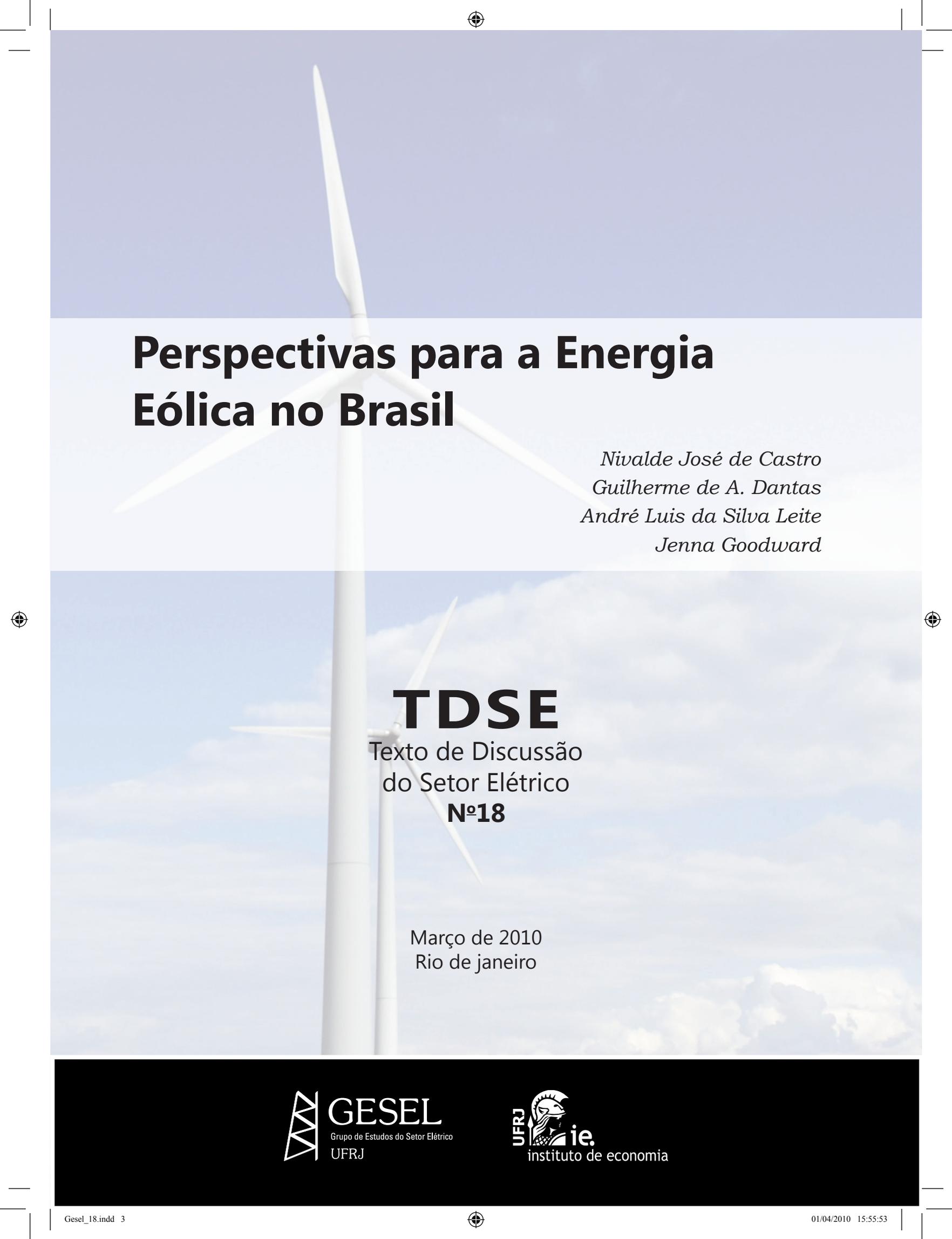


# Perspectivas para a Energia Eólica no Brasil

*Nivalde José de Castro  
Guilherme de A. Dantas  
André Luis da Silva Leite  
Jenna Goodward*





# Perspectivas para a Energia Eólica no Brasil

*Nivalde José de Castro  
Guilherme de A. Dantas  
André Luis da Silva Leite  
Jenna Goodward*

## **TDSE**

Texto de Discussão  
do Setor Elétrico  
**Nº18**

Março de 2010  
Rio de Janeiro



# Índice



Introdução .....	7
1. A Transição da Matriz Elétrica Brasileira .....	8
2. Experiências Internacionais de Promoção da Energia Eólica .....	12
3. Brasil: A Competitividade da Energia Eólica e a Necessidade de Formulação de Políticas Públicas .....	26
3.1 Os Custos e a Competitividade da Energia Eólica Brasileira .....	27
3.2 Políticas Públicas e Perspectivas para a Energia Eólica no Brasil .....	32
3.2.1 Mecanismos Específicos de Contratação .....	33
3.2.2 Desoneração Tributária dos Bens de Capital .....	34
3.2.3 Linhas Especiais de Financiamento .....	35
Conclusão .....	36
Nota Explicativa–Taxa de Câmbio PPC .....	38
Referências Bibliográficas .....	38



# Perspectivas para a Energia Eólica no Brasil



*Nivalde José de Castro<sup>1</sup>  
Guilherme de A. Dantas<sup>2</sup>  
André Luis da Silva Leite<sup>3</sup>  
Jenna Goodward<sup>4</sup>*

## Introdução

Com uma participação de geração hídrica em torno de 90%, a matriz elétrica brasileira possui uma composição única e privilegiada quando comparada à matriz elétrica mundial. Esta estrutura matricial garante a produção e oferta de uma energia limpa, renovável e competitiva. O atendimento da demanda brasileira da energia elétrica de base hídrica só é possível devido à existência de grandes reservatórios que regularizam a oferta de energia elétrica ao longo de todo o ano. Contudo, questões geográficas, legais e ambientais vêm impedindo e limitando a construção de usinas hidroelétricas com reservatórios de grande porte. Como ilustração, os recentes leilões realizados para o rio Madeira são de usinas de fio d' água. Desta forma, a matriz elétrica brasileira encontra-se em um processo de transição para um novo padrão de geração exigindo cada vez mais a inserção de outras fontes de energia para operarem na base e complementarem a geração hídrica no período seco do ano.

Nestes termos, a complementação do parque hídrico deve priorizar fontes que tenham vocação para operarem na base em um determinado período do ano, fontes com custo variável baixo. Dentre estas possibilidades, se destacam especialmente as fontes renováveis de biomassa (notadamente a bioeletricidade) e a energia eólica. Elas apresentam complementaridade intrínseca à hidroeletricidade, por operarem justamente no período seco, além de serem compatíveis com o objetivo mundial de se reduzir a emissão de gases do efeito estufa<sup>5</sup>.

<sup>1</sup> Professor da UFRJ e coordenador do GESEL–Grupo de Estudos do Setor Elétrico do Instituto de Economia.

<sup>2</sup> Doutorando do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ e Pesquisador–Sênior do GESEL/IE/UFRJ.

<sup>3</sup> Pós Doutor pelo IE/UFRJ, Professor da Unisul e Pesquisador–Sênior do GESEL/IE/UFRJ.

<sup>4</sup> Graduada em Economia do Meio Ambiente pela Scripps College da Califórnia e Pesquisadora Visitante do Laboratório Interdisciplinar do Meio Ambiente da COPPE/UFRJ.

<sup>5</sup> Outras alternativas viável, mas com problemas ambientais, são as usinas térmicas com baixo custo variável, como por exemplo usinas a carvão, usinas térmicas contratadas de forma inflexível.

Desta forma, deve-se promover investimentos em fontes alternativas e renováveis de energia elétrica, relegadas a um segundo plano no Brasil durante muitos anos devido à abundância de recursos hídricos que possuem custos nitidamente menores e mais competitivos.

O objetivo deste estudo é analisar os custos da energia eólica no Brasil e as perspectivas para esta fonte de energia na matriz elétrica brasileira, sobretudo após o resultado do Leilão de Energia de Reserva para fonte eólica realizado no final de 2009. O estudo adotará a metodologia de examinar as experiências dos EUA, Alemanha e China buscando comparar as políticas adotadas nestes países com os instrumentos que vem sendo utilizados no Brasil.

O estudo está dividido em três partes. Na primeira foco analítico é a necessidade crescente de complementação do parque hidroelétrico brasileiro e a importância da energia eólica nesta complementação. A segunda parte é dedicada ao exame dos custos e das políticas energéticas específicas utilizadas nos três países indicados. Por fim, a última parte examina os custos, os resultados do Leilão de Energia Eólica e as perspectivas da energia eólica no Brasil.

### 1. A Transição da Matriz Elétrica Brasileira

O Brasil possui uma oferta de energia elétrica ímpar baseada essencialmente na geração hidroelétrica comparada apenas a um restrito número de países, entre os quais, Noruega, Canadá e Venezuela. A Tabela 1 mostra que os recursos hídricos foram responsáveis em média por 90% da geração brasileira de eletricidade nos últimos anos.

