hectare produzido, para as referidas culturas, de 16.991 m³ e de 6.440 m³. Logo, considerando-se as produtividades referenciais de 86,4 toneladas por hectare para a cana em SP e de 3,0 toneladas por hectare para a soja em MT (CONAB, 2011), tem-se, respectivamente, uma demanda média de água por tonelada de cana em SP e de soja em MT em 2010, de 197 m³ e de 2.147 m³.

Para estimar a demanda de água por cultura em 2019, considerou-se um crescimento médio da produtividade das lavouras de cana e de soja, a partir de 2011, de 1,5% ao ano. Pôde-se estimar a evolução na demanda média de água, em metros cúbicos por hectare, e em metros cúbicos por tonelada, no período 2010-2019. Mais do que isso, considerou-se um aumento na produção das referidas culturas seguindo a mesma taxa do aumento projetado na produção de biocombustíveis. Diante dessas premissas, obteve-se uma demanda total de água em 2019, para a produção de cana em SP, e de soja em MT, respectivamente, de 108.638 e 67.509 milhões de m³.

Resta verificar se a demanda total de água requerida pela expansão das culturas de cana e de soja, em SP e MT no ano de 2019, seria limitada pela disponibilidade de recursos hídricos, respectivamente, das bacias do Paraná e Amazônica. Para tanto, inicialmente se considerou a manutenção da disponibilidade hídrica superficial do Brasil no ano de 2010. No caso, considerando-se todas as bacias brasileiras, com permanência de 95%, essa disponibilidade foi de 5.658.599 milhões de m³ (ANA, 2011). Mais do que isso, considerou-se constante a disponibilidade hídrica superficial da bacia hidrográfica Amazônica e do Paraná, que suprem os estados do MT e SP. Finalmente, considerando-se a demanda de água para a produção de cana e de soja, bem como outros usos da água, quais sejam industrial, urbano e rural (consumo humano e na pecuária), tem-se junto à tabela 2 o percentual de água disponível por bacia hidrográfica.

Constata-se que a expansão da produção agrícola, nos estados de SP e MT, com vistas a suportar a ampliação da produção de biocombustíveis no Brasil, não encontraria limitações no que tange à disponibilidade hídrica. No caso de SP, embora a quantidade de água pareça não ser preocupante, cerca de 80% dos rios apresenta condições críticas, preocupantes ou muito preocupantes no que tange à potabilidade da água (ANA, 2007). Neste caso, deve-se gerir os recursos de forma a que os recursos potáveis não sejam integralmente utilizados para a expansão da lavoura canavieira, para a qual a qualidade da água não é fundamental, como é no caso do abastecimento humano.

Tabela 2 – Disponibilidade hídrica nas bacias Amazônica e do Paraná considerando as diferentes demandas por água em 2010 e 2019

		Bacia Amazônica	Bacia do Paraná
Disponibilidade Hídrica (106 m ³ /ano)*		4.161.081	361.182
Demanda de Água para a Produção de Cana / SP (106 m ³)	2010	N.A.	69.687
	2019	N.A.	108.638
Demanda de Água para Outros Usos / SP (106 m ³)	2010	N.A.	15.058
	2019	N.A.	19.124
% de Água Disponível	2010	N.A.	76%
	2019	N.A.	65%
Demanda de Água para a Produção de Soja / MT (106 m ³)	2010	40.151	N.A.
	2019	67.509	N.A.
Demanda de Água para Outros Usos / MT (106 m ³)	2010	1.476	N.A.
	2019	1.874	N.A.
% de Água Disponível	2010	98%	N.A.
	2019	97%	N.A.

* A disponibilidade hídrica é composta pela vazão média anual dos rios da bacia hidrográfica. N.A.: não aplicável.

Fonte: Preparado pelos autores com base em ANA (2007 e 2011) e FAO (2011a)

Considerações Finais sobre a Sustentabilidade da Produção de Biocombustíveis

A análise da sustentabilidade da expansão dos programas nacionais de produção de biocombustíveis (etanol e biodiesel) requer uma apreciação integrada dos aspectos hídricos, energéticos e de uso da terra (Harmsen, 2011). Inicialmente se constatou que a disponibilidade do recurso terra não constitui um limite à expansão da produção planejada de etanol e biodiesel no Brasil. Verificou-se que a principal limitação à incorporação de terras não é a sua existência física, mas sim o impacto do custo incremental de sua valorização, ao longo do tempo, sobre a rentabilidade das culturas e, consequentemente, sobre os preços finais do etanol e do biodiesel.

No caso do etanol, a acentuada queda na rentabilidade da atividade justifica o direcionamento crescente da indústria para a produção de açúcar, em detrimento ao etanol, percebendo-se com isso um aumento no preço praticado pelas usinas junto aos distribuidores de combustíveis no Brasil.

Já no caso do biodiesel, ainda que a atividade sojicultora opere com margem positiva, o produto final não consegue ser competitivo frente ao seu substituto, no caso o diesel mineral. No entanto, a manutenção da adição do biodiesel ao diesel em 5% em volume, até 2019, também pode ser atribuída à competição do insumo soja como alimento para fins de atendimento ao mercado doméstico e internacional.

A despeito do impacto que o incremento na produção de biocombustíveis exerce sobre a produção agrícola, e com isso sobre a demanda por mão-de-obra no meio rural, constatou-se, no caso de SP, um aumento na remuneração real média do trabalhador. Este se deu mesmo com a queda na rentabilidade de atividade canavieira e decorreu da iminente proibição da queima da palha da cana pré-colheita, vis-à-vis, da colheita manual²⁵.

A adaptação do setor à técnica do plantio e do corte mecânico demanda mão-de-obra especializada que, por sua vez, exige maiores salários. No longo prazo isso deve levar ao desemprego de trabalhadores temporários, o que ainda não vem ocorrendo no setor canavieiro de SP.

De fato, apesar da redução da área de colheita manual de 55% em 2005, para 49% em 2010, a geração de empregos no setor cresceu na última safra, o que se explica, sobretudo, pela entrada em operação de dez novas usinas de etanol e açúcar em 2010. Ou seja, se o aumento na remuneração média é explicado pelo crescimento da inserção de mão-de-obra qualificada no setor, o aumento na massa salarial, no curto prazo, é explicado pelo crescimento na produção de cana em face do aumento no seu custo de oportunidade, decorrente dos preços do açúcar no mercado internacional e da demanda doméstica por etanol.

Por sua vez, no estado de Mato Grosso o aumento na renda real média do trabalhador rural está associado com o aumento da lucratividade da atividade sojicultora que se explica pelo incremento nos preços internacionais da soja e pelo aumento na demanda doméstica para produção de biodiesel. Mais do que isso, também é crescente a inserção das técnicas de plantio direto e da colheita mecanizada na atividade, que no curto prazo explica o aumento na renda real média do trabalho rural.

No longo prazo a intensa mecanização da atividade canavieira e sojicultora terá impactos negativos sobre o número de empregados destas lavouras. De fato, a mecanização da colheita exige, por um lado, uma menor quantidade de mão-de-obra por hectare plantado, e, por outro, altera o perfil do empregado, criando oportunidades para tratoristas, motoristas, mecânicos, condutores de colheitadeiras, técnicos em eletrônica, dentre outros.

Com isso, desempregam-se, em maior proporção, empregados de baixa escolaridade, que são maioria, sobretudo, na lavoura canavieira. Esta tendência, em consonância à concentração da propriedade de terras, observada por meio da participação da produção em terras arrendadas sobre a área total plantada de cana e soja nos estados de SP e MT, aumenta a pressão social no campo, levando à migração rural-urbana e, sobretudo, a conflitos pela redistribuição de terras (reforma agrária)²⁶.

Finalmente, o plano de expansão da produção de biocombustíveis, mesmo que baseado somente no aumento da produção de cana e de soja em dois estados (SP e MT), não encontraria barreiras no que se refere à disponibilidade hídrica das bacias do Paraná e Amazônica. No entanto, o aumento na demanda hídrica, para a produção de cana em SP, levaria a uma competição por escassos recursos potáveis, ameaçando com isso a demanda de água para fins de consumo humano, desde que não seja bem gerido o uso dos recursos.

²⁵ A Lei Estadual nº 11.241/2002 determina a proibição da queima da queima da palha, para fins de colheita manual da cana, a partir de 2021 (IEA, 2002).

²⁶ Trata-se da concentração da propriedade fundiária no Brasil, onde 1% das propriedades rurais concentra aproximadamente 30% de toda área rural, e 31,6% das propriedades ocupam 1,8% da área rural total (Nascimento e Saes, 2009).

POLÍTICAS ENERGÉTICAS E AÇÕES PARA PROMOÇÃO DE UMA ECONOMIA VERDE NO BRASIL

A promoção de uma Economia Verde no Brasil deve necessariamente passar pelo fomento a fontes renováveis de energia, assim como medidas de eficiência energética. Concomitantemente, no contexto de promoção do bem estar social, devido às características de bem meritório²⁷ da energia, é necessário garantir acesso por parte dos segmentos menos favorecidos da sociedade.

Balanço das políticas públicas brasileiras para a promoção do uso de energias renováveis

Objetivando promover a geração elétrica através de fontes renováveis, o Brasil implementou, nos últimos anos, alguns programas de incentivo, além de linhas de financiamento atrativas via BNDES. As duas iniciativas mais importantes direcionadas para o setor elétrico foram o PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas e a realização de leilões de fontes alternativas²⁸. Outro aspecto importante da política energética brasileira são os programas de eficiência energética e os programas de universalização do acesso à energia elétrica.

PROINFA

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, o PROINFA, foi instituído com o objetivo de aumentar a participação de energia elétrica gerada a partir de empreendimentos baseados na fonte eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas no Sistema Interligado Nacional. Assim, objetivava-se a diversificação da matriz energética explorando-se as potencialidades regionais e locais do país (MME, 2010a).

Conforme descrito por Dutra e Szklo (2008), quando lançado em 2002, o PROINFA era dividido em duas fases, sendo que a segunda acabou sendo reavaliada após a reforma do setor elétrico brasileiro, iniciada em 2003, e acabou nunca possuindo regulamentação oficial. A primeira fase tinha por meta adicionar 3.300 MW de capacidade instalada ao SIN igualmente distribuída entre geração eólica, biomassa e a partir de PCHs, através de contratos de longo prazo. As operações das centrais contratadas deveriam iniciar em 2006, com garantia de remuneração pela energia gerada durante quinze anos. O começo das operações foi adiado para 2008 e a garantia de remuneração estendida para vinte anos. A segunda fase tinha uma meta inicial de atingir 10% de participação das fontes alternativas na produção elétrica do país até 2026, porém nunca foi devidamente regulamentada, dando lugar à contratação de projetos via leilões. É importante notar que as barreiras de mercado que o programa enfrentou ocorreram não apenas devido às indefinições do Programa em si, mas também devido às incertezas relacionadas ao novo marco regulatório brasileiro, que na época ainda estava em implementação e sendo testado.

O PROINFA estabeleceu um índice de nacionalização (IN) visando promover o desenvolvimento industrial no país, em especial nas indústrias de bens duráveis, e a geração de emprego. Na primeira fase, foi definido que 60% dos equipamentos utilizados nas usinas contratadas pelo PROINFA deveriam ser produzidos no Brasil. Na segunda fase, o IN deveria ser aumentado para 90%.

Como resultado, o programa contratou os 3.300 MW de capacidade previstos, sendo 36% de PCHs, 43% de eólicas e apenas 21% de térmicas a biomassa, conforme pode ser constatado na tabela 3.

Resumidamente, o PROINFA foi responsável pela contratação de 1.423 MW de potência eólica no SIN em sua primeira fase através da contratação de 54 projetos (MME, 2010a).

²⁷ Bens com grandes externalidades positivas.

²⁸ Anteriormente a essas duas iniciativas, vale comentar incentivos anteriores mais modestos, como a instituição do subsídio cruzado “Conta de Consumo de Combustíveis” para projetos de geração renovável em sistemas isolados e a criação do Proeólica, que fornecia condições especiais de contratação de projetos de energia eólica. Para mais detalhes, consultar Dutra (2006).

Tabela 3 – Capacidade Instalada contratada pelo PROINFA

	Número de Projetos	Capacidade Instalada	(% MW)
PCH	63	1.191	36%
Eólica	54	1.423	43%
Biomassa	27	685	21%
Total	144	3.299	100%

Fonte: MME (2010a)

Os projetos de geração eólica ultrapassaram os 1.100 MW previstos para compensar a escassez na contratação de projetos de geração a biomassa. No entanto, apesar dos 144 empreendimentos aprovados, apenas um conseguiu iniciar suas operações antes de 2006, conforme proposto inicialmente. Em 2010, ainda havia projetos não completos e o prazo de instalação foi prorrogado mais uma vez para 31 de Dezembro de 2011, através da Medida Provisória 517, assinada pelo ex-presidente Luiz Inácio Lula da Silva pouco antes de encerrar o seu mandato.

Segundo Dutra e Szklo (2008), as principais razões para os atrasos na implantação dos projetos foram a baixa capacidade financeira por parte dos empreendedores e o baixo porte da indústria de equipamentos nacional, em especial de aerogeradores, que dificultaram o atendimento ao índice de nacionalização requerido.

Contratação de Fontes Renováveis via Leilões

Após a reforma do setor elétrico brasileiro ocorrida em 2004, instituiu-se a contratação de energia através do sistema de leilões. A esquemática de leilões visa garantir o suprimento de energia ao mercado pelo critério de menor preço. Nesse contexto, leilões de fontes alternativas e leilões de reserva têm sido promovidos no intuito de aumentar a participação de PCHs, térmicas a biomassa e usinas eólicas na matriz elétrica do país e têm sido bem sucedidos nos últimos anos (CCEE, 2010a). A criação de leilões exclusivos para fontes renováveis alternativas se deve ao fato de que elas tendem a apresentar um custo mais elevado, tornando difícil a competição com fontes convencionais de energia.

Tabela 4 – Principais características de contratação de energia de reserva e de fontes alternativas

	3º LER	2º LFA
Mercado	Reserva	ACR e ACL
Objetivo	Contratar energia além daquela necessária para atender a demanda das distribuidoras	Contratar energia para atender a demanda das distribuidoras
Quem paga	Todos os consumidores através de encargos	Os consumidores das distribuidoras que solicitaram energia através das tarifas
Comprador	CCEE como representante dos Consumidores	Distribuidoras
Contrato	CER: 20 anos	CCEAR por Disponibilidade: 20 anos
Demanda no Leilão	Definida pelo MME	Definida pelos Distribuidores e rateada na proporção da oferta
Comprometimento	100% Garantia Física	Energia Contratada
Competidores	Eólicas	Eólicas e Biomassa
Renda	Receita Contratada - Penalidades + Bônus	Receita Contratada - Penalidades
Obrigações	Produção Anual $\geq 90\%$ Qc	Produção Anual $\geq 90\%$ GF
	Produção Quadrienal $\geq 100\%$ Qc	Produção Quadrienal $\geq 100\%$ GF
Penalidade	115% Preço Contratado x Déficit	Preço Contratado x Déficit
Bônus	70% Preço Contratado x Superávit	

Fonte: Tolmasquim (2010)

Os leilões de reserva, por sua vez, têm como principal finalidade garantir a segurança de suprimento de eletricidade à rede através de plantas de geração contratadas especialmente para tal propósito (CCEE, 2010b; Nogueira, 2011). De acordo com Bezerra *et al.* (2010), contratos de energia de reserva e de fontes alternativas apresentam características similares, uma vez que ambos estipulam um pagamento fixo para uma produção anual de referência e penalidades para desvios anuais e reajustes quadrienais. No entanto, ainda há algumas discrepâncias relacionadas ao critério de contabilidade, severidade das penalidades, revisão das quantidades contratuais e definição e revisão da garantia física dos projetos²⁹.

O primeiro leilão de fontes alternativas ocorreu em maio de 2007, objetivando contratar projetos de geração a partir de biomassa, eólica e PCH's que iniciassem a entrega de energia em 1º de janeiro de 2010, conforme descrito em seu edital (ANEEL, 2010a). Como pode ser observado na tabela 5, quase 640 MW em projetos foram adicionados ao sistema e nenhum empreendimento eólico saiu vencedor, apenas PCHs e usinas a biomassa, uma vez que o preço da energia eólica na época era acima de R\$ 200,00/MWh, muito caro para competir com as outras fontes participantes.

Além disso, a garantia física, expressa em termos de capacidade média total na tabela 5, foi apenas de 186 MW, o que pode ser explicado pelo fato de que térmicas a biomassa podem não gerar energia nos períodos do ano de entressafra.

O primeiro leilão de energia de reserva foi promovido em 2008, mas apenas biomassa participou como fonte geradora. Este leilão resultou na contratação de 2.379 MW de energia para o SIN através de 31 usinas a bagaço de cana e capim-elefante. O preço médio de venda ficou em R\$58,84/MWh (EPE, 2008). Energia eólica foi foco do segundo leilão de reserva (2009), que contratou empreendimentos eólicos com início de suprimento previsto para 2012 e com duração de 20 anos (ANEEL, 2010b). O leilão resultou em 1.805,7 MW de energia contratada ao preço médio de R\$148,39/MWh através de 71 empreendimentos eólicos, em cinco estados (EPE, 2009a). Ambos os leilões de reserva foram do tipo A-3, ou seja, contrataram projetos com início de operações três anos após sua realização.

Tabela 5 – Resultados do primeiro leilão de fontes alternativas³⁰

1º LFA	Número de Projetos	Capacidade [MW]	Capacidade Média [MW]	Preço Médio [R\$/MWh]
PCH	6	96,74	46	134,99
Eólica	12	541,9	140	138,85
Biomassa	0	0	0	225,00
Total	18	638,64	186	137,56

Fontes: Alvim Filho (2010); CCEE (2010c); EPE (2007)

²⁹ Modelos de contratação baseados no estabelecido no leilão de reserva de 2009 e nos leilões de 2010.

³⁰ Qc: Quantidade Contratada

GF: Garantia Física

Tabela 6 – Resultados final dos leilões de fontes alternativas de 2010

2º LFA + 3º LER	Número de Projetos	Capacidade (MW)	Capacidade Média (MW)	Preço Médio (R\$/MWh)
PCH	7	131,5	69,8	141,93
Eólica	12	712,9	190,6	144,2
Biomassa	70	2047,8	899	130,86
Total	89	2.892,2	1.159,4	133,56

Fontes: CCEE (2010d); CCEE (2010e); EPE (2010a)

O segundo LFA e o terceiro LER foram promovidos em sequência, em 2010, e apresentaram resultados interessantes, sendo analisados, portanto, em conjunto. Os leilões foram conduzidos de forma um pouco diferente dos anteriores e somaram ao todo 2.892,2 MW de potência instalada através de 89 empreendimentos de fontes renováveis.

De acordo com o edital do segundo LFA (ANEEL, 2010c), as PCHs contratadas deverão fornecer energia por 30 anos, enquanto projetos de geração a biomassa e eólicas deverão gerar energia por 15 anos, ambos a partir de 2013. O segundo LFA contratou 1.685,6 MW de energia através de 56 projetos a um preço médio de R\$ 135,48/MWh.

Em oposição aos outros dois leilões anteriores, as três fontes classificadas como alternativas puderam participar do terceiro LER. O leilão contratou projetos de geração a partir de biomassa com duração de 15 anos e início das operações em 2011, 2012 e 2013. Tanto projetos de eólica quanto PCHs contratadas devem iniciar suas operações em 2013, sendo que usinas eólicas devem gerar energia por 20 anos, enquanto PCHs devem gerar por 30 anos (ANEEL, 2010d). O terceiro LER contratou 1.206,6 MW de energia a um preço médio de R\$ 125,07/MWh, sendo a fonte eólica a mais representativa dentre os 33 projetos.

Em 2011, de forma semelhante à conduzida em 2010, leilões para a contratação de energias alternativas foram realizados seguidamente. No entanto, além da realização do quarto leilão de reserva direcionado para geração eólica, biomassa e PCHs, optou-se por realizar um leilão de energia nova ao invés de um leilão de fontes alternativas. O motivo seria o interesse em promover a competição das fontes “alternativas”, que vêm apresentando preços cada vez mais competitivos com os da geração térmica convencional a gás natural e de hidrelétricas de grande porte. Foi a primeira vez que fontes classificadas como alternativas concorreram com fontes convencionais, resultando num montante de 3.512,7 MW de energia contratado a um preço médio³¹ de R\$ 101,40/MWh através de 92 projetos de geração distribuídos de acordo com a tabela 7.

Os projetos contratados nos leilões de 2011 devem iniciar a entrega de energia em 2014 (ANEEL, 2011b e 2011c). Analisando a evolução da contratação de fontes alternativas via leilões é possível observar a crescente competitividade de que tais fontes vêm ganhando ao longo dos anos, indicando o potencial que têm de contribuição significativa para o atendimento da demanda de energia do país a preços competitivos.

³¹ O preço médio de cada um dos leilões 12º LEN e 4º LER estão disponíveis em (EPE, 2011). O preço médio consolidado dos dois leilões foi obtido calculando-se a média dos preços de cada fonte de geração ponderada pela sua garantia física.

Tabela 7 – Resultado final dos leilões de 2011
em que participaram fontes alternativas

LER 4 + LEN 12	Número de Projetos	Capacidade [MW]	Capacidade Média [MW]	Preço Médio [R\$/MWh]
Hidro	1	450,0	209,3	102,00
Eólica	78	1.928,8	913,0	99,56
Biomassa	11	554,8	261,2	101,11
Térmica GN	2	1.029,1	900,9	103,26
Total	92	3.512,7	2.284,4	101,40

Fonte: EPE (2011), CCEE (2011).

Financiamentos

No Brasil, os principais bancos que financiam projetos no setor eólico são o BNDES e o BNB, sendo o último menos representativo (Alice, 2010; Stephure, 2010). Ambos são bancos públicos e comprometidos com o desenvolvimento nacional e com projetos de infraestrutura de longo prazo. Segundo o REN21 (2010), a atuação crescente do setor público e de bancos de desenvolvimento tem cumprido um papel importante no estabelecimento das fontes renováveis não só no Brasil, mas ao redor do mundo.

A fim de promover investimentos em diferentes níveis do setor elétrico, o BNDES oferece financiamentos a partir de distintas linhas de crédito. O BNDES Finem é direcionado a projetos de implementação, expansão e/ou modernização com orçamento superior à US\$ 4,6 milhões. O banco tem o compromisso de financiar investimentos em infra-estrutura e aquisição de equipamentos, sendo a principal fonte de crédito do Programa de Aceleração de Crescimento (PAC). No que tange energia renovável, o BNDES financia projetos de geração renovável visando à diversificação da matriz energética do país (BNDES, 2010b).

Em 2010, o período de amortização foi estendido de 14 para 16 anos, tornando as condições similares às adotadas para projetos hidrelétricos de 30 MW a 1.000 MW (BNDES, 2010d).

Recentemente, já refletindo as novas condições de financiamento, o BNDES aprovou crédito de R\$ 574 milhões para sete parques eólicos no Rio Grande do Norte (BNDES, 2010e) e de R\$ 589 milhões para nove no interior da Bahia (BNDES, 2011b). Baseando-se nos resultados dos leilões de 2010, é possível inferir que a fonte eólica foi favorecida pelas melhores condições de crédito, dentre outros fatores.