**Tabela 1**  
Participação da Hidroeletricidade na Geração Total.  
2000-2008 (em %)

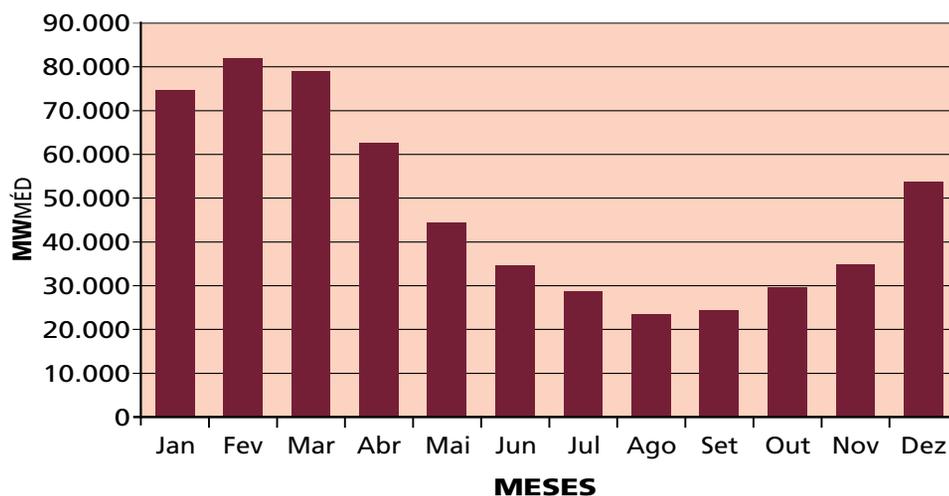
Ano	Porcentagem
2000	94,11
2001	89,65
2002	90,97
2003	92,14
2004	88,63
2005	92,45
2006	91,81
2007	92,78
2008	88,61

Fonte: Site do ONS. Histórico da Operação.

A base hídrica do parque gerador brasileiro garante a oferta de energia elétrica a preços competitivos. Os resultados dos leilões das usinas do Rio Madeira demonstram que esta tendência persiste. Assinala-se ainda o seu caráter “limpo” devido à reduzida emissão de

carbono da geração hídrica. Esta característica contribui de forma significativa para que a matriz energética brasileira tenha uma intensidade de carbono de 1,57 toneladas de CO<sub>2</sub> por tep, enquanto que a matriz energética mundial possui uma intensidade de 2,36.

O fato relevante é que esta predominância hídrica na geração elétrica ocorre em meio a uma grande irregularidade no regime pluvial, o qual apresenta uma forte sazonalidade. Esta irregularidade é ilustrada no Gráfico 1 onde se verifica que a Energia Natural Afluyente atinge valor superior a 89 mil MWmed no mês de Fevereiro em contraste com os reduzidos 30 mil MWmed no mês de Setembro.



**Gráfico 1** Energia Natural Afluyente: média histórica. Inclui todos os subsistemas do SIN. Configuração de 2008

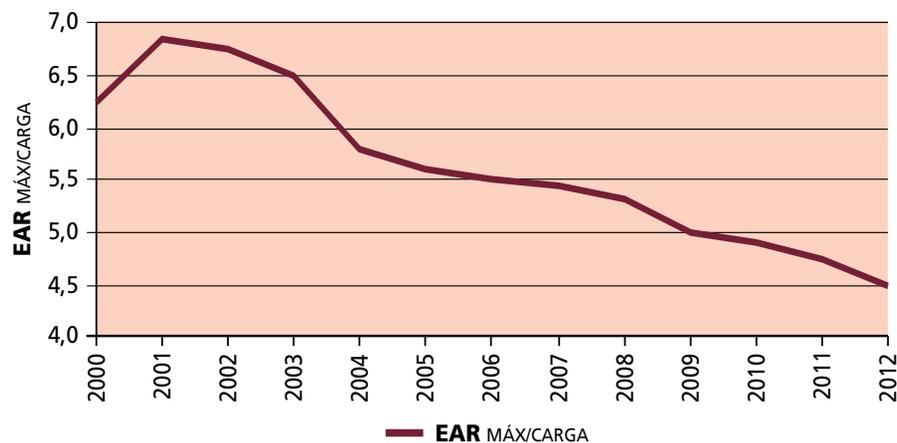
Fonte: Dados elaborados pelo GESEL/IE/UFRJ a partir do banco de dados histórico da operação do ONS em 2008.

A característica peculiar que permitiu o sistema elétrico brasileiro se expandir e atender a carga ao longo de todo o ano com uma base hídrica foi a construção de um sistema elétrico baseado em grandes reservatórios. Desta forma, tornou-se possível regularizar a oferta de energia elétrica ao longo do ano através da estocagem de energia no período úmido sob a forma de água (Energia Armazenada) convertida em eletricidade no período seco.

No entanto, embora o Brasil tenha apenas 30% do seu potencial hídrico efetivamente explorado, o sistema elétrico baseado em usinas hidroelétricas com grandes reservatórios está impossibilitado de se manter em função de dois fatores. O primeiro deve-se às limitações geográficas porque o potencial hidroelétrico em áreas de planalto do país já foi explorado e o potencial remanescente se encontra na região plana do país, que não é adequada para a construção de reservatórios de regularização. O segundo é de ordem legal. O caráter mais rígido da Constituição de 1988 no que se refere à esfera ambiental, que impõe restrições à construção de novos grandes reservatórios, e dificulta até mesmo a própria expansão da capacidade de geração hídrica baseada em usinas a fio d' água. O Gráfico 2 ilustra a redução da capacidade de regularização do sistema elétrico brasileiro.

A característica peculiar que permitiu o sistema elétrico brasileiro se expandir e atender a carga ao longo de todo o ano com uma base hídrica foi a construção de um sistema elétrico baseado em grandes reservatórios. Desta forma, tornou-se possível regularizar a oferta de energia elétrica ao longo do ano através da estocagem de energia no período úmido sob a forma de água (Energia Armazenada) convertida em eletricidade no período seco.

No entanto, embora o Brasil tenha apenas 30% do seu potencial hídrico efetivamente explorado, o sistema elétrico baseado em usinas hidroelétricas com grandes reservatórios está impossibilitado de se manter em função de dois fatores. O primeiro deve-se às limitações geográficas porque o potencial hidroelétrico em áreas de planalto do país já foi explorado e o potencial remanescente se encontra na região plana do país, que não é adequada para a construção de reservatórios de regularização. O segundo é de ordem legal. O caráter mais rígido da Constituição de 1988 no que se refere à esfera ambiental, que impõe restrições à construção de novos grandes reservatórios, e dificulta até mesmo a própria expansão da capacidade de geração hídrica baseada em usinas a fio d' água. O Gráfico 2 ilustra a redução da capacidade de regularização do sistema elétrico brasileiro.



**Gráfico 2** Evolução da Capacidade de Regularização

Fonte: Chipp, Hermes. Procedimentos Operativos para Assegurar o Suprimento dos Reservatórios. 2000 - 2012.

A transição para a nova configuração da matriz elétrica brasileira exigirá fontes de energia complementares ao parque hídrico operando na base do sistema durante o período seco. A questão que se coloca é definir, minimamente do ponto de vista do planejamento, quais as fontes de energia deverão ter caráter prioritário nesta complementação do parque hídrico. Análise baseada em variáveis técnicas e econômicas recomendaria a opção por centrais elétricas com vocação para operarem na base, ou seja, usinas com flexibilidade limitada em termos técnicos e com reduzido custo variável, mesmo que com elevados custos de investimento, o que justifica e exige a operação durante um grande número de horas ao longo do ano para amortizar o investimento. Neste sentido, no atual sistema elétrico brasileiro devem ser priorizadas usinas térmicas inflexíveis, com destaque para a bioeletricidade gerada nas usinas sucroenergéticas, energia eólica e usinas térmicas com reduzido custo variável.

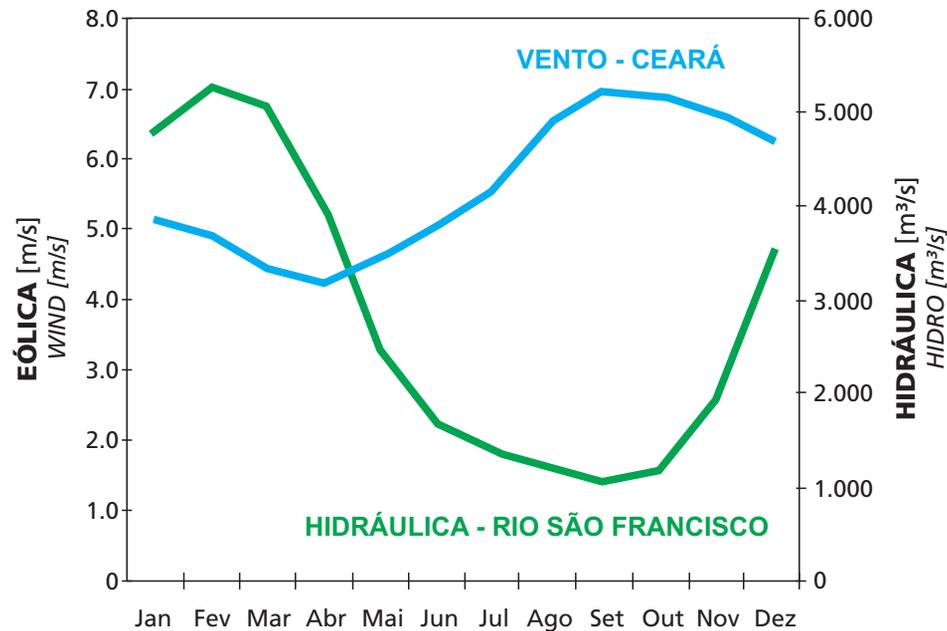
Devido à natural complementaridade com a geração hídrica, e ainda terem o benefício adicional de serem fontes renováveis, a bioeletricidade sucroenergética e a energia eólica devem ser, na opinião dos autores, as fontes priorizadas na expansão do parque gerador brasileiro. A complementaridade da bioeletricidade se manifesta pelo fato da safra sucroenergética ocorrer entre os meses de Maio e Novembro, período seco na Região Centro Sul onde estão localizados 70% da capacidade dos reservatórios brasileiros. Já o caráter complementar da energia eólica se baseia nos ventos mais intensos e regulares justamente no período seco do ano, em especial na Região Nordeste, onde se localiza o maior potencial eólico do Brasil. Logo, em uma visão idealizada da expansão do parque gerador brasileiro, esta deve ocorrer através da exploração do potencial hidroelétrico da Região Norte, a ser complementada pela bioeletricidade na Região Sudeste/Centro Oeste e pela energia eólica nas Regiões Nordeste e Sul do país. Além destas fontes, a expansão do parque deveria contemplar usinas a gás natural, relegando para um plano secundário os investimentos na expansão do parque nuclear e usinas térmicas a carvão. Em relação à construção de usinas movidas a óleo dada a quantidade de possibilidades de fontes de energia que o Brasil oferece, deveria, em realidade, ser descartada esta opção que é cara e poluidora.

Ilustrando a questão da complementaridade da energia eólica, o Gráfico 3 apresenta a relação entre o regime pluvial e o regime de ventos no Nordeste, especificamente no Ceará. Nota-se que há forte complementaridade entre os dois regimes, tornando a energia eólica uma opção importante de geração de eletricidade, nos períodos secos.

Merece ser destacado que a metodologia de contratação de novos empreendimentos utilizada nos leilões genéricos e a análise comparativa através do ICB leva a resultados erráticos relativos a competitividade da energia eólica em relação aos empreendimentos com elevados custos variáveis. Esta questão será examinada com maior profundidade na terceira parte deste estudo.

Embora as atuais metodologias de contratação de energia no sistema elétrica brasileiro, via leilões genéricos, contribuam para a perda de competitividade da energia eólica, é fato concreto que esta fonte ainda possui um elevado custo de capital e tende a não ser muito competitiva frente às outras fontes de geração, como por exemplo, usinas de biomassa e térmicas a gás natural inflexíveis. No entanto, as recentes políticas de âmbito municipal, estadual e federal de redução dos custos dos empreendimentos eólicos estão sendo exitosas, como atestam os resultados do Leilão de Energia Eólica realizados em fim de 2009, e tornaram a energia eólica competitiva com empreendimentos térmicos. Desta forma, a questão relevante é a manutenção destas políticas neste estágio inicial da indústria eólica no Brasil.

A próxima parte deste estudo será dedicada à análise das principais políticas implementadas nos EUA, Alemanha e China que permitiram estes países construírem significativas capacidades instaladas de geração de energia eólica. O objetivo da próxima parte é, em última instância, verificar a importância que estas políticas tiveram no desenvolvimento da energia eólica nestes países, de forma a comparar com as políticas públicas para a energia eólica no Brasil que serão discutidas na última parte.



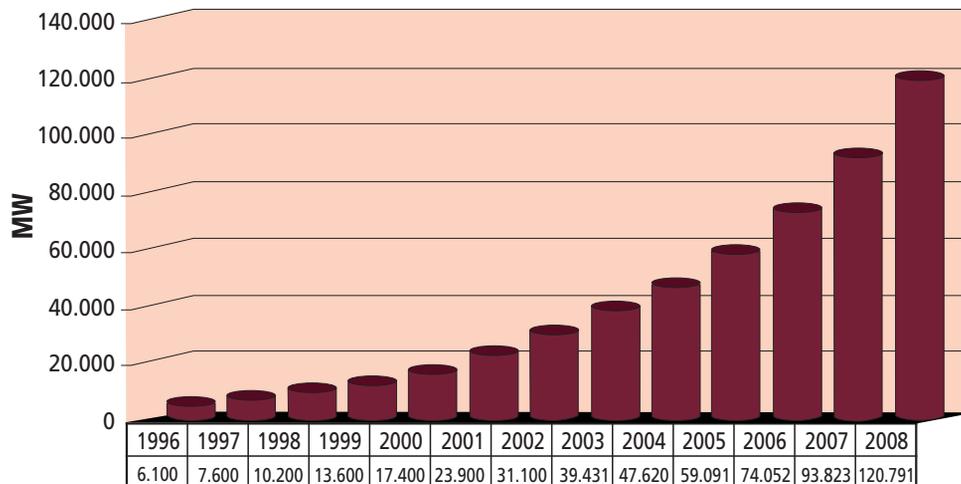
**Gráfico 3** Complementaridade entre energia hídrica e eólica  
 Fonte: TORRES (2009)

## 2. Experiências Internacionais de Promoção da Energia Eólica

É inquestionável a importância das fontes alternativas e renováveis de energia elétrica na expansão da oferta mundial de energia elétrica em bases sustentáveis, de forma a atender ao crescimento da demanda por energia elétrica concomitantemente à mitigação das alterações climáticas. Entretanto, estas fontes ainda apresentam custos superiores às fontes convencionais de geração. O aumento da sua competitividade frente às fontes tradicionais irá depender das economias de escala, de aprendizado e possivelmente do desenvolvimento de novas rotas tecnológicas resultando na redução dos custos destas fontes alternativas de geração.

A necessidade de reduzir as emissões de gases do efeito estufa do setor elétrico justifica a promoção de políticas públicas que incentivem os investimentos nestas fontes, em particular na fase de desenvolvimento tecnológico e industrial inicial. Estas políticas podem variar desde a formatação de instrumentos específicos de contratação de energias renováveis, como por exemplo, leilões específicos, tarifas *feed in*, linhas de financiamento subsidiadas e desonerações tributárias. A elaboração deste tipo de política, especialmente nos países do Norte e na China, foram e são os responsáveis pela grande expansão da capacidade instalada mundial de energia eólica nos últimos anos, conforme atestam os dados do Gráfico 4.

Para se entender, ainda que pontualmente, as bases desta evolução tão rápida e expressiva derivada da aplicação de políticas de incentivos, será apresentada análise das políticas promovidas nos EUA, Alemanha e China, países que ao final de 2008 detinham cerca de 50% da potência instalada de energia eólica mundial.



**Gráfico 4** Evolução da Potência Instalada de Energia Eólica no Mundo 1996 - 2008 (em MW)

Fonte: GWEC (2009).

## 2.1 EUA

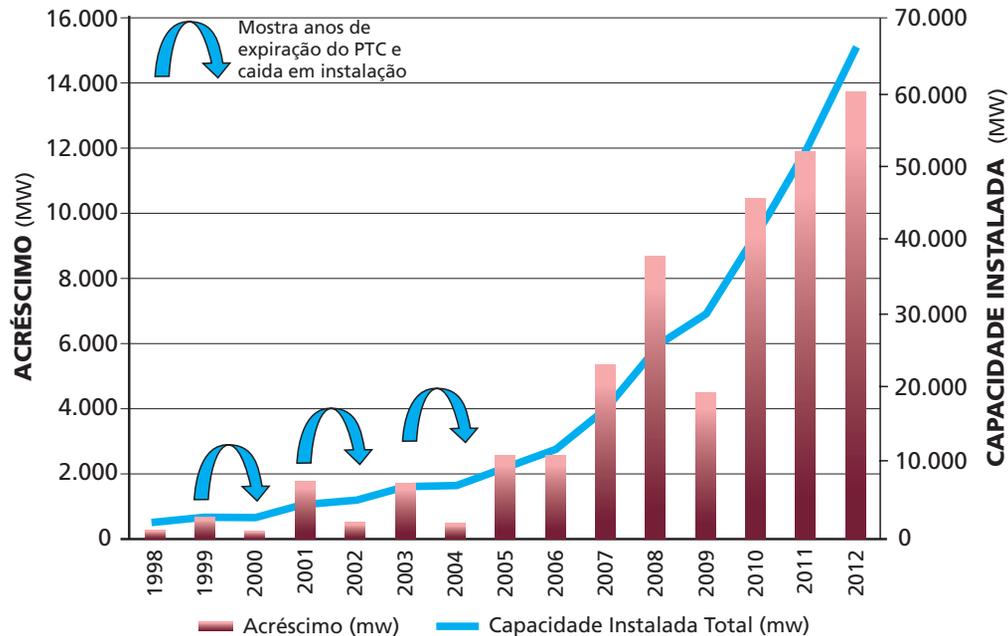
Os investimentos em energia eólica representaram 40% da nova capacidade instalada nos EUA em 2008<sup>6</sup> (AWEA, 2009). Apesar deste crescimento recente, a geração eólica representa apenas 1,3% da produção total norte americana de energia elétrica. Seguindo esta nova tendência, a previsão para a energia eólica nos EUA é de crescimento, em função da prorrogação do incentivo federal de US\$ 21,00 por MWh até 2012, definida pela lei de recuperação econômico de 2009. Ao fim de 2008 a capacidade instalada de energia eólica nos EUA era de 25,3 GW. Nos próximos quatro anos, é esperada uma adição de mais 38 GW (WISER e BOLINGER, 2009).