Os critérios de elegibilidade adotados pelo banco envolvem, além das condições mínimas de *Project Finance*, como 20% de recursos próprios e ICSD mínimo de 1,3, consideram também estudos e/ou auditoria de ventos na localidade dos projetos, fluxo de caixa com geração de energia baseada em P90, utilização de equipamentos credenciados pelo BNDES, com índice de nacionalização mínimo de 60%, e garantias relacionadas aos projetos (Siffert *et al.*, 2009).

Segundo Stephure (2010) e Alice (2010), as condições de financiamento propostas pelo banco são competitivas, comparadas as de bancos privados, a exemplo da TJLP – taxa de juros de longo prazo, que é de 6%. No entanto, acreditam que ainda existem exigências rigorosas que devem ser cumpridas num prazo curto de tempo para a obtenção de financiamentos, apesar do estímulo dado ao setor nesse sentido. Tais dificuldades ainda preocupam investidores e podem constituir uma oportunidade para bancos privados.

Tabela 8 – Projetos de Energia Renovável aprovados entre 2003 e 2010 ³²

	Capacidade Instalada (MW)	Número de Projetos	Financiamento BNDES (US\$ Mi)	Investimento Planejado (US\$ Mi)
Hidro	18.814,62	39	13.570.725	23.714.869
PCH	1.921,74	98	2.809.969	4.067.842
Biomassa	1.637,40	37	1.207.377	1.604.297
Eólica	672,63	17	953.673	1.611.911
Total	23.046,39	191	18.541.743	30.998.919

Fonte: BNDES (2010c)

Financiadores privados têm demonstrado interesse no setor, mas não têm conseguido oferecer condições competitivas para tal.

Universalização do acesso a energia

O Programa Luz para Todos (LpT) foi lançado em 2003 pelo governo visando eliminar a exclusão energética no país. O objetivo inicial era promover a eletrificação rural, dando acesso à energia a 10 milhões de pessoas até 2008 (MME, 2010b). Conforme descrito por Zeriffi (2007), o programa é baseado na obrigação constitucional das prestadoras públicas de prover a universalização da eletrificação em áreas rurais, nos recursos federais e estaduais para a prestação de serviços públicos e em tarifas módicas para consumidores rurais e de baixa renda. Muitas regiões alvo do programa possuem baixo IDH, o que o torna um meio de desenvolvimento social e de geração de oportunidades.

O LpT foi criado em concomitância com dois programas federais de eletrificação, dentre eles o PRODEEM³³, sendo esta a primeira tentativa de instalar sistemas de geração em residências, inclusive células fotovoltaicas. Goldemberg et al. (2004) colocam que o programa promoveu a adoção de células solares não conectadas ao *grid* para a eletrificação de instalações em comunidades isoladas, especial hospitais e escolas.

O sucesso do PRODEEM foi comprometido pela sua gestão difusa com pouco envolvimento dos interessados, falta de planos de sustentação de recursos e mau planejamento de expansão do *grid*. Após a extensão de duração do programa de 2008 para 2010, o LpT encontrou algumas dificuldades para cumprir os prazos estipulados, conforme pode ser observado na tabela 9 (Niez, 2010). As principais razões foram a pouca experiência, escassez de material e serviços e rápido crescimento da demanda.

A revisão do PAC 2, lançada em março de 2010, prevê uma nova prorrogação do LpT para 2014. A meta do LPT, sem considerar a demanda do PAC 2, é de 2,9 milhões de ligações, das quais 2,6 milhões foram realizadas até 2010. No PAC 2, estão previstos 500 mil novas ligações e investimentos de R\$ 5,5 bilhões, em adição à meta de 310 mil eletrificações para 2011. Vale ressaltar, no entanto, que o desafio de eletrificação rural se torna cada vez maior, na medida em que as residências a serem contempladas pelo programa se localizam em áreas cada vez mais remotas, o que eleva progressivamente o custo médio de uma nova ligação³⁴ (Brasil Energia, 2011).

³² Até Julho de 2010.

³³ *Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e de Municípios*

³⁴ O custo médio de uma nova ligação cresceu de R\$ 4,3 mil, em 2004, para quase R\$ 6,0 mil em 2010. (Brasil Energia, 2011)

Tabela 9 – Cronograma de conexão rural à rede no LpT

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Instalações Planejadas	218.470	496.630	490.334	356.050	381.344	510.197	578.429
Instalações Efetuadas	69.999	378.046	590.013	397.877	441.427	-	-

Fonte: Niez (2010)

Eficiência Energética

Iniciativas no âmbito energético em prol do estabelecimento de uma economia verde, no entanto, não devem se limitar a promoção da geração renovável, pois os objetivos de redução de impactos ambientais e não escassez de recursos podem ser atingidos também através de iniciativas de redução de consumo pelo lado da demanda. No Brasil, os programas de eficiência mais importantes são o PROCEL e o CONPET.

O Programa Nacional de Conservação de Eletricidade, o PROCEL, foi instituído em 1985 pelo Ministério de Minas e Energia, Indústria e Comércio visando a racionalização da produção e do consumo de energia elétrica, de forma a eliminar desperdícios e reduzir custos. Foi, no entanto, transformado em programa de governo apenas em 1991 (Eletrobrás, 2011a). O programa promove a conservação do uso final da eletricidade, bem como a redução de perdas na transmissão e distribuição através de apoio financeiro a projetos de eficiência energética³⁵ conduzidos por distribuidoras, agências estatais, privadas, associação de indústrias, municípios universidades e instituições de pesquisa, além de facilitar a obtenção de empréstimos competitivos para implementação de medidas de eficiência através do fundo denominado Reserva Global de Reversão (RGR) (IAEA, 2006).

O Selo PROCEL, instituído em 1993, é uma das ações mais conhecidas do programa. É uma forma de etiquetagem que visa orientar o consumidor no ato da compra sobre quais produtos são mais eficientes energeticamente. Dessa forma, o consumidor é estimulado a adquirir produtos mais eficientes para reduzir sua conta de luz e os fabricantes, para atrair mercado, são incentivados à investir em tecnologias mais eficientes (Eletrobrás, 2011b).

Segundo IAEA (2006), os resultados sobre o consumo de energia elétrica se deram principalmente devido ao aumento da eficiência de refrigeradores e geladeiras através de teste, etiquetagem e acordos voluntários com fabricantes; ao aumento da eficiência de motores devido a testes, etiquetagem e investimentos em P&D; ao aumento do mercado de tecnologias mais eficientes de iluminação, como lâmpadas compactas fluorescentes; à redução de perdas elétricas na indústria através de auditorias, *workshops* e disseminação de informação e; instalação de medidores em residências. Em termos quantitativos, a figura 24 mostra os resultados do PROCEL entre 2005 e 2009, indicando incremento progressivo da energia economizada.

³⁵ Os projetos de eficiência energética em geral envolvem desenvolvimento e demonstração, educação e treinamento, divulgação e marketing, apoio ao setor privado (ESCOs – Empresas de Serviços de Energia), gerenciamento pelo lado da demanda e implementação direta de medidas de eficiência.

De fato, segundo Relatório de Resultados de 2010 (Eletrobrás, 2010), desde a sua implementação, o programa já economizou 38 mil GWh de energia, o que equivale a 10% do consumo residencial do país em 2009 ou à energia suficiente para suprir todas as residências da região Sudeste durante um ano.

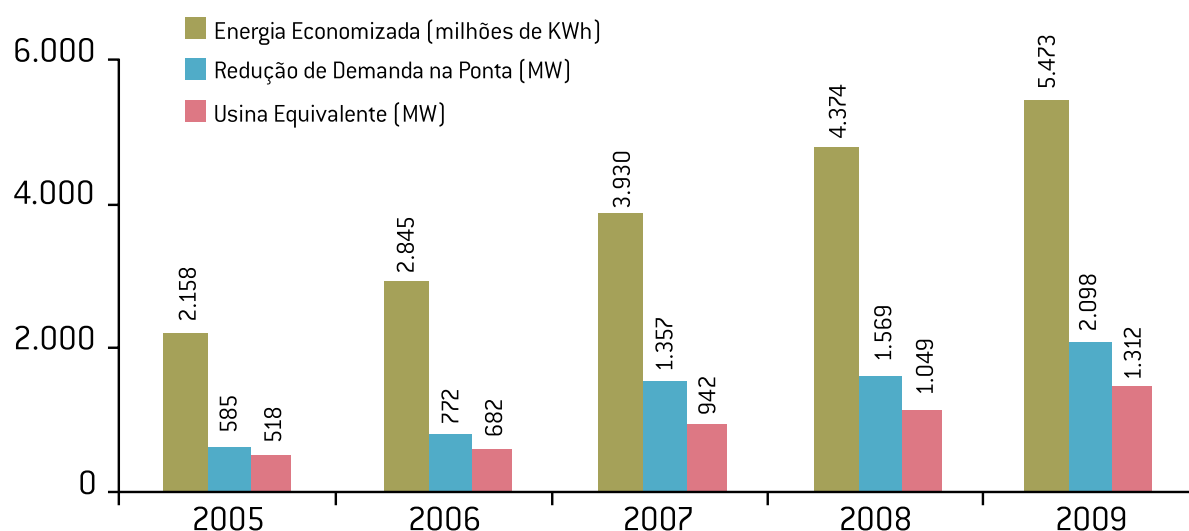
Vale observar que os impactos do programa não se limitaram apenas a seus efeitos diretos. O PROCEL contribuiu também para o estabelecimento de fabricantes de novas tecnologias no país, como lâmpadas fluorescentes, coletoras solares e sistemas de controle de iluminação; apoiou o desenvolvimento das ESCOs e promoveu a preparação e capacitação de diversos profissionais de gestão da energia (IAEA, 2006).

Outro programa de conservação de energia bastante consolidado é o Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural, o CONPET, instituído em 1991 sob a administração da Petrobrás. O objetivo global do programa é racionalizar o uso dos recursos não renováveis estimulando o uso eficiente da energia em diversos setores, principalmente no de transportes, indústria e residências.

Para tal, as iniciativas são conduzidas no sentido de reduzir o consumo de óleo diesel e reduzir as emissões de fumaça preta, difundir o uso do gás natural, estimular novas tecnologias no setor de eletrodomésticos e estimular a racionalização de energia em empresas (CONPET, 2011a; CONPET, 2011b).

Assim como o PROCEL, o CONPET também tem esquemas de etiquetagem para informar o consumidor sobre a performance de equipamentos em termos de eficiência energética. Segundo a IAEA (2006), a economia de energia acumulada pela Petrobrás, entre 1992 e 2000, inclui 230 GWh de eletricidade, 610 milhões de metros cúbicos de gás natural e mais de 700 milhões de metros cúbicos de derivados do petróleo. O programa tem sido bem sucedido dentro da Petrobrás, porém não tanto fora da empresa.

Figura 24 – Resultados energéticos alcançados pelo PROCEL entre 2005 e 2009.
[Eletrobrás, 2010]



Papel do setor público brasileiro

O potencial de incremento de geração a partir de fontes renováveis no Brasil é grande, não apenas devido à existência abundante de recursos, mas também ao contexto micro e macroeconômico atual, que tem tornado as fontes renováveis, como a eólica, crescentemente competitivas.

No entanto, o setor público brasileiro pode e deve assumir um papel fundamental no sentido de manter as condições necessárias para que se estabeleça uma matriz energética cada vez mais limpa capaz de balizar uma economia verde. Nesse sentido, as ações do poder público podem se dar no sentido de garantir a demanda por essas fontes, planejar o sistema adequadamente, conciliando a geração renovável com o plano de expansão de outras fontes, investir em infra-estrutura adequada de conexão e gerar condições adequadas de financiamento, promovendo, inclusive, a participação de agentes financiadores do setor privado (Nogueira, 2011).