A partir destes dados é necessária uma análise do custo real e da competitividade da energia eólica nos EUA. A tarifa de equilíbrio real da energia eólica nos EUA é muito debatida, mas é evidente que se encontra em um nível superior aos preços atualmente cobrados, fato este possível devido aos incentivos fiscais do Governo Federal e de inúmeros Estados. Estimativas do Laboratório Nacional Lawrence Berkeley (LBNL) indicam uma faixa para a tarifa de equilíbrio entre US\$ 75,00 e 85,00 por MWh<sup>7</sup> (BOLINGER 2009). Por sua vez, outras estimativas feitas por NAVIGANT CONSULTING (2008) e NEW ENERGY FINANCE (2009) colocam o preço em torno de US\$ 90,00 por MWh. Essas estimativas incluem também o custo de conexão à rede, mas não os custos de transmissão (US\$ por kWh tarifa paga à companhia de transmissão), nem o custo de expansão da rede quando necessária para reforçar o sistema para integrar o acréscimo de energia eólica.

<sup>6</sup> No ano de 2008 foram instalados 8,55 GW eólicos nos EUA enquanto que a adição de novas plantas movidas a gás totalizou um montante de 9,7GW.

<sup>7</sup> Não inclui incentivos.

## Perspectivas para a Energia Eólica no Brasil



**Gráfico 5** Evolução da capacidade instalada nos EUA 1998-2012(\*)

Fonte: AWEA (2009).

(\*) Para o período 2009-2012 os valores são estimados.

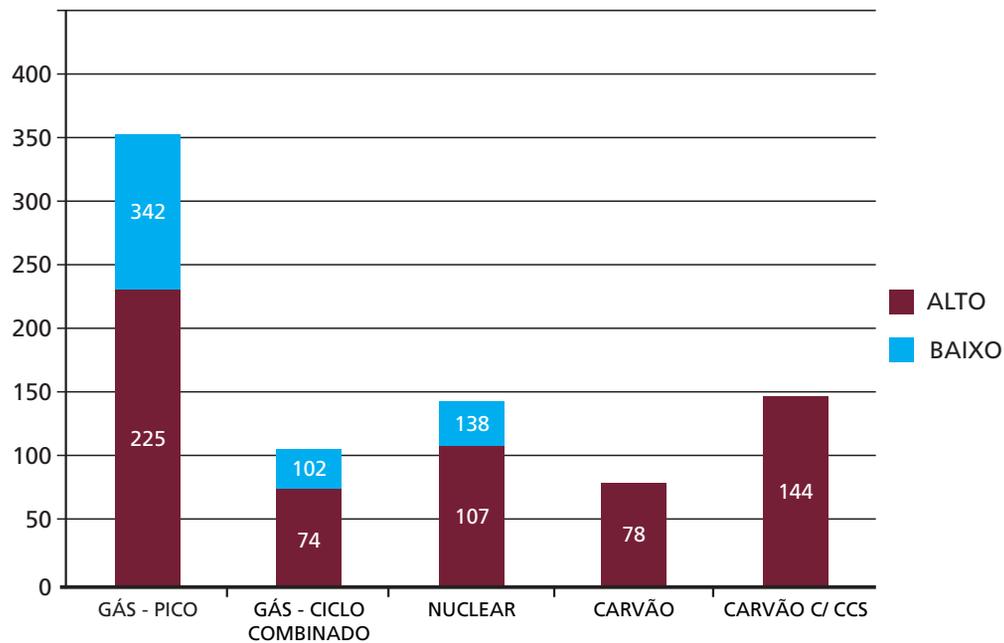
O Gráfico 6 apresenta estimativas do Banco Lazard da tarifa nivelada para a termoeletricidade a partir de diferentes fontes. Por estes valores constata-se que a energia eólica é competitiva com a energia elétrica gerada a partir do gás natural, nuclear e carvão com CCS<sup>8</sup>. Cabe frisar, que estes preços representam o custo de expansão, enquanto o do custo médio de energia “velha” pode ser mensurado pelo preço atacadista no mercado livre. Esse preço médio variou entre US\$ 47,00 e 85,00 por MWh em 2008, dependendo da região (WISER e BOLINGER, 2009).

A partir destas comparações torna-se evidente que o preço da energia eólica sem incentivo é competitivo com algumas fontes, mas não é competitivo com usinas existentes nem com plantas novas movidas a carvão e usinas movidas a gás natural. Como exercício de análise comparativa, o preço médio de venda de projetos eólicos novos em 2008 se situou em torno de US\$ 52,00 por MWh<sup>9</sup> (WISER e BOLINGER, 2009). Com base no custo de geração de US\$ 80,00 por MWh, isso significaria que os incentivos valem algo em torno de US\$ 30,00 por MWh (BOLINGER, 2009). Desta forma, constata-se, com base nestes dados, a necessidade de incentivos para que a energia eólica seja de fato competitiva.

<sup>8</sup> Carbon Captures and Storage significa gerar eletricidade em usinas termoelétricas capturando-se o carbono que seria emitido utilizando a tecnologia tradicional.

<sup>9</sup> Inclui incentivos e exclui os custos de transmissão.

## Perspectivas para a Energia Eólica no Brasil



**Gráfico 6** Estimativa da Tarifa de Equilíbrio nos EUA para Termoelétricas. 2009 (em US\$)

Fonte: LAZARD (2009).

### QUADRO 1

EUA- Crédito de Imposto para Produção (PTC) e Crédito para Investimento (ITC) oferecidos para energia eólica.

Tipo de opção	Cálculo do Crédito	Valor do Crédito
Crédito de Imposto para Produção (PTC)	\$21/MWh crédito para 10 anos, ajustado anualmente para inflação	\$21/MWh crédito sem imposto quando nivelado vale aproximadamente \$28/MWh pelos 20 anos de vida do projeto.
Crédito de Imposto para Investimento (ITC)	30% do custo de equipamento instalado pode ser deduzido dos impostos do projeto no primeiro ano	Próximo ao valor do PTC valendo entre 15% menos até 8% mais (BOLINGER et al., 2009) ITC valor maior do que o PTC para usinas com alto custo de investimento (\$/kW) e/ou baixo fator de capacidade.
Bolsa Dinheiro para Investimento	Valor equivalente ao ITC, só que é dado em dinheiro até 60 dias depois da entrada em operação	Valor aproximadamente equivalente ao ITC.

Fonte: Elaborado por GESEL/IE/UFRJ a partir de dados do Laboratório Nacional de Energia Renovável, EUA.

O aumento da participação da energia eólica nos EUA nos últimos dez anos esteve baseado essencialmente no apoio financeiro dado pelo governo federal na forma de créditos de impostos<sup>10</sup>. A efetividade desta política tem como base a magnitude deste subsídio porque o mesmo consiste em um meio de viabilizar os projetos, mas não garante um mercado para estes empreendimentos. Existem dois modos de aproveitar do crédito: um baseado em produção (US\$/kWh) e outro no investimento<sup>11</sup>. Cabe frisar que em 2009, devido à crise financeira, foi instituída uma variação temporária que é uma bolsa em dinheiro, opção válida até 2010. O Quadro 1 na página anterior ilustra as opções de créditos oferecidos pelo governo norte-americano.

Uma lição da política de subsídios dos EUA, possivelmente aplicável ao Brasil, é que a falta de um forte sinal de apoio no longo prazo limitou o crescimento da energia eólica nos EUA. A energia eólica nos EUA apresentou durante muito tempo uma evolução bastante inferior àquela verificada em países como a Alemanha e a Dinamarca. O Congresso Norte Americano teve que renovar o incentivo cinco vezes, mas sempre em um contexto de incerteza em relação à sua duração. A política de subsídios chegou a expirar três vezes (1999, 2001, 2003) antes de ser renovada nos anos seguintes. Esta incerteza da renovação do crédito retardou o crescimento da capacidade instalada. Como ilustração, em 2003 a Vestas cancelou seus planos de construir uma grande fábrica em Oregon devido à incerteza relativa à continuidade da política de subsídios. A partir de 2004 com a regularidade da política, outros fabricantes finalmente decidiram se estabelecer nos EUA para fabricar os equipamentos<sup>12</sup>.

A desoneração tributária é uma política de apoio lógica e consistente para o maior desenvolvimento da indústria de energia eólica, já que faz sentido incentivar uma atividade necessária e estratégica. A questão que se coloca é adotar a política de incentivos mais objetiva e simplificada possível. No caso do EUA, dar um crédito de imposto é mais complicado do que a desoneração simples porque o empreendimento precisa ter uma base de impostos devidos anualmente a partir da qual se possa conceder o crédito. No início, as regras norte americanas de concessão do crédito limitaram o aproveitamento às firmas com base grande de imposto.

Esta restrição foi posteriormente ajustada com o intuito de permitir a transferência do crédito, e companhias menores começaram a trocar os créditos por investimento equity de grandes bancos que tem uma base de impostos grandes. Porém, com a crise de setembro de 2009 essa fonte de equity desapareceu quase completamente. Por isso o governo americano criou a opção temporária da bolsa dinheiro. A lição a ser destacada é que não é aconselhável colocar um incentivo que faz os empreendedores eólicos dependerem de outro setor econômico para o seu efetivo aproveitamento.