Garantir um mercado de fontes renováveis no país no médio e longo prazos constitui uma forma de manter os preços competitivos pelo lado da demanda. O objetivo, nesse caso, é assegurar remuneração ao empreendedor, reduzindo os riscos e atraindo mais investidores para o setor.

Nesse sentido, Nogueira (2011) discute formas de assegurar o estabelecimento da fonte eólica no longo prazo no país aplicáveis para outras fontes renováveis e “alternativas” em geral. Uma forma de atrair empreendedores é assegurar a ocorrência de leilões frequentes e fixos, planejados e anunciados com suficiente antecedência, de forma a permitir que os agentes se programem e se planejem adequadamente para ofertar seus produtos no mercado regulado, evitando, inclusive, possíveis atrasos em relação à apresentação de garantias, obtenção de licenças e começo das operações.

Ainda no contexto de planejamento por parte do governo, é importante que haja um plano adequado e bem sinalizado sobre a composição da matriz energética, de forma a conciliar adequadamente as fontes de energia utilizadas. Isso ocorre porque, na medida em que as fontes renováveis em geral possuem caráter sazonal, deve-se investigar a possibilidade de conciliação com outras fontes de energia com significativa inflexibilidade operativa que também estão contempladas nos planos de expansão oficiais, a exemplo da fonte nuclear, que não complementaria a geração eólica, por exemplo, e poderia acarretar o “desperdício de vento”.

Uma super-contratação de empreendimentos de geração renovável pode vir a tornar o sistema mais vulnerável à sazonalidade das fontes, em especial no caso de estagnação de contratação de hidrelétricas com reservatório, e/ou comprometer a qualidade da energia³⁶, indicando uma possível limitação técnica de contratação de energia renovável de forma localizada. Assim, é importante que os agentes de planejamento tomem suas decisões de forma transparente, com forte embasamento técnico e com justificativas adequadas de acordo com os objetivos divulgados em termos de expansão do setor elétrico. Uma possibilidade, considerando as possíveis limitações técnicas, seria a realização de leilões regionais, o que poderia, inclusive, incentivar a exploração dos recursos disponíveis em cada estado.

As fontes alternativas de energia possuem algumas particularidades quando conectadas a um sistema de transmissão e/ou distribuição de energia elétrica, e por isso têm sido tratadas de forma particular. No caso das usinas eólicas, por exemplo, são usualmente localizadas em áreas litorâneas mais remotas, com redes que necessitam de reforços na rede local e conexão ao sistema através de soluções coletivas, com aumento de capacidade (Mello, 2010).

³⁶ A exemplo da geração eólica, que pode causar consumo excessivo de potência reativa, variações no perfil de tensão, sobreensões, sobrefrequências, ilhamentos, dentre outros efeitos (Silva *et al.*, 2003).



Na tentativa de mitigar tal problema, foram criadas as ICG³⁷, advindas originalmente da necessidade de conectar térmicas a biomassa e PCHs localizadas em áreas distantes e/ou carentes de sistemas de distribuição e transmissão adequados, ou seja, incapazes de suportar grandes volumes de potência (EPE, 2009b; EPE, 2010b). Sob tal esquemática, centrais geradoras se conectam à rede básica compartilhando os custos de acesso, minimizando assimetrias entre os interessados. De fato, tais custos afetam significativamente o fluxo de caixa dos empreendimentos de geração e possuem características próprias, dependendo da fonte de energia utilizada (Mello, 2010).

Contudo, deve-se notar que a definição sobre os custos serem proporcionais à potência injetada a partir de cada central geradora ainda pode gerar assimetrias, na medida em que geradoras participantes não conectadas à subestação (SE) subcoletora não arcam com o encargo de conexão relativo à parcela de uso da linha de transmissão e, além disso, as geradoras conectadas à SE subcoletora assumem seus respectivos custos de instalação da IEG³⁸, sendo este custo mais caro para geradoras mais distantes à SE³⁹. Assim, vale analisar se tal esquema de rateio tem sido eficiente no sentido de minimizar custos e assimetrias ao empreendedor. De fato, a instituição das ICGs é algo relativamente recente, significando que, talvez, alguma ineficiência do sistema seja percebida em algum tempo (Nogueira, 2011).

Outro ponto passível de discussão em relação às ICGs é a esquemática para a licitação das ICGs: o estudo técnico para o estabelecimento das conexões é realizado anteriormente à chamada pública, sendo baseado no número de usinas cadastradas na EPE para participar das ICGs. No entanto, após a chamada pública, nem todos os empreendimentos cadastrados podem ganhar o direito de compartilhar a conexão e, nesse contexto, caso algum empreendimento seja excluído de uma ICG, o custo compartilhado é recalculado e arcado pelos empreendimentos vencedores, sendo maior do que o inicialmente previsto.

³⁷ Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada.

³⁸ Instalação de transmissão de interesse exclusivo e caráter individual.

³⁹ Para maiores detalhes sobre a arrecadação de custos da ICG, vide item III.B.3 deste trabalho.



Dessa forma, a participação de projetos eólicos na licitação pública de ICGs possui um risco financeiro que poderia ser reduzido e/ou mitigado, se o planejamento da transmissão, posterior à licitação, considerasse uma nova avaliação técnica das conexões ou se o estudo preliminar realizado antes da licitação considerasse alguns cenários alternativos de conexões, de forma a cobrir as possibilidades de distribuição de conexões dependendo dos empreendimentos vencedores.

Apesar da evolução a partir das ICGs, vale notar que o domínio técnico sobre a conexão de projetos de geração renovável, como a fonte eólica, ainda não é pleno. Tal questão é válida tanto para a Geração Distribuída (GD) quanto para ICG, pois envolvem a conexão das usinas à rede, seja de transmissão ou distribuição. No caso da GD, sistema sob o qual os empreendedores participantes podem se conectar diretamente na rede elétrica de distribuição do comprador, os empreendimentos que se conectam à rede arcam com 100% dos custos incorridos limitado a um valor de referência (Planalto, 2011), podendo tornar o impacto sobre a remuneração do empreendedor ainda maior do que no caso das ICGs, que permitem o compartilhamento dos custos.

Outra questão passível de discussão é o rateio de custos que ocorre dentre os participantes das ICGs, que porém não ocorre para os participantes da GD. Nesse sentido, e tendo em mente que o repasse de custos da GD é feito apenas para os consumidores conectados à rede de distribuição e limitado pelo valor de referência, é interessante avaliar de que forma as assimetrias ocasionadas pela inserção da eólica no sistema podem ser reduzidas. Uma iniciativa interessante seria a definição de um rateio entre todos os consumidores do sistema, independentemente de estarem conectados à rede de distribuição ou não. Dessa forma, os custos seriam repassados e divididos entre mais consumidores e o impacto sobre a tarifa seria menor (Nogueira, 2011).

É importante ressaltar o papel que os agentes de financiamento possuem no sentido de estimular e alavancar projetos de geração renovável dentro de uma economia verde. A grande questão sobre a concessão de financiamentos no médio e longo prazo para projetos de energia verde diz respeito à capacidade do BNDES, hoje o principal financiador, de suprir a demanda crescente por crédito, dada a contratação contínua de novos projetos através dos leilões. A dimensão do BNDES e a sua capacidade de levantar recursos acabam por tornar a entrada de novos agentes financiadores no setor mais difícil, pois as condições oferecidas por eles acabam por não ser tão competitivas (Nogueira, 2011).

Assim, considerando-se o interesse existente dentre bancos privados em participar do setor, uma proposta interessante seria que o BNDES atuasse como credor apenas na fase de construção dos empreendimentos, no máximo até um ano após o início das operações, pois é o período em que uma maior quantidade de recursos é necessária. Tal iniciativa poderia tornar o negócio mais eficiente, pois quando há participação integral do banco ao longo do tempo ela se torna reduzida na medida em que a dívida é liquidada.

Após a fase de construção, os recursos financeiros necessários poderiam advir de bancos privados, por intermédio do mercado de capitais. Assim, mais agentes atuariam no setor, mas de formas distintas, com as vantagens de que os principais bancos hoje poderiam prover crédito para uma quantidade maior de projetos e de que os agentes privados passariam a participar ativamente do setor.

No entanto, vale ressaltar que esse tipo de iniciativa pode apresentar alguma resistência por parte dos empreendedores, na medida em que, conforme mencionado anteriormente, a taxa de juros cobrada pelo BNDES é a menor do mercado e, dessa forma, os empreendedores estariam trocando uma dívida menor por uma maior.

Nesse contexto, é importante enfatizar que esse tipo de troca apresenta a vantagem de disponibilizar mais recursos para investir em novos projetos⁴⁰. Esse mecanismo já tem sido discutido, porém ainda não existe nenhuma regulamentação. Acredita-se que para que os projetos de geração de energia passem a ofertar ações, será necessário algum tipo de autorização prévia do governo por se tratar de um bem essencial à sociedade e com forte regulação do governo.

Vale lembrar, no entanto, que a participação do mercado de capitais durante o período de operação dos empreendimentos é bem menos crítica do que se a atuação ocorresse no período de implantação. Isso porque a construção implica em muitos riscos, dentre eles o logístico e o tecnológico, e a renegociação de prazos no caso de imprevistos é mais complicada quando a quantidade de investidores é alta, como ocorre no mercado de capitais.

É importante destacar, também, a importância do *Project Finance* para a avaliação de empreendimentos com diversos riscos atrelados e em um setor onde muitos dos empreendedores interessados não são capazes de prover todas as garantias necessárias para arcar com esses riscos.

De fato, por se tratar de um arranjo financeiro suportado contratualmente pelo fluxo de caixa de um projeto, de forma que as garantias são fornecidas através dos ativos e recebíveis (BNDES, 2011), o importante, nesse caso, é a capacidade de geração de resultados do projeto.

Este é o principal critério de avaliação adotado pelo credor, sendo o fluxo de caixa e os ativos do projeto a fonte primária de receita para atender ao serviço da dívida, juros e principal (Faria, 2003). Além disso, a estruturação contratual do *Project Finance* segmenta os diversos padrões de risco-retorno de um empreendimento entre seus participantes, possibilitando que decidam o nível de risco que desejam assumir e que proponham iniciativas de redução e mitigação (Costa e Silveira, 2006).

Por fim, vale lembrar que a atuação de bancos na geração renovável pode ser mais ampla, não se restringindo ao financiamento de projetos de geração. Conforme mencionado, existe uma carência de centros de pesquisa e desenvolvimento de tecnologia eólica nacional, sendo esta uma possível forma de bancos de menor porte que o BNDES atuarem no setor. Outra possibilidade é o financiamento de estudos que resultem na mitigação de riscos atrelados à geração eólica e que podem vir a gerar barreiras para o setor, inclusive no que tange a obtenção de financiamentos, a exemplo do desenvolvimento de melhores estações de medições anemométricas, do aprimoramento dos atlas regionais e do impacto das mudanças climáticas sobre o perfil de ventos no país⁴¹.

⁴⁰ A dinâmica nos dois casos é a seguinte: a uma taxa menor, tem-se mais capital e menor dívida, porém o recurso é fixo e às vezes não suficiente para aumentar o grau de investimento do empreendedor. Além disso, a receita fixa promove um grau de alavancagem maior do projeto. A uma taxa maior, o capital diminui e a dívida aumenta, mas como a participação do banco é maior, têm-se mais recursos para investir em novos projetos, constituindo uma grande vantagem, principalmente para empreendedores que desejam aumentar seus investimentos. No entanto, receita fixa gerada é capaz de alavancar um share menor do projeto operante.

⁴¹ Lucena *et al.* (2010b) analisou os possíveis impactos das mudanças climáticas globais sobre o potencial eólico brasileiro através da simulação das condições de ventos no país associadas aos cenários de mudanças climáticas do IPCC. Os resultados mostraram que o potencial eólico no país pode ser beneficiado pelo fenômeno, em especial no Nordeste. No entanto, as diversas incertezas associadas aos modelos e cenários utilizados indicam que estudos mais detalhados sobre o assunto devem ser realizados.



ECONOMIA VERDE NO BRASIL DENTRO DO CONTEXTO INTERNACIONAL

O Brasil se insere dentro do contexto internacional como uma economia com baixa intensidade de carbono e deve permanecer nessa posição nos próximos anos. Não obstante, o caminho para manter-se como tal implica em políticas e incentivos. Vale observar, no entanto, que os resultados favoráveis às fontes renováveis observados recentemente no Brasil não refletem apenas o amadurecimento tecnológico e os incentivos do governo para promover tais fontes, mas também a retração de mercados externos ao Brasil que acabaram direcionando investimentos para o país.

Nesse contexto, Nogueira (2011) discute as influências da crise global sobre o mercado eólico brasileiro. Ampliando a análise para o setor energético como um todo, pode-se dizer que as observações se mantêm. Em suma, a recuperação das principais economias tem se dado em diferentes ritmos, sendo os Estados Unidos, a Europa e o Japão as regiões mais afetadas. O Brasil, assim como alguns outros países em desenvolvimento, em especial a China e a Índia, teve um razoável desempenho econômico durante o período crítico da crise econômica, tornando rápida a sua recuperação (IMF, 2010).

No que tange o setor energético, a redução do consumo e a estagnação econômica levaram a uma redução na demanda energética nos países mais afetados, gerando consequências para o setor em praticamente todas as suas fontes de geração. Investimentos foram reduzidos e projetos cancelados ou adiados (IEA, 2009). As fontes renováveis, no entanto, foram menos impactadas pela instabilidade econômica dos últimos anos, principalmente devido às políticas ambientais adotadas em diversos países.

Segundo REN21 (2010), mais de cem países estabeleceram metas de inserção e políticas de promoção de fontes renováveis de energia em 2010. Em 2005, esse número girava em torno de 55 países. As metas, em geral, estabelecem uma partici-

pação mínima de 15 a 25% de renováveis no setor de transporte e/ou geração elétrica até 2020. O impacto da crise sobre a geração renovável pôde ser visto de fato apenas em 2010, quando houve uma redução na expansão das fontes em regiões representativas do setor (REN21, 2010).

Considerando a retração dos investimentos no setor em países desenvolvidos mais afetados pela crise, outros países comprometidos com a utilização de fontes renováveis e que necessitam expandir o seu parque gerador puderam tirar proveito de tal situação investindo nessas fontes. Nesse contexto se insere o Brasil, que, aproveitando seu potencial e sua capacidade de investimento, redirecionou a expansão da geração elétrica do gás natural para a energia eólica. De fato, Veiga (2010) e Porrua *et al.* (2010) explicam que o leilão de 2009, em que a contratação de eólicas foi significativa, foi nada mais que uma tentativa de obter vantagens sobre a crise global, uma vez que se reduziu a demanda mundial por equipamentos e, em consequência, reduziram-se seus preços.

As tendências macroeconômicas, apesar de influenciar negativamente o ambiente de negócios (Zarin 2010) constituem uma oportunidade de promover o desenvolvimento do setor eólico em larga escala e atrair novos produtores de equipamentos. Em 2010, essa conjuntura, combinada a melhores condições dos modelos contratuais, que passaram a considerar a variabilidade anual dos ventos e tornaram possíveis reajustes nos projetos, resultou em preços da energia eólica abaixo do esperado (Nogueira, 2011).

Assim, pode-se inferir que tendências macro, como a crise financeira, a estagnação econômica e a baixa demanda por energia foram barreiras para grande parte das economias (Zarin, 2010), mas acabaram por constituir uma oportunidade para o Brasil, no que tange à competitividade da geração renovável alternativa no país.

Além disso, as tendências micro, tais como melhor acesso ao crédito, incentivos fiscais para renováveis e maior demanda por energia em países emergentes em um contexto de alta nos preços de petróleo, também se tornaram um estímulo para este tipo de geração. É importante, no entanto, entender que a conjuntura macroeconômica atual não é permanente e que as economias mais importantes podem se recuperar, estabilizando os investimentos no setor, já impulsionados pelas políticas de inserção de fontes renováveis de energia. Além disso, a possível recuperação dos mercados já existentes pode vir atrelada ao surgimento de mercados emergentes, como a China, agravando o risco de perda de competitividade do Brasil (Nogueira, 2011).

Uso da energia solar no mundo e perspectivas para o Brasil

A energia solar é a forma mais abundante de energia existente. O aproveitamento comercial da energia solar pode se dar através de diferentes tecnologias capazes de atender a uma vasta gama de demandas energéticas. No caso particular da geração de eletricidade a partir da energia solar, duas possibilidades tecnológicas se colocam. Na primeira, a energia solar é convertida diretamente em eletricidade em células fotovoltaicas. Na segunda, a energia solar térmica é usada em uma planta solar concentradora (CSP) para produzir calor de alta temperatura, o qual então é convertido em eletricidade através de uma turbina a vapor e um gerador. Ambas as tecnologias são utilizadas atualmente. No presente estudo, por motivos de concisão, optou-se por se focar apenas em sistemas de CSP, tendo em vista ser este sistema menos conhecido que o sistema fotovoltaico. Além disso, a produção de eletricidade a partir de plantas CSP tem tido um grande aumento ao longo dos últimos anos, com vários países começando a testar esta tecnologia.

A tecnologia de concentração solar (CSP) foi usada comercialmente pela primeira vez no complexo SEGS (Solar Energy Generating System), composto por nove usinas instaladas no Deserto de Mojave nos Estados Unidos entre 1985 e 1991, somando 354 MW que operam até hoje para fornecer energia elétrica à Califórnia (PHILIBERT *et al.*, 2010; SKUMANICH, 2011).

Entre 1991 e 2004 aconteceu muito pouco com relação à CSP, tecnologia que ressurgiu nessa época em resposta às políticas governamentais de incentivo à geração de energia renovável propostas na Europa, com forte impulso na Espanha, tais como: feed-in-tariff (FIT) e metas de geração renovável para a matriz energética nacional (PHILIBERT *et al.*, 2010; ARVIZU *et al.*, 2011).

Na Espanha, foram vários os decretos nacionais que incentivaram a indústria CSP a partir de 2004, mas o principal instrumento legal foi o Decreto Nacional 661/2007 que regulamenta o incentivo para as energias renováveis através de uma tarifa FIT. A instalação do projeto PS10 de 11 MWe⁴², em Almeria no sul da Espanha em 2007, marcou o início de uma nova época para CSP na Europa. Simultaneamente, nos Estados Unidos em 2007, a instalação da usina Solar One de 64 MWe em Nevada, abriu as portas para que novos projetos sejam avaliados (ARVIZU *et al.*, 2011).

No início do ano 2009, a tecnologia CSP no mundo tinha uma capacidade instalada de mais de 700 MWe ligados a sistemas nacionais/regionais e mais 1500 MWe estavam em construção (TORRES *et al.*, 2010).

Na Espanha, até novembro de 2009 tinham sido pré-registrados 2.340 MWe de projetos CSP para ser beneficiados pelo incentivo. Nos Estados Unidos, mais de 4.500 MWe de CSP estão contratados em acordos de compra de energia e a entrega da energia acontecerá paulatinamente até 2015 (BLO-

⁴² MWe significa potência elétrica, na medida em que a CSP também poderia operar como uma central de cogeração, portanto gerando também potência térmica útil.

EM *et al.*, 2010). Adicionalmente, nos Estados Unidos mais de 10.000MWe de novas plantas CSP têm sido propostos (ARVIZU *et al.*, 2011).

Ademais, mundialmente, outros 50 projetos de CSP estão atualmente em fase de planejamento, principalmente no norte da África, na Espanha, nos Estados Unidos e na Índia. Mas é relevante ressaltar que pequenos projetos CSP já estão planejados para entrar em operação até 2015 em outros países detentores de bom potencial de radiação solar direta normal – isto é, pelo menos 2000 kWh/m²/ano –, como Austrália, Abu Dhabi, Tunísia, Marrocos, Argélia, Egito, Jordânia, Israel, China e África do Sul. Até 2015 a potência CSP acumulada instalada no mundo será superior aos 10GWe (BLOEM *et al.*, 2010).

Por sua vez, na América do Sul, há zonas de ótimo potencial solar no Chile, no sul do Peru (ARVIZU *et al.*, 2011), e um potencial importante em zonas específicas do território brasileiro (SCHAEFFER *et al.*, 2011). Usando a ferramenta Geospatial Toolkit, que processa dados climatológicos proporcionados por o satélite SWERA, do projeto da UNEP, é possível quantificar a superfície do território brasileiro que apresenta um alto potencial para CSP (radiação direta normal superior a 6 kWh/m²/dia). O potencial técnico brasileiro, em termos da área em que se verifica este limite mínimo de radiação solar direta, equivale a 97.700 km². No Brasil, estas regiões estão compreendidas maioritariamente na Bahia e no sul do Piauí, embora também haja zonas menos extensas com igual potencial nos estados de São Paulo, Minas Gerais, no centro do Mato Grosso do Sul e no norte do Paraná (SCHAEFFER *et al.*, 2011).

Para delimitar melhor este potencial técnico, é preciso analisar a disponibilidade de fontes de água, a proximidade a linhas de distribuição, o uso atual da terra, a proximidade a servidões de acesso, a proximidade aos centros de carga e a localização de áreas preservadas e parques nacionais (NEIJ, 2008; PETERS *et al.*, 2011; NIXON *et al.*, 2010).

As zonas de maior potencial para CSP geralmente coincidem com regiões desérticas, onde o uso da terra não interfere com agricultura, sendo zonas de pouca produtividade (WERNER, 2009). O custo da terra representa uma proporção pequena do custo total da planta (cerca de 2% dos custos instalados). A disponibilidade de água no terreno é importante para minimizar os custos de uma planta CSP. O maior consumo de água se dá no resfriamento do fluido de trabalho da máquina térmica, mas também o recurso é usado amiúde como fluido no ciclo de potência e para a lavagem periódica dos espelhos da planta CSP. Uma forma de diminuir o volume de água usado é trabalhar com resfriamento seco ou híbrido, embora isso acarrete em uma penalidade energética à planta CSP, que, ademais, eleva seus custos entre 2 e 10% (DOE, 2009; SEIA, 2010).

A COPPE/UFRJ vem estudando as condições descritas anteriormente, para propor políticas de incentivo que permitam viabilizar plantas CSP no Brasil (SCHAEFFER *et al.*, 2011). Para tanto, foram dimensionados e simulados diferentes cenários que procuram otimizar os valores da energia gerada em termos de custo nivelado (LCOE), fornecendo ainda o custo de capital e fatores de capacidade, dados fundamentais para a proposição de políticas conjuntas de incentivo.

Nesse sentido foram simuladas plantas CSP com concentradores cilíndrico parabólico, em duas localidades: uma no semi-árido nordestino em Bom Jesus de Lapa, na Bahia; e outra em Campo Grande, no Mato Grosso do Sul. O estudo comparou dois cenários: o primeiro de referência que se baseia no atual contexto brasileiro de incentivo, que inclui o regime fiscal atual, as regras dos órgãos financiadores e as características técnicas mais básicas para uma planta CSP; e o segundo cenário alternativo que incorpora propostas de incentivos fiscais e financeiros, e também, diante destes incentivos, a possibilidade de implantação de plantas com características técnicas mais arrojadas como o armazenamento de calor por 6 horas e a hibridização com gás natural ou biomassa (SCHAEFFER *et al.*, 2011).