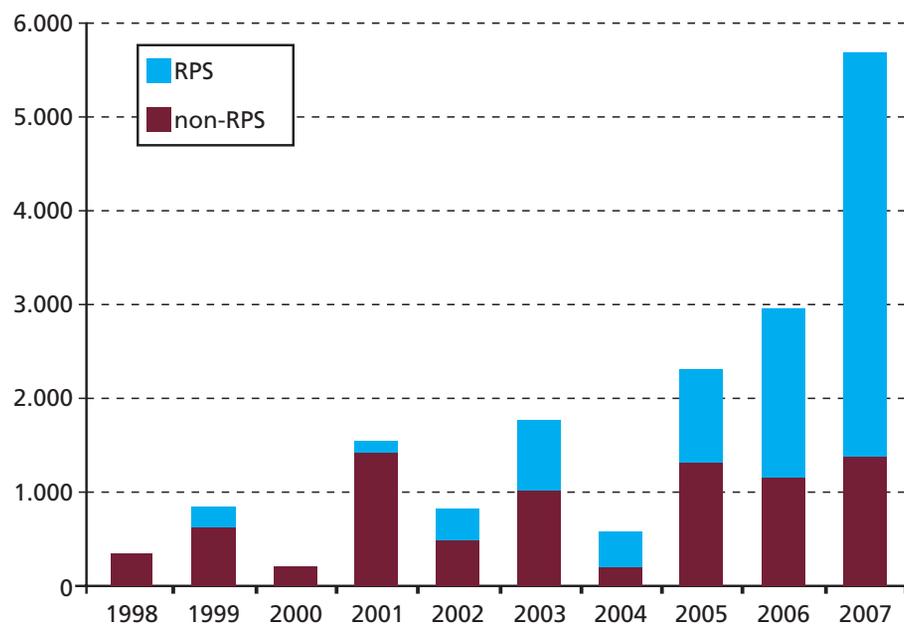
<sup>10</sup> Inúmeros Estados americanos onde verificam-se taxas altas de instalação eólica também oferecem créditos de impostos estaduais. Estes incentivos podem fazer a diferença na escolha de onde localizar a construção de novos aerogeradores.

<sup>11</sup> 30% do valor do investimento.

<sup>12</sup> Até 2004 apenas a GE fabricava turbinas eólicas nos EUA.

O incentivo do Crédito de Imposto para Produção-PTC-explica uma parte do crescimento de eólica, mas só pelo lado da oferta. No lado de demanda, existe uma política de cotas para energia renovável implementada em vários Estados, os quais exigem que uma porcentagem da energia elétrica seja procedente de fontes renováveis (RPS-*Renewable Portfolio Standard*). A maioria dos RPS exige uma cota da ordem de 10 a 25%, mas alguns estados adotaram cotas mais ambiciosas (Maine-40%), enquanto outros foram mais conservadores (Pensilvânia-8%). O impacto agregado é de que 15% do crescimento previsto em vendas de eletricidade entre 2000 - 2025 precisará proceder de fontes renováveis (WISER, 2008). De forma geral, esta exigência incide sobre as empresas distribuidoras que são obrigadas a contratar energia renovável. Apenas em poucos estados o governo assume também o papel de contratar. As distribuidoras contratam os MWh, mas têm também a opção de comprar certificados de geração renovável de outros geradores ou produtores mercantis, criando um mercado para Certificados de Energia Renováveis (RECs)<sup>13</sup>.

O RPS é uma política ainda recente nos EUA, estando presente em apenas onze estados norte americanos há mais de quatro anos, mas os resultados em geral têm sido positivos. A taxa de cumprimento melhorou de 83% em 2003 para até 94%<sup>14</sup> em 2006. A energia eólica tem dominado a energia renovável instalada em estados com RPS, com 93% de adições da capacidade.



**Gráfico 7** EUA - Adições Anuais de Energia Renovável em Estados com e sem RPS-Renewable Portfolio Standard (em MW).  
Fonte: WISER (2008).

<sup>13</sup> Apenas quatro estados não permitem cumprimento por meio de comprar RECs de outras distribuidoras com excesso.

<sup>14</sup> Médio, ponderado por MWh exigidos.

O Gráfico 7 atesta que a energia renovável cresceu muito mais rapidamente em estados onde foi aplicado o Renewable Portfolio Standard RPS. Entretanto, é preciso interpretar com cautela estes dados porque a existência do mecanismo de RPS ocorreu em estados com maior potencial de fontes renováveis. Estudo elaborado por um laboratório norte americano indicou que de 2001 até 2007, aproximadamente de 65% das instalações eólicas nos EUA foram motivados pelo menos parcialmente por políticas RPS (WISER, 2008). Apesar de ainda ser prematuro para uma avaliação geral e conclusiva, as evidências empíricas existentes indicam que o RPS tende a desempenhar papel estratégico para estimular a compra e geração de energia eólica.

Pelo lado das condições de oferta, merece destacar que a partir de 2004, novos fabricantes de turbinas eólicas passaram a atuar no mercado dos EUA<sup>15</sup>. Assim o peso de componentes de turbinas fabricadas domesticamente subiu de 30% em 2004 para 50% em 2008 (WISER e BOLINGER, 2009). Mesmo com este aumento da oferta interna de aerogeradores, os EUA ainda necessitaram importar, em 2008, cerca de US\$ 2,5 bilhões em equipamentos procedentes da Dinamarca/Vestas (28%), Espanha/Gamesa (27%), Japão/Mitsubishi (15%) e Índia/Suzlon (7%).

Os EUA nunca estabeleceram exigências relativas ao índice de conteúdo nacional para a indústria de energia eólica. As importações tinham um papel bastante significativo. Contudo, as importações e mesmo a entrada de outras companhias nos EUA foram impedidas em alguns casos devido a uma patente da GE em relação às turbinas de velocidade variável. Uma disputa entre GE e Enercon sobre essa patente acabou em 2004 com a Enercon sendo proibida de vender nos EUA. Mais recentemente a Mitsubishi foi processada por vender turbinas com a tecnologia desta mesma patente. Companhias européias que queriam fabricar nos EUA foram obrigadas a desenvolver tecnologia própria (LEWIS, 2007).

Alguns estados americanos têm concedido incentivos à instalação de fábricas de produção de equipamentos eólicos. Cerca de dezoito estados norte americanos possuem políticas para atrair a indústria eólica usando instrumentos de incentivos fiscais, empréstimos, e/ou treinamento de labor. Em 2009, o governo federal iniciou um crédito de imposto igual ao Crédito de Imposto para Investimento-ITC (30% do valor do investimento), só para fabricação de equipamentos de energia renovável no ano de 2009 (DSIRE, 2009).

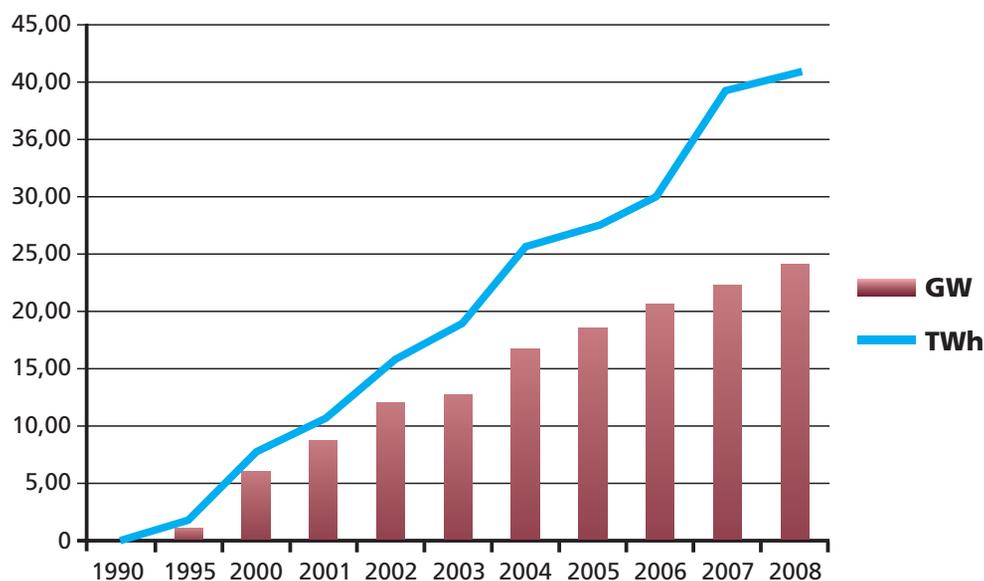
Nestes termos e a título de sistematização, a experiência norte americana oferece algumas lições que podem ser úteis para o Brasil, destacando-se:

1. Incentivos de curto prazo não são capazes de atrair fabricantes. É preciso a formação de uma política de médio-longo prazo.
2. É necessária a adoção de mecanismo de concessão de subsídios que viabilizem a energia eólica em seu desenvolvimento inicial.
3. A política de cotas para a geração de energia renovável garante a existência de mercado para esta fonte.

<sup>15</sup> As fabricantes Gamesa, Clipper, Acciona, e CTC/DeWind entraram no mercado dos EUA nos últimos anos.

## 2.2 Alemanha

De acordo com BOCCARD (2009), a energia eólica será essencial para que a Alemanha atinja a meta de produzir 30% de energia elétrica a partir de fontes renováveis até 2020. Como indicador desta importância, em 2008 a geração de fonte eólica foi responsável por 7,3% do total de energia produzido. No entanto, esta participação na geração não é proporcional à participação dos parques eólicos na capacidade instalada total alemã. Esta discrepância ocorre devido ao regime de ventos não ser muito intenso na Alemanha resultando em fatores de capacidade dos parques eólicos em torno de 17%. Por conta de uma política energética que prioriza a energia renovável, mesmo que apresente baixa eficiência, a energia eólica vem aumentando sua capacidade instalada e produção conforme se pode verificar através do Gráfico 8.