Os incentivos propostos no estudo de SCHAEFFER *et al.*, 2011 são: 1) diminuição do IR atual de 34% a 27% devido à isenção no pagamento dos valores de PIS/PASEP e COFINS; 2) diminuição do valor do *spread* de risco para empreendimentos CSP que se beneficiam do apoio financeiro FINEM do BNDES, fazendo com que a taxa de financiamento se reduza para 7,4% a.a., com um período de carência de dois anos durante a construção da planta; 3) proposição de fatores de alocação do preço de venda da energia CSP, de acordo com a curva de carga do SIN, considerando preços-prêmio para os produtores CSP que gerarem energia no horário pico e no período seco, procurando atingir uma complementariedade com o regime hidroelétrico da matriz brasileira; 4) isenção da taxa TUSD para a energia CSP distribuída usando as redes do SIN e 5) proposição de outros incentivos para as usinas CSP que planejam armazenamento de calor ou hibridização, fato que incrementaria os fatores de capacidade e melhoraria os critérios de despachabilidade ao longo do ano, possibilitando contar com uma quantidade de energia firme adicional vinda de fontes alternativas.

Com relação à capacidade das plantas CSP propostas, o estudo (SCHAEFFER *et al.*, 2011) analisa plantas de 100 MWe. Se analisarmos o tamanho das plantas instaladas no mundo, constataremos que elas estão enquadradas num contexto político-econômico mais do que numa limitação técnica. Na Espanha, a regulação (Decreto Nacional 661/2007) elaborada para estimular a competição no setor industrial define que a capacidade máxima das plantas CSP seja 50 MWe. Nos Estados Unidos, não existe limitação de capacidade e já há propostas formuladas para a construção de plantas cilindro parabólico de 280 MWe e plantas com torre solar de 400 MWe (ARVIZU *et al.*, 2011).

Para plantas CSP com coletores cilindro parabólicos de 100 MWe em Campo Grande, com resfriamento úmido e sem armazenamento térmico, foi obtido um LCOE de 1,24 R\$/kWh (cenário de referência), que difere do alternativo, em que a presença de incentivos e a possibilidade de instalar um sistema com 6 horas de armazenamento de calor resultou em um LCOE de 0,59 R\$/kWh. Os mesmos casos foram analisados em Bom Jesus de Lapa, onde foi usado resfriamento seco, apresentaram valores que variaram entre 0,96 R\$/kWh para o cenário de referência e 0,48 R\$/kWh para o cenário com incentivos e armazenamento de calor.

Destarte, conforme o conjunto de incentivos adotados, o valor da terra, a irradiação solar anual, as horas de armazenamento e o tipo de tecnologia, os valores de LCOE variaram entre 0,48-1,24 R\$/kWh, ainda são elevados em comparação com o LCOE das outras fontes de geração de eletricidade comercialmente bem estabelecidas no Brasil, fazem com que a tecnologia CSP não seja atualmente competitiva. Os valores obtidos para os cenários alternativos na faixa de 500 R\$/MWh equivalem a valores de tarifa de eletricidade residencial no Brasil, sobre os quais incidem tributos e margens.

É necessário definir um programa de incentivo a CSP visando atingir custos menores, garantir a demanda pela tecnologia por longo prazo, regulamentar o mercado e minimizar o risco que enfrentam os investidores das primeiras plantas CSP.

De fato, segundo alguns autores (SARGEN & LUNDY LLC CONSULTING GROUP, 2003) e (ARVIZU *et al.*, 2011), a tecnologia CSP promete atingir competitividade, diminuído custos, por várias razões: a) aprendizagem tecnológica com elevada razão de progresso técnico; b) aproveitamento do conhecimento adquirido em outras tecnologias com maturidade comercial; c) economia de escala devida, sobretudo, à produção de espelhos côncavos; e d) curva de aprendizagem. Segundo (ARVIZU *et al.*, 2011), uma redução de custos de investimento, para plantas de coletor cilindro parabólico, da ordem de 30 a 40% dentro da próxima década é considerada atingível.

Com base nestas expectativas de redução de custo, os autores (SCHAEFFER *et al.*, 2011) estudaram os custos de cenários futuros para a tecnologia CSP no Brasil. Resultados preliminares mostram que o LCOE para uma usina CSP de coletores cilindro parabólicos de 100 MWe, com 12 horas de armazenamento (a partir de sais fundidos) e resfriamento evaporativo, pode chegar a 0,47 R\$/kWh com um fator de capacidade de 54% para o caso de Campo Grande, e um LCOE de 0,41 R\$/kWh com um fator de capacidade de 60% para o caso de Bom Jesus de Lapa.

Para atingir esses valores de LCOE no futuro é preciso que o *learning-by-doing* continue como o esperado. No Brasil, então, faz sentido propor duas linhas incentivo: 1) Plano de instalação de usinas de demonstração em diferentes localidades, com fins de P&D e sociabilização com a comunidade; e 2) Leilão específico para energia solar CSP que permita contratar energia firme ou de reserva a um preço competitivo, dando assim a segurança aos investidores e a inércia suficiente que a indústria solar requer para desenvolver-se nos anos subsequentes.

A promoção de uma economia verde passa necessariamente pela solução de compromissos simultâneos associados à sustentabilidade econômica, ambiental e social. Em termos econômicos, inclui a questão da segurança energética, que, neste caso, deve estar associada à segurança no provimento dos serviços energéticos, aos menores custos presentes e futuros.

A sustentabilidade ambiental envolve as variáveis de impactos global e local/regional na equação de decisão sobre como expandir o sistema energético. Finalmente, em termos sociais prevê a universalização do acesso físico e econômico a serviços energéticos modernos. Em ambos conceitos, as fontes renováveis de energia têm papel crucial.

No contexto internacional, o Brasil possui uma posição privilegiada quanto à participação de fontes renováveis de energia em sua matriz energética. Entretanto, o consumo de energia por habitante no país ainda é bastante modesto frente a países de maior renda.

Tal fato reflete a necessidade de uma maior universalização de serviços energéticos com vistas a aumentar o bem-estar da população, ainda que algumas parcelas apresentem padrões de consumo de energia acima dos níveis médios de países da OCDE.

Essa dicotomia entre expandir o sistema energético brasileiro, a fim de universalizar acesso a serviços e garantir os compromissos com a sustentabilidade ambiental e econômica levanta dúvidas acerca da capacidade do Brasil atender a esse requisito de aumentar sua oferta interna de energia sem que as fontes renováveis percam o papel de destaque que desfrutam hoje.

Assim, diferentes cenários tendenciais (inclusive aquele simulado pelos autores deste estudo) indicam que a evolução da matriz energética brasileira impreterivelmente levará a um aumento nas emissões de gases de efeito estufa do país, mesmo que se aumente a participação relativa de fontes renováveis.



Por outro lado, num estágio inicial de desenvolvimento em que muitas regiões do país ainda se encontram, o aumento de consumo de energia fóssil implica no incremento do bem-estar da população (Machado e Schaeffer, 2006).

Pode-se exemplificar essa relação através da substituição da lenha para cocção – que, além de ter baixo rendimento energético, implica em perda de tempo para coleta, problemas de saúde relacionados à inalação de fumaça – para gás liquefeito de petróleo (GLP) ou gás natural, de queima mais limpa, prática e eficiente. Sendo assim, o aumento absoluto no consumo de energia fóssil pode trazer benefícios socioeconômicos para o país. Cabe, entretanto, buscar uma matriz equilibrada, com uma alta participação de fontes renováveis.

Embora os diferentes cenários para o sistema energético mundial até 2030 apontem para uma ampla gama de possibilidades de futuro, estes, em geral, indicam que as fontes fósseis continuarão a ser predominantes na composição energética mundial. Os países fora da OCDE serão responsáveis pela maior parte do consumo adicional de energia global em função do desenvolvimento econômico dessas regiões.

No contexto mundial, os cenários futuros para o sistema energético brasileiro apontam para a manutenção de uma forte participação de energia renovável, ainda que, possivelmente, em menor parcela quando comparado aos patamares atuais. Apesar da discrepância quantitativa entre os dois cenários analisados, os produtos da cana-de-açúcar se destacam como fonte renovável de papel importante para a matriz energética.

Neste trabalho, fez-se uma análise da viabilidade socioeconômica da produção de cana-de-açúcar no país. Constatou-se que a principal limitação à incorporação de novas terras para a produção de biocombustíveis não é a sua existência física, mas sim o impacto do custo incremental de sua valorização sobre a rentabilidade das culturas e, conseqüentemente, sobre os preços finais do etanol e do biodiesel.

Adicionalmente, o aumento na demanda por recursos hídricos para a expansão da produção de cana em alguns estados poderia levar a uma competição com água para fins de consumo humano, caso não haja um bom gerenciamento dos recursos.

Na promoção de uma economia verde baseada em fontes renováveis, as fontes alternativas de geração de energia elétrica – em especial a energia eólica e solar – também têm um posto de destaque. Embora atualmente e no prazo considerado pelos cenários essas fontes não alcancem uma parcela significativa da composição de fontes na matriz elétrica nacional, elas têm elevado sua penetração na matriz energética brasileira (especialmente a eólica). Isso é função do próprio desenvolvimento, em termos de escala e competitividade, e de políticas voltadas à promoção das fontes.

Não obstante os esforços já empreendidos, é preciso ir além na formulação da política energética para que se alcance o objetivo de promover um sistema energético fortemente baseado em fontes renováveis de energia. Conforme discutido, as ações do poder público para promoção dessas fontes devem visar garantir a demanda por essas fontes, planejar o sistema adequadamente, conciliar a geração renovável com outras fontes, investir em infra-estrutura de conexão e gerar condições adequadas de financiamento dos setores público e privado.

Conclui-se que o Brasil tem condições de permanecer na vanguarda do uso de fontes renováveis. Contudo, são necessárias ações por parte do setor público e privado no sentido de promover a utilização de fontes renováveis de energia conciliando esse objetivo com o de fomentar o desenvolvimento econômico e social no país.