**Gráfico 8** Alemanha - Capacidade Instalada e Geração Eólica: 1990 - 2008 (em MW e TWh)

Fonte: BÜSGEN (2009) e GWEC (2009).

O custo da geração eólica na Alemanha é um dos mais elevados da Europa e se situa em um patamar acima dos praticados nos EUA. No ano de 2006, o custo médio de geração foi da ordem de US\$ 98,00 por MWh. Este custo mostra-se superior ao custo de uma térmica a gás natural na ordem de US\$ 58,00<sup>16</sup> (EWEA, 2009). As principais causas do elevado custo da energia eólica na Alemanha são o regime fraco dos ventos e o elevado custo do investimento.

A política energética da Alemanha busca diminuir a dependência da importação de insumos do exterior, em especial do gás natural russo. É esta dependência que explica e justifica os altos custos do programa de energia renovável. A questão ambiental corrobora esta política.

<sup>16</sup> Este valor não inclui os custos com o comércio europeu de emissões.

O custo das turbinas eólicas representa aproximadamente três quartos do custo de um parque gerador na Alemanha. Estes custos são superiores na Alemanha em comparação àqueles praticados em outros países que também possuem ampla capacidade instalada de energia eólica, como EUA e China (EWEA, 2009). O custo médio estimado do investimento na Alemanha em 2008 se situou em torno de US\$ 1.700,00 por KW instalado, conforme atestam os dados da Tabela 2.

**Tabela 2**  
Alemanha - Estimativas de Custo para Projetos Eólicos. 2008<sup>17</sup>  
(em US\$)

Potência da Turbina (por faixa de MW)	Custo da Turbina (US\$ por KW instalado)	Custo Total (US\$ por KW instalado)
De 1,3 a 1,9 MW	1200 - 1400	1600-1800
De 2,0 a 3,0 MW	1100 - 1400	1500-1800
Superior a 3,0 MW	1400 - 1600	1800-2000

Fonte: Elaborado por GESEL/IE/URFJ a partir de dados do relatório alemão 2008 para o grupo de trabalho da IEA.

A viabilidade da energia eólica na Alemanha se baseia em um amplo e consistente programa *feed in*. É importante ressaltar que com o intuito de evitar a concessão de subsídios excessivos, o sistema alemão estabelece que seja pago um preço pela energia nos primeiros 5 anos do projeto. Após este prazo o preço é revisto. Neste sentido, os parques eólicos localizados em regiões com condições mais favoráveis de vento ganham uma significativa redução na tarifa paga pela energia gerada nestes empreendimentos. Esta característica do *feed in* alemão permitiu disseminar a energia eólica por todo o país, sendo, no entanto, responsável por um menor fator de capacidade médio (RAGWITZ et. al. 2007). Ao mesmo tempo, o sistema alemão contempla uma política de incentivos direcionada para a modernização de parques existentes. A possibilidade de modernização dos parques existentes é relevante tendo em vista que a potência média das turbinas eólicas nos anos 90 era de 550 KW e atualmente já se situa em 2,0 MW, o que permite que dada às demais condições do sítio constantes se gere até 6 vezes mais energia.

O *feed in* alemão é uma derivação do programa *Stromeinspeisungsgesetz* (StrEG), implementado em 1991 e que vigorou até o ano 2000. Este programa estava associado às metas de ampliação da participação de fontes renováveis na matriz elétrica alemã.

Uma das características mais relevante do sistema alemão, conforme exposto anteriormente, é o caráter decrescente das tarifas. Busca-se assim não permitir que os empreendedores obtenham lucros extraordinários oriundos de inovações tecnológicas e do desenvolvimento do mercado. Em contrapartida, devido à dificuldade em se expandir a geração

<sup>17</sup> Valores referentes aos projetos onshore.

eólica frente aos altos custos das turbinas e a menor qualidade do vento nos sítios a serem explorados, o governo alemão reajustou as tarifas pagas no sistema *feed in* em 2008. A tarifa paga nos 5 anos inicial passou de US\$ 94,00 por MWh para US\$ 110,00 por MWh. Por sua vez, a tarifa paga no período restante passou para o valor de US\$ 60,00 por MWh.

O impacto da tarifa *feed in* na tarifa de eletricidade alemã não é trivial. Em 2006, seus custos representaram 4% do aumento tarifário residencial no ano, e tiveram peso semelhante em 2007. Durante o prazo de 2002-2006, um total de 13% do aumento do preço residencial de eletricidade foi devido ao *feed in* (BÜSGEN, 2009).

No que se refere à oferta de aerogeradores para o mercado alemão, na etapa inicial do desenvolvimento da energia eólica na Alemanha, período compreendido entre 1982 e 1999, as empresas alemãs tinham um market share em torno de 33%, sendo a Enercon responsável pelo atendimento de 30% do mercado. A partir da promulgação da Lei de Energias Renováveis em 2000, entraram 3 novos fabricantes locais no mercado (Fuhrländer, Repower, e Nordex), Como conseqüência, as empresas alemãs aumentaram seu market share, atingindo uma participação em torno de 54% no ano de 2004 (LEWIS e WISER, 2005).

Nestes termos e a título de sistematização da experiência alemã, buscando-se elementos que possam úteis à política energética do Brasil, merecem destaque:

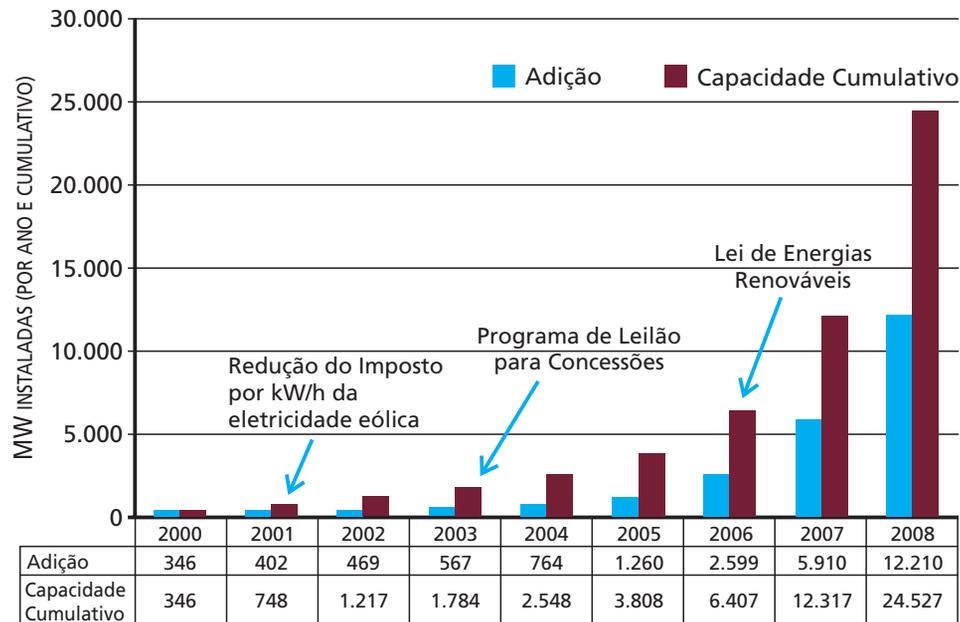
1. O sistema *feed in* se mostrou eficaz na promoção da energia eólica no território alemão.
2. A diferenciação da tarifa paga de acordo com as condições do sítio causou a disseminação da energia eólica por toda Alemanha.
3. A redução das tarifas pagas ao longo do tempo impede a apropriação de lucros extraordinários oriundos de inovações tecnológicas e do desenvolvimento do mercado.
4. A importância da indústria doméstica e seu market share aumentou de forma notável depois da implementação de uma política de longo prazo.

### 2.3 China

A energia eólica teve um crescimento exponencial na China nos últimos anos. A potência instalada que era de 2,6 GW no ano de 2006 avançou para 12,2 GW ao final de 2008 (ver Gráfico 9). Desde 2004, a capacidade instalada de potência eólica dobra anualmente, elevando a China à posição de país detentor da quarta maior capacidade instalada do mundo. Com base nos planos ambiciosos do governo chinês que investiu US\$ 14,6 bilhões de dólares nesta fonte em 2009, as perspectivas são de que a potência instalada chinesa atinja a expressiva marca de 30 GW em 2010. De acordo com GWEC (2009), a meta chinesa é atender 3% de sua demanda de energia elétrica com fontes alternativas renováveis de energia elétrica em 2020. Para atingir esta meta, foi criado o programa *Wind Base* com o objetivo de ampliar a capacidade instalada chinesa dos parques eólicos chineses para 100 GW em 2020 e serem capazes de produzir 200 TWh anuais. Os

## Perspectivas para a Energia Eólica no Brasil

planos de longo prazo da China visam atingir uma potência instalada de geração eólica entre 400 e 500 GW em 2050, o que permitiria atender 10% da demanda chinesa por eletricidade. Estas metas são uma forte sinalização que a energia eólica continuará a se expandir, incentivando a construção de novas fábricas de turbinas eólicas na China e estimulando a busca de inovações tecnológicas.



**Gráfico 9** China–Evolução da Capacidade Eólica Instalada: 2000 - 2008 (em MW)

Fonte: GWEC (2009).

Ao contrário de muitos países em que a viabilidade econômica representa o maior entrave à promoção da energia eólica, o programa *feed in* e as linhas de financiamento em condições atrativas fazem com que as variáveis econômicas não se constituam em um entrave à promoção da energia eólica na China. O grande entrave à inserção da energia eólica na matriz elétrica chinesa consiste na dificuldade de se conectar os parques eólicos à rede de transmissão. Isto porque o potencial eólico se concentra na região Norte distante dos grandes centros de demanda localizados na região Sudeste do território chinês.<sup>18</sup>

Embora os aspectos econômicos não sejam um entrave à promoção da energia eólica na China, a sua viabilidade é baseada em políticas públicas de incentivos à energia eólica. Neste sentido, é necessária uma análise referente aos custos da energia eólica na China e as políticas adotadas com o objetivo de tornar possível sua comercialização.

O custo de investimento em projetos eólicos na China se situa em torno de US\$ 2.200,00 (LIU, 2009). É importante notar que os fabricantes chineses possuem um preço menor, conforme pode ser verificado na Tabela 3, entretanto, os parques eólicos destes fabrican-

<sup>18</sup> Segundo CHAN (2009), 20% da potência eólica instalada na China ainda não havia sido conectada à rede em 2008.

tes costumam apresentar um fator de capacidade menor daquele verificado nas turbinas eólicas de fabricantes estrangeiros.

Ao contrário de muitos países em que a viabilidade econômica representa o maior entrave à promoção da energia eólica, o programa *feed in* e as linhas de financiamento em condições atrativas fazem com que as variáveis econômicas não se constituam em um entrave à promoção da energia eólica na China. O grande entrave à inserção da energia eólica na matriz elétrica chinesa consiste na dificuldade de se conectar os parques eólicos à rede de transmissão. Isto porque o potencial eólico se concentra na região Norte distante dos grandes centros de demanda localizados na região Sudeste do território chinês.

Embora os aspectos econômicos não sejam um entrave à promoção da energia eólica na China, a sua viabilidade é baseada em políticas públicas de incentivos à energia eólica. Neste sentido, é necessária uma análise referente aos custos da energia eólica na China e as políticas adotadas com o objetivo de tornar possível sua comercialização.

O custo de investimento em projetos eólicos na China se situa em torno de US\$ 2.200,00 (LIU, 2009). É importante notar que os fabricantes chineses possuem um preço menor, conforme pode ser verificado na Tabela 3, entretanto, os parques eólicos destes fabricantes costumam apresentar um fator de capacidade menor daquele verificado nas turbinas eólicas de fabricantes estrangeiros.

**Tabela 3**  
China- Custos do Investimento em Energia Eólica.  
(em MW e US\$)

Potência da Turbina	Tipo de Empreendimento	Preço (US\$/kW instalado)
750	Propriedade chinesa	1200
850	Propriedade estrangeira e fabricação nacional	1600
1000	Propriedade chinesa	1300
1250	Propriedade estrangeira e fabricação nacional	1800
1500	Propriedade chinesa	1600–1700
1500	Propriedade estrangeira e fabricação nacional	1900–2400
2000	Propriedade estrangeira e fabricação nacional	2400

Fonte: Elaborado por GESEL/IE/UFRJ a partir de dados de HUO (2009).

CHAN (2009) enuncia que as tarifas *feed in* atualmente pagas na China variam entre US\$ 137,00 e US\$ 164,00 por MWh enquanto que a tarifa paga a uma usina térmica movida à carvão é de US\$ 91,00 por MWh. Contudo, cabe frisar a tendência decrescente nos

custos da energia eólica. Na década de 90 a energia eólica só era viável com tarifas superiores a US\$ 200,00 por MWh.

Um aspecto relevante é que embora o custo da instalação de projetos eólicos na China seja próximo dos custos verificados nos EUA e na Alemanha, a tarifa de equilíbrio é consideravelmente superior às tarifas de equilíbrios destes dois países. Com caráter exploratório, exigindo maior investigação, a necessidade de maior tarifa pode estar relacionada à menor eficiência das usinas chinesas.

As políticas públicas chinesas de promoção da energia eólica sempre tiveram como base o estabelecimento de metas. Entretanto, ao longo dos anos estas metas foram sendo revisadas devido ao significativo crescimento da demanda por energia e ao desenvolvimento tecnológico na China. Por exemplo, em 1996 a meta estabelecida para 2010 era de 1 GW, bastante aquém da atual meta de 30 GW.

Durante o período compreendido entre 1994 - 2002, as instalações geradoras de energia eólica tinham a garantia da compra de sua energia por parte das distribuidoras com base no *Provisions for Grid-Connected Wind Farm Management*. Este programa garantia uma remuneração dos investimentos em empreendimentos de geração eólica de aproximadamente 15%. Porém, os resultados do programa foram prejudicados porque as empresas distribuidoras não tinham interesse em adquirir esta energia devido aos preços superiores e à necessidade de realizar investimentos para conectar estes novos empreendimentos à rede. Além disso, este sistema não gerou incentivos à redução dos custos de geração.

Com o objetivo de aprimorar o sistema de contratação, a partir de 2003 foi estabelecido o sistema de leilões onde os vencedores estabeleciam contratos de venda de energia com a duração de 20 anos. Assim como no caso brasileiro, a adoção do sistema de leilões tinha como objetivo promover a competição. O preço médio destes leilões se situaram entre US\$ 100,00 e 140,00 por MWh, o que significa que muitos projetos venderam energia a preços que não viabilizavam seus respectivos negócios. Logo, ocorreram problemas na execução destes projetos, especialmente no que se refere a atrasos na construção (LEMA e RUBY, 2007).

Um marco significativo da promoção da energia eólica na China foi a promulgação da *Renewable Energy Law* que estabeleceu metas de participação crescente de fontes renováveis de energia na matriz energética chinesa, além da geração hidroelétrica. E a partir desta necessidade foram estabelecidas as metas analisadas no início desta seção. Nos últimos anos, vem se verificando um grande incremento de projetos de fontes alternativas e renováveis no setor elétrico chinês e para isso foi fundamental a criação do sistema *feed in* para projetos com potência instalada inferior a 50 MW.

Ainda no âmbito do *feed in* chinês, cabe frisar que o desenho inicial da *Renewable Energy Law* contemplava preços prêmios para grandes geradores, concessão esta que foi excluída na lei. Entretanto, em 2009, o sistema de concessões via leilão foi compatibilizado ao sistema *feed in* com o objetivo de viabilizar projetos de energia eólica com maior custo.

Esta política teve o intuito de atrair investidores estrangeiros e pequenos empreendedores e, desta forma, assegurar o contínuo crescimento do mercado de energia eólica chinês.

Dois dos dez maiores fabricantes de aerogeradores do mundo são chineses: a Goldwind, oitava maior fabricante, e a Sinovel, décima maior fabricante do mundo (COSTA et al., 2009). Além destas, ainda existem outras grandes fabricantes de aerogeradores: Dongfang, Windey, e Sewind. Estas firmas possuem a peculiaridade de terem iniciado suas atividades através do licenciamento de tecnologias estrangeiras, sobretudo de firmas alemãs e austríacas. Estas firmas chinesas se expandiram e hoje desenvolvem novas tecnologias, especialmente na busca por desenvolvimento de turbinas de maior porte. Em paralelo, aumentaram o market share através da aquisição de firmas de menor porte. Como ilustração do mercado crescente das firmas chinesas de aerogeradores, estas empresas foram responsáveis pela fabricação de 75% dos aerogeradores comercializados na China em 2008 (HUO, 2009).

O mercado chinês de aerogeradores é extremamente competitivo graças à presença de mais de 80 fabricantes. Com um mercado estimado de adição de 8 GW de potência eólica por ano a partir de 2011, e sendo as firmas Goldwind, Sinovel e Dongfeng capazes de ofertarem em conjunto 4 GW anuais, se vislumbra grandes dificuldades para os pequenos fabricantes chineses, considerando-se que os mesmos terão a concorrência de grandes players internacionais (Vestas, Suzlon, GE, Gamesa, Nordex, Repower) na disputa pelo mercado restante. Uma alternativa para estas firmas chinesas de pequeno e médio porte poderá ser a exportação dos seus equipamentos.

Deve-se destacar que embora os fabricantes chineses produzam turbinas e hélices, ainda necessitam importar caixas de engrenagem, rolamentos e sistemas de controle. Devido às questões relativas ao direito de propriedade intelectual as firmas estrangeiras são reticentes em realizar produção desses equipamentos em conjunto com as firmas chinesas. Desta forma, verifica-se um esforço de pesquisa e desenvolvimento das firmas chinesas para desenvolver a capacidade de produção destes componentes.

A experiência chinesa no desenvolvimento de sua indústria de aerogeradores deve ser analisada com atenção pelos responsáveis da política energética direcionada para a fonte eólica. Em 2004 a China era fortemente dependente da importação, com 75% das turbinas eólicas importadas antes da lei de conteúdo doméstico. Como meio de promover a indústria de turbinas eólicas local, o governo chinês estabeleceu a exigência de 70% de conteúdo nacional dos aerogeradores a partir de 2005. Esta medida estimulou fabricantes estrangeiros a estabelecerem parcerias com fábricas chinesas. Apenas 4 anos depois as firmas chinesas passaram a ocupar uma ampla parcela (75%) do market share do mercado chinês. Porém, em 2010 a China abandonou essa política de restrições para estabelecer “um mercado livre de competição racional”. Esta alteração na estratégia de promoção da energia eólica se baseou na necessidade de acesso a tecnologias mais avançadas para cumprir com as metas nacionais de energia renovável no setor elétrico.