- Alice, 2010. Energia Eólica: Considerações sobre Financiamento. Standard Bank. Seminário no Brazil Wind Power 2010. Rio de Janeiro, Brasil. // Alvim Filho, A. C., 2010. Expectativas para Energia Eólica Após Leilões 2009/2010 [Aspectos Regulatórios]. ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. Seminário no Brazil Wind Power 2010. Rio de Janeiro, Brasil. // ANA. 2007. Disponibilidade e Demandas de Recursos Hídricos no Brasil. Agência Nacional de Águas [Brasil]. Superintendência de Planejamento de Recursos Hídricos, Brasília, DF, Maio 2007. 126p. // ANA. 2011. Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil: Informe 2011. Agência Nacional de Águas [Brasil]. Brasília: ANA, 2011. 112p. // ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2011a. Banco de Informação de Geração. Disponível em: www.aneel.gov.br. // ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010a. Edital do Leilão No 003/2007, em Documentos: Leilão 003/2007. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=57>. Acesso em Setembro de 2010. // ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010b. Edital do Leilão No 003/2009, em Documentos: Leilão 003/2009. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=77>. Acesso em Outubro de 2010. // ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010c. Edital do Leilão No 007/2010, em Documentos: Leilão 007/2010. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=87>. Acesso em Outubro de 2010. // ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010d. Edital do Leilão No 005/2010, em Documentos: Leilão 005/2010. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=86>. Acesso em Outubro de 2010. // ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2011b. Edital do Leilão No 003/2011, em Documentos: Leilão 003/2011. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=95>. Acesso em Setembro de 2011. // ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2011c. Edital do Leilão No 002/2011, em Documentos: Leilão 002/2011. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=94>. Acesso em Setembro de 2011. // ARAÚJO, R.P., 2009, Setor Elétrico Brasileiro – uma aventura mercantil. 1 ed. Brasília: Confex. // ARVIZU, D.; BALAYA, P.; CABEZA, L. et al. Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation SRREN. , Chapter 3. Direct Solar Energy. Cambridge e New York: IPCC. . Acesso em: 22 set. 2011. , 2011 // Bezerra, B., Lino, P., Porrua, F., Ralston, F., Barroso, L. A., Veiga, M., 2010. Risk Assessment in PPAs for Wind Power in the Brazilian Electricity Sector. PSR Inc. Seminário no Brazil Wind Power 2010. Rio de Janeiro, Brasil. // BLOEM, H.; MONFORTI-FERRARIO, F.; SZABO, M.; JAGER-WALDAU, A. Renewable Energy Snapshots 2010. , JRC Scientific and Technical Reports. Ispra, Italia: European Commission, Institute for Energy. Disponível em: http://www.aperca.org/temp/pdf/Ren_snapshots_eur_2010.pdf>. Acesso em: 22 set. 2011. , 2010 // BNDES (Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social), 2011. BNDES Project Finance. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/Project_Finance/index.html>. Acesso em 3 de Março de 2011. // BNDES (Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social), 2010a. Infraestrutura. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atualizacao/Infraestrutura/>, acesso em 5 de julho 2010. // BNDES (Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social), 2010b. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atualizacao/Infraestrutura/Energia_Renovavel/index.html>, acesso em 5 de julho 2010. // BNDES (Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social), 2010c. Contato pessoal em 7 de julho de 2010. // BNDES (Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social), 2010d. BNDES amplia prazos para financiamento de energias alternativas. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2010/energia/20100809_energias_alternativas.html>. Acesso em Outubro de 2010. // BNDES (Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social), 2010e. BNDES aprova R\$ 574 milhões para parque eólico no RN. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2010/energia/20100930_energia_eolica.html>. Acesso em 15 de Outubro de 2010. // BNDES (Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social), 2008. Bioetanol de cana-de-açúcar: Energia para o desenvolvimento sustentável. Org.: BNDES e CGEE. Rio de Janeiro: BNDES, 2008. 316p. // BORBA, B. S. M. C., 2008. Metodologia de Regionalização do Mercado de Combustíveis Automotivos no Brasil. Dissertação de M.Sc., PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, Brasil. // BP – British Petroleum, 2011. BP Statistical Review of World Energy June 2011. Disponível em: <http://www.bp.com/statisticalreview> // Brasil Energia, 2011. Aumenta o Desafio da Universalização. 1º de janeiro de 2011. Disponível em: <http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:cTRW-G-unxMJ:www.energiahoje.com/brasilenergia/noticiario/2011/01/01/423669/aumenta-o-desafio-da-universalizacao.html+programa+de+universaliza%C3%A7%C3%A3o+da+energia+luz+pra+todos+energia+hoje&cd=4&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br>. Acesso em Setembro de 2011. // Carmo, R. L., Ojima, A. L. R. O., Ojima, R., Nascimento, T. T. 2007. Água virtual, escassez e gestão: O Brasil como grande exportador de água. Ambiente & Sociedade, v. 10, n. 1, Campinas: jan.-jun. 2007, p. 83-96. // CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), 2010a. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=57ca9f733d60b010VgnVCM1000005e01010aRCRD>. Acesso em Junho de 2010. // CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), 2010b. Energia de Reserva. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnex>

toid=fc347fea4559f110VgnVCM1000005e01010aRCRD>. Acesso em 22 de Setembro de 2010. // CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), 2010c. 1º Leilão de Fontes Alternativas [2007]: Resultados. Disponível em: < <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=2de4f87495bd110VgnVCM1000005e01010aRCRD>>. Acesso em Setembro de 2010. // CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), 2010d. 2º Leilão de Fontes Alternativas [2010]: Resultados. Disponível em <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=ed7c645eb56ba210VgnVCM1000005e01010aRCRD>>. Acesso em Setembro de 2010. // CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), 2010e. 3º Leilão de Reserva [2010]: Resultados. Disponível em <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=b32c645eb56ba210VgnVCM1000005e01010aRCRD>>. Acesso em Setembro de 2010. // CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), 2011. Disponível em <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=38820a6c2930f210VgnVCM1000005e01010aRCRD>, Acesso em Setembro de 2011. // CONAB. 2011. Levantamentos de safras. Séries históricas. Companhia Nacional de Abastecimento. Ministério da Agricultura. Disponível em <http://www.conab.gov.br/conteudos.php?a=1252&t=2>. Acesso em 21/12/2010. // Conpet, 2011a. O Conpet: Quem Somos. Disponível em: < http://www.conpet.gov.br/w3/index.php?option=com_content&view=article&id=49&Itemid=18&segmento=conpet>. Acesso em Setembro de 2011. // Conpet, 2011b. Projetos. Disponível em: < http://www.conpet.gov.br/w3/index.php?option=com_content&view=article&id=122&Itemid=109&segmento=corporativo>. Acesso em Setembro de 2011. // Costa, A. M., Silveira, L. R., 2006. O Project Finance como estrutura de financiamento mitigadora de riscos e sua utilização em projetos de investimento em usinas termelétricas brasileiras. XXVI Encontro Nacional de Engenharia de Produção (ENEGEP), Fortaleza, CE, Brasil. // DOE – United States Department of Energy, 2010. International Energy Outlook. US Energy Information Administration. Washington D.C., 2010. // DOE – United States Department of Energy. Concentrating Solar Power Commercial Application Study: Reducing Water Consumption of Concentrating Solar Power Electricity Generation. . Washington, D.C.: US Department of Energy DOE. Disponível em: <http://www.nrel.gov/csp/pdfs/csp_water_study.pdf>. Acesso em: 22 set. 2011. // Dutra, R. M., 2006. Propostas de Políticas Específicas para Energia Eólica no Brasil Após a Primeira Fase do PROINFA. Tese de D.Sc. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil. // Dutra, R. M., Szklo, A. S., 2008. Incentive policies for promoting Wind Power production in Brazil: Scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the new Brazilian electric power sector regulation. Renewable Energy 33, pp. 65-76. // Dutra, R.M., 2007. Propostas de políticas específicas para energia eólica no Brasil após a primeira fase do PROINFA. Tese de D.Sc. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, Brasil. // Eletrobrás, 2010. Avaliação dos Resultados do PROCEL 2009. Rio de Janeiro, Brasil. // Eletrobrás, 2011a. Procel: Apresentação. Disponível em: < <http://www.elektrobras.com/elb/procel/main.asp?TeamID={67469FA5-276E-431F-B9C0-6F40630498EE}>>. Acesso em Setembro de 2011. // Eletrobrás, 2011b. Selo Procel: Apresentação. Disponível em: < <http://www.elektrobras.com/elb/procel/main.asp?TeamID={95F19022-F8BB-4991-862A-1C116F13AB71}>>. Acesso em Setembro de 2011. // EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2010. Plano Decenal de Expansão de Energia – 2009/2019 Rio de Janeiro, 2010. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>. // EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2011a. Balanço Energético 2011, ano base 2010 – Resultados Preliminares. Disponível em: www.epe.gov.br. // EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2011b. Plano Decenal de Expansão de Energia – 2010/2020 Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>. // EPE (Empresa de Pesquisa Energética), 2007. 1º Leilão de Fontes Alternativas de Energia agrega 638,64MW ao SIN. Informe à Imprensa. Rio de Janeiro, 18 de Junho de 2007. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20070618_1.pdf> Acesso em Outubro de 2010. // EPE (Empresa de Pesquisa Energética), 2008. Leilão de Energia de Reserva negocia 2.378 MW de térmicas à Biomassa. Informe à Imprensa. Rio de Janeiro, 14 de Agosto de 2008. Disponível em: <http://epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20080814_1.pdf> Acesso em Setembro de 2011. // EPE (Empresa de Pesquisa Energética), 2009a. Primeiro leilão de energia eólica do país viabiliza a construção de 1.805,7 MW. Informe à imprensa. São Paulo, 14 de Dezembro de 2009. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%202009%20-%20E%C3%B3lica/Primeiroleil%C3%A3odeenergiae%C3%B3licadop%C3%ADsviabilizaaconstru%C3%A7%C3%A3ode1805,7MW.aspx?CategoriaID=6585>>. Acesso em Outubro de 2010. // EPE (Empresa de Pesquisa Energética), 2009b. Proposta para a Expansão da Geração Eólica no Brasil. Nota Técnica PRE 01/2009-r0. Empresa de Pesquisa Energética e Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro, Brasil. // EPE (Empresa de Pesquisa Energética), 2010a. Leilões de fontes alternativas contratam 89 usinas, com 2.892,2 MW. Informe à imprensa. São Paulo, 26 de Agosto de 2010. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%202010%20-%20FA/Leil%C3%B5esdeFontesAlternativascontratam89usinas,com2892,2MW.aspx?CategoriaID=6671>>. Acesso em Outubro de 2010. // EPE (Empresa de Pesquisa Energética), 2010b. Plano Decenal de Expansão de Energia 2010-2019. Empresa de Pesquisa Energética e Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro, Brasil. // EPE (Empresa de Pesquisa Energética), 2011. Contratação no Leilão de Reserva totaliza 1.218,1 MW, através de 41 usinas. Informe à imprensa. São Paulo, 18 de Agosto de 2011. Disponível em: http://epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20110818_1.pdf. Acesso em Setembro de 2011. // FAO. 2011a. ClimWat. Food and Agriculture Organization of the United Nations. Natural Resources and Environment Department. Disponível em http://www.fao.org/nr/water/infores_databases_climwat.html // FAO. 2011b. CropWat. Food and Agriculture Organization of the United Nations. Natural Resources and Environment Depart-

ment. Disponível em http://www.fao.org/nr/water/infores_databases_cropwat.html. Acesso em 02/08/2011. // Faria, V. C. S., 2006. O papel do project finance no financiamento de projetos de energia elétrica: caso da UHE de Cana Brava. Dissertação M.Sc. Programa de Planejamento Energético. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, Brasil. // FGV Dados. 2010. Remuneração permanente e temporária – Mato Grosso. Disponível em http://www14.fgv.br/novo_fgvdados. Acesso em 14/12/2010. // FGV Dados. 2011. Preços de vendas de terras: Mato Grosso. Disponível em http://www14.fgv.br/novo_fgvdados. Acesso em 01/08/2011. // Frischtak, C.R., 2009. A Matriz de Energia Elétrica Brasileira e a Economia de Baixo Carbono. In: J. P. Dos Reis Velloso [org.], Na Crise Global as Oportunidades do Brasil e a Cultura da Esperança. José Olympio, Rio de Janeiro. // Gasques, J. G., Bastos, E. T., Valdes, C. 2008. Preços da terra no Brasil. XLVI Congresso da Sociedade Brasileira de Economia Rural. Rio Branco: 2008. // Goldemberg, 2004. "The case for renewable energies: ecojobs", Universidade de São Paulo, São Paulo. Seminário em Bonn 2004 Renewable Energy Conference. // Guedes, S. N. R., Gianotti, L. E. 2009. A presença recente e algumas consequências do investimento estrangeiro direto (IED) na agroindústria canavieira brasileira. Informações Econômicas, SP, v.39, n.5, maio 2009. // Harmsen, K. 2011. The Water-Energy-Land (WEL) nexus and the analysis of land issues. European Report on Development (ERD) 2012. Consultation on Governance of Natural Resources with a focus on Land. NH Hotel, Maastricht, 18-19 May 2011. // IAC. 2005. Plantio Direto: Caminho para a agricultura sustentável. Centro de Pesquisa e Desenvolvimento de Solos e Recursos Ambientais. Secretaria de Agricultura e Abastecimento, Governo do Estado de São Paulo. Disponível em <http://www.iac.sp.gov.br/Tecnologias/PlantioDireto/PlantioDireto.htm>. Acesso em 08/08/2011. // IAEA – International Atomic Energy Agency, 2006, Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development, Vienna, 2006. // IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística 2009. Censo Agropecuário 2006. Brasil, Grandes Regiões e Unidades da Federação. Rio de Janeiro, p.1-777, 2006. // IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. 1999. Censo Agropecuário 1995/1996. Brasil, Grandes Regiões e Unidades da Federação. Rio de Janeiro, 1999. Disponível em http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/economia/agropecuaria/censoagro/1995_1996/default.shtm // IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. 2011. Levantamento Sistemático da Produção Agrícola. Disponível em <http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/agropecuaria/lspa/default.shtm>. Acesso em 30/07/2011. // IBGE. 2009. Censo Agropecuário 2006. Brasil, Grandes Regiões e Unidades da Federação. Rio de Janeiro, p.1-777, 2006. // IEA – Instituto de Economia Agrícola. 2002. Lei Estadual Nº 11.241, de 19 de setembro de 2002. Disponível em http://www.iea.sp.gov.br/out/bioenergia/legislacao/2002_Lei_Est_11241.pdf. Acesso em 30/12/2010. // IEA – Instituto de Economia Agrícola. 2011a. Cotações de Fechamento de Produtos Agropecuários Mercado Interno e Internacional. Instituto de Economia Agrícola do estado de São Paulo. Disponível em <http://ciagri.iea.sp.gov.br/precosdiarios/PrecosDiariosInternacionais.aspx>. Acesso em 01/08/2011. // IEA – Instituto de Economia Agrícola. 2011b. Levantamento de preço de terras agrícolas. Metodologia: Definições. Disponível em http://ciagri.iea.sp.gov.br/bancoiea/Precor_Sistema_Sobre.aspx?cod_sis=8. Acesso em 02/08/2011. // IEA – Instituto de Economia Agrícola. 2011c. Levantamento de salários rurais e pagamento de empreita. Metodologia: Definições. Disponível em http://ciagri.iea.sp.gov.br/bancoiea/Precor_Sistema_Sobre.aspx?cod_sis=13. Acesso em 08/08/2011. // IEA – Instituto de Economia Agrícola. 2011d. Cotações de fechamento de produtos agropecuários. Disponível em <http://ciagri.iea.sp.gov.br/precosdiarios/precosdiariosinternacionais.aspx>. Acesso em 15/08/2011. // IEA – International Energy Agency, 2010. World Energy Outlook. IEA, Paris, 2010. // IEA – International Energy Agency, 2004. Biofuels for transport – an international perspective. Disponível em <<http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/biofuels2004.pdf>>. Acesso em 23 out. 2006. // IEA – International Energy Agency, 2009. The Impact of the Financial and Economic Crisis on Global Energy Investment. International Energy Agency. Paris, França. // IMEA. 2011. Boletim de Mensal da Soja: Análise. Instituto Mato-grossense de Economia Agropecuária. Disponível em <http://www.imea.com.br/upload/publicacoes>. Acesso em 03/08/2011. // IMF (International Monetary Fund), 2010. World Economic Outlook 2010: Rebalancing Growth. World Economic and Financial Surveys, International Monetary Fund. Washington, D. C., Estados Unidos. // IPEADATA. 2011a. População ocupada em áreas rurais. Tema: Emprego. Presidência da República Federativa do Brasil: IPEA. Disponível em <http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx>. // IPEADATA. 2011b. Renda média do trabalho rural. Tema: Renda. Presidência da República Federativa do Brasil: IPEA. Disponível em <http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx>. // JOSEPH JR., H. 2007. Flex fuel technology in Brazil. São Paulo: Anfavea, Energy and Environment Division, 2007. // Lima, M.H.M.R., Teixeira, N. da S. 2010. Um estudo das principais lavouras para a produção de biocombustíveis. Agrominerais para o Brasil/Eds. Francisco R. C. Fernandes, Adão B. da Luz, Zuleica C. Castilhos. Rio de Janeiro: CETEM/MCT, 2010. // Lucena, A. F. P., Szklo, A. S., Schaeffer, R., Dutra, R. M., 2010. The vulnerability of wind power to climate change in Brazil. Renewable Energy 35 pp. 904-912. // Lucena, A.F.P., 2010. Proposta metodológica para avaliação da vulnerabilidade às mudanças climáticas globais no setor hidroelétrico. Tese de D.Sc. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, Brasil. // Machado, G.V., Schaeffer, R., 2006. Energy and Economic Development In: IAEA, 2006. Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy. Vienna, 2006. // MAPA. 2011. Anuário Estatístico da Agroenergia 2010. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Secretaria de Produção e Agroenergia. Brasília: MAPA. 223p. // Marques, P.V. 2009. Custos de produção agrícola e industrial de açúcar e álcool no Brasil e na safra 2007/2008. Piracicaba: Universidade de São Paulo – ESALQ/USP. 2009. 194p. // Mello, J. C., 2010. Análise das Opções de Conexão para Cada Fonte e o Impacto da Competitividade. Andrade & Canellas. Fórum Condições e Competitividade para o Leilão

de Fontes Alternativas. Rio de Janeiro, Brasil. // MME (Ministério de Minas e Energia), 2010a. O PROINFA. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>>. Acesso em 1º de Junho de 2010. // MME (Ministério de Minas e Energia), 2010b. Disponível em: http://luzpara-todos.mme.gov.br/luzparatodos/Asp/o_programa.asp. Acesso em Junho de 2010. // MME. 2011. Boletim Mensal de Energia – Julho de 2011. Disponível em http://www.mme.gov.br/mme/menu/todas_publicacoes.html. Acesso em 01/08/2011. // Nascimento, V. E. S., Saes, M. S. M. 2009. Direitos de propriedade, investimentos e conflitos de terra no Brasil. XLV Congresso da Sociedade Brasileira de Economia Rural, Rio Branco, AC, 2009. // Nassar, A.M., Harfuch, L., Moreira, M.M.R., Chiodi, L., Antoniazzi, L.B. 2010. Modelagem do Uso da Terra no Brasil: Oferta e demanda de produtos agropecuários. ICONE, Maio de 2010. 94p. // NEIJ, L. Cost development of future technologies for power generation--A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. Energy Policy, v. 36, n. 6, p. 2200-2211, 2008. // Niez, 2010. Niez, A., 2010. "Comparative Study on rural electrification policies in emerging countries: keys to succesfull policies"; Informarion Paper, International Energy Agency, France. //NIXON, J. D.; DEY, P. K.; DAVIES, P. A. Which is the best solar thermal collection technology for electricity generation in north-west India? Evaluation of options using the analytical hierarchy process. Energy, v. 35, n. 12, p. 5230-5240, 2010. // Nogueira, L. P. P., 2011. Estado Atual e Perspectivas Futuras para a Indústria Eólica no Brasil. Dissertação de M.Sc. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil. // Olivette, M. P., et al. 2011. Evolução e Prospecção da Agricultura Paulista: Liberação de área de pastagem para o cultivo da cana-de-açúcar, eucalipto, seringueira, e reflexos na pecuária., 1996-2030. Informações Econômicas, SP, v. 41, n. 3, mar.2011. // PETERS, M.; SCHMIDT, T. S.; WIEDERKEHR, D.; SCHNEIDER, M. Shedding light on solar technologies--A techno-economic assessment and its policy implications. Energy Policy, v. In Press, Corrected Proof, 2011. // PHILIBERT, C.; FRANKL, P.; DROBOTKOVA, Z. Technology Roadmap: ConcentratingSolar Power. . Paris: Internacional Energy Agency (IEA),. Disponível em: <http://www.iea.org/papers/2010/csp_roadmap.pdf>. Acesso em: 22 set. 2011. , 2010 // Planalto, 2011. Decreto No 5.163, de 15 de Março de 2004. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm>. Acesso em 9 de Janeiro de 2011. // Porrua, F., Bezerra, B., Barroso, L. A., Lino, P., Ralston, F., Pereira, M., 2010. Wind Power Insertion Through Energy Auctions in Brazil. Disponível em: <iee.org>. // REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century), 2010. Renewables 2010: Global Status Report. REN 21 Secretariat, Paris, França. //Sandroni, P. 1999. Novíssimo dicionário de Economia. Editora Best Seller, São Paulo. 650p. // SARGEN & LUNDY LLC CONSULTING GROUP. Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts. . Chicago, Illinois: NationalRenewable Energy LaboratoryNREL. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/csp/pdfs/34440.pdf>>. Acesso em: 22 set. 2011. , 2003 // SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. S.; SORIA, R.; CUNA, D. Projeto de Pesquisa da COPPE/UFRJ sobre Políticas de Incentivo para Energia CSP no Brasil. . Rio de Janeiro: [s.n.], 2011 // SEIA. Utility-Scale Solar Power. Responsible Water Resource Management. . [S.l.]: Solar Energy Industries Association. Disponível em: <http://www.seia.org/galleries/FactSheets/Factsheet_Water_Use.pdf>. Acesso em: 23 nov. 2011. , 2010 //SEPLAN. 2010. Anuário Estatístico 2009. Secretaria de Estado de Planejamento e Coordenação Geral. Governo de Mato Grosso. Disponível em http://www.anuario.seplan.mt.gov.br/2009/pdf/anuario_completo.pdf. Acesso em 30/07/2011. // Siffert, N., Fischler, A., d'Oliveira, L. A. S., 2009. Linhas de Crédito do BNDES para Geração Eólica Contratada no Leilão. BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social). Seminário no II Fórum Abeeólica Canal Energia. Rio de Janeiro Brasil. // Silva, S. R., Pinheiro, E. L. R., Cardoso, E. N., Silva, K. F., Santana, E. C., Checcucci, G. S., Franco, J. J. P., Brito, J. A. S., 2003. Análise da Integração de Usinas Eólicas na Rede Elétrica. V Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica (V SBQEE). Aracaju, Brasil. // SKUMANICH, A. CSP at a crossroads: The first solar electric power plants are still proving their worth after three decades, so why aren't we seeing more CSP reach the development stage? Renewable Energy Focus, v. 12, n. 1, p. 52-55, 2011. // Stephure, T., 2010. Future Trends for Latin America Wind. HIS Emergey Energy Research. Seminário no Brazil Wind Power 2010, Rio de Janeiro, RJ, Brasil. // Telles, D. 1999. Água na agricultura e pecuária. In: Rebouças, A; Braga, B; Tundisi, J. G. [Orgs]. Águas Doces no Brasil: Capital ecológico, uso e conservação. 2ª Edição, São Paulo: Escrituras, 1999. 703 p. // Tolmasquim, M. T., 2010. Estado da Arte da Energia Eólica no Brasil após os Leilões 2009-2010. Keynotes Speeches. Seminário no Brazil Wind Power 2010. Rio de Janeiro, RJ, Brasil. // TORRES, J.; LOPEZ, N.; MARQUES, C. The Global Concentrator Solar Power Industry Report 2010-2011. London, UK: First Conference Ltd., 2010. // Veiga, M., 2010. Brazil Market Regulatory Policy Framework. PSR. Seminário no Brazil Wind Power 2010, Rio de Janeiro, Brasil. // WERNER, P. Medium and Small Scale Concentrating Solar Thermal Power (MSS-CSP). Chances and Potentials. Berlin: [s.n.]. Disponível em: <<http://www.mss-csp.info/documents/solarpaces/w.-platzer-fraunhofer-ise-medium-and-small-scale-concentrated-solar-thermal-power-chances-and-potentials>>. Acesso em: 9 set. 2011. , 2009 // Zarin, M., 2010. Global Political and Regulatory Update. Vestas. Seminário no Brazil Wind Power 2010, Rio de Janeiro, Brasil.



AmBev