A China exigiu não somente um índice de conteúdo doméstico para fomentar a fabricação nacional. A partir de 2002 foi adotada uma consistente política de desoneração tributária (LEMA, 2007). Em paralelo foram estabelecidas taxações para componentes importados que possuíam oferta nacional (HUO, 2009). Por fim, destaca-se a adoção de políticas de pesquisas e desenvolvimento como meio de fomentar o desenvolvimento da indústria chinesa de turbinas eólicas a partir de recursos oriundos da tributação sobre os equipamentos importados.

A experiência chinesa oferece algumas lições que podem ser úteis para o Brasil, merecendo serem destacadas:

1. O estabelecimento de metas de contratação de energia eólica.
2. A adoção de uma política de *feed in* atrativa é um importante instrumento de desenvolvimento da energia eólica em um momento inicial. Esta política tende a ser mais eficiente quando associada a um instrumento competitivo de contratação.
3. A exigência de índices de conteúdo nacional associada a políticas de atração de firmas estrangeiras é relevante para o desenvolvimento da indústria de turbinas eólicas nacional, mas deve ser usado de maneira limitada para não restringir acesso a tecnologia nova.
4. A utilização dos recursos arrecadados com a tributação de equipamentos importados em pesquisa e desenvolvimento de aerogeradores eólicos é uma importante política de promoção da indústria nacional.

### 3. Brasil: A Competitividade da Energia Eólica e a Necessidade de Formulação de Políticas Públicas

Devido à predominância da hidroeletricidade, a principal razão para a promoção de fontes de energia alternativas e renováveis na matriz elétrica brasileira é nitidamente distinta daquelas verificados nos países ricos e emergentes como China e Índia. No Brasil a bioeletricidade sucroenergética e a energia eólica devem ser contratadas essencialmente por serem complementares à geração hídrica ao longo do ciclo anual úmido e seco e, desta forma, tendendo a desempenhar uma função estratégica e relevante na garantia do suprimento de energia elétrica, notadamente no período seco do ano. Entretanto, embora a motivação brasileira seja distinta daquelas presentes em outros países, as fontes alternativas e renováveis de energia também possuem no Brasil um custo superior às fontes convencionais de geração de energia elétrica.

Esta parte do estudo irá examinar os custos da energia eólica no Brasil. Com tal objetivo, irá se discutir os motivos do custo de investimento do KW eólico brasileiro ser superior a outros países. Será também analisada a competitividade da energia eólica brasileira em relação às demais fontes de geração com base na metodologia atual de con-

tratação de energia vigente no Brasil. O resultado do Leilão de Energia Eólica realizado em Dezembro de 2009 será adotado como parâmetro de preço da energia eólica no Brasil, logo se fará necessário a análise das políticas que permitiram este resultado. Por fim, será discutida a necessidade da continuidade e aprimoramento das políticas de promoção da energia eólica.

### 3.1 Os Custos e a Competitividade da Energia Eólica Brasileira

Os ganhos de escala e as economias de aprendizado oriundos da expansão da geração eólica no mundo nos últimos anos vêm permitindo uma significativa redução dos custos médios por kW instalado. O custo do investimento em projetos eólicos se situa atualmente em torno de US\$ 1.900,00 por kW instalado nos EUA e mesmo em países onde seu custo é mais elevado, como é o caso da Alemanha, este custo se situa em torno de US\$ 2.000,00. Para o Brasil, algumas estimativas sistematizadas pelo GESEL, indicavam que os investimentos em energia eólica situavam-se até fins de 2009 em valor aproximado de US\$ 3.000,00 por kW instalado.

Até fins 2009 estes maiores custos da energia eólica brasileira poderiam ser atribuídos à deficiente infra-estrutura brasileira em algumas questões relevantes para o desenvolvimento de empreendimentos eólicos e principalmente à oferta de indústria de aerogeradores para os projetos brasileiros. Isto porque somente dois fabricantes estavam com unidades produtivas no Brasil, prevalecendo até aquele momento restrições para a importação de equipamentos.

Desta forma, se faz necessário analisar a principal causa do maior custo da energia eólica no Brasil: as condições de oferta de aerogeradores.

A indústria mundial de aerogeradores se caracteriza por uma estrutura oligopolizada, com os quatro maiores grupos—Vestas, GE Wind, Gamesa e Enercon possuindo uma participação de mercado acima de 70%. O mais relevante é que estes grupos possuem, de fato, poder de mercado baseado nas economias de escala da indústria, nas vantagens absolutas de custo e na diferenciação de produto em uma indústria onde as economias de aprendizado são de grande relevância.

Desta forma, o estímulo à concorrência nesta indústria é fundamental para que as firmas estabelecidas não cobrem preços excessivos. Em uma indústria caracterizada pela constante inovação tecnológica, seja no processo de produção assim como no tipo de aerogerador, a oferta de crédito a potenciais entrantes é de grande importância para que o processo de inovação não fique restrito às firmas estabelecidas. Outras formas importantes de promover a competição nesta indústria se dão através de investimentos em pesquisas em centros universitários em parceria com investidores e a atração de empresas estrangeiras com o interesse de se estabelecer no país, ou ao menos, a garantia de abertura de mercado para estas firmas.

A indústria brasileira de aerogeradores possuía até 2009 uma estrutura muito concentrada com a presença de apenas dois únicos produtores: Wobben e Impsa. A impossibilidade de se importar aerogeradores com potência inferior a 1,5 MW e o imposto de importação de 14% foram condicionantes que, ao restringirem a importação, garantiram um poder de mercado ainda maior aos fabricantes já estabelecidos no território brasileiro, criando uma “barreira à entrada” para as firmas estrangeiras. Além desta política de restrição à importação, existe um fator estrutural da economia brasileira que garante uma enorme vantagem competitiva aos fabricantes estabelecidos em território nacional: o BNDES. Esta instituição pública é a principal e mais importante fonte de financiamento de longo prazo da economia brasileira. Investimentos em infraestrutura que são financiados pelo BNDES são obrigados a adquirir os bens de capital de produtores nacionais. Desta forma, a promoção da concorrência na oferta de aerogeradores é essencial para a redução dos custos de investimento em projetos de parques eólicos e esta concorrência passa pela atração de novas empresas estrangeiras para o mercado brasileiro.

É importante mencionar que, embora a reserva de mercado para os fabricantes nacionais seja uma prática inaceitável por permitir que estas firmas detenham maior poder de mercado, a garantia da competitividade destas firmas é uma condição sine qua non para o desenvolvimento da indústria de aerogeradores e maior expansão da energia eólica no Brasil. O caráter estratégico do “bem energia”, em especial de uma fonte promissora e renovável como a eólica, justifica medidas que garantam maior competitividade para o investidor que optou por estabelecer fábrica no Brasil e acaba por ser uma sinalização positiva para que novos investidores venham se instalar no país. No entanto, a questão a ser discutida é em que bases devem ocorrer esta garantia de competitividade<sup>19</sup>.

A opção pela tributação da importação de equipamentos seria plausível desde que a arrecadação tributária fosse utilizada em prol do desenvolvimento da indústria nacional de turbinas eólicas, sobretudo em pesquisa e desenvolvimento que possibilitem inovações tecnológicas, nos moldes da política chinesa discutida na seção anterior.

Outra alternativa compatível com um dos fundamentos do Novo Modelo do setor elétrico brasileiro, implementado a partir de 2004, a busca pela modicidade tarifária é a opção por políticas baseadas na desoneração tributária dos produtores locais, ou seja, garantir a competição com base no menor “custo de fatores”. A desoneração tributária que será examinada neste texto é uma das políticas mais relevantes vinculadas ao objetivo de atrair de novas fábricas para o Brasil concomitantemente a uma sinalização de contratação contínua de energia eólica nos próximos anos, buscando-se o objetivo da modicidade tarifária.

No entanto, a mudança estrutural e estratégica necessária para o desenvolvimento desta fonte de energia elétrica advém do desenvolvimento da indústria nacional de equipamentos eólicos. Para que ocorra tal desenvolvimento é preciso que se haja a sinalização de uma política consistente e sistemática de contratação de energia eólica. Esta relação ficou

<sup>19</sup> Convém mencionar que competitividade refere-se à capacidade de uma empresa em formular e implementar estratégias concorrenciais, que lhe permitam de forma duradoura uma posição sustentável no mercado (COUTINHO e FERRAZ, 1994).

nítida com os planos da GE e da Siemens em estabelecerem fábricas no Brasil a partir do Leilão de Energia Eólica realizado em dezembro de 2009.

Além das questões relativas à oferta de aerogeradores, o custo de investimento em parque eólicos no Brasil é fortemente onerado pela carga tributária e pelo custo do capital. Neste sentido, a redução do custo dos empreendimentos passa por políticas de desoneração tributária e concessão de linhas de financiamento em condições mais favoráveis e condizentes com as características de mercado da indústria de equipamentos eólicos e do setor de energia elétrica. Os resultados e o êxito do Leilão de Energia Eólica demonstraram claramente que são estes os instrumentos de base para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil.

Numa perspectiva comparativa internacional, o sistema elétrico brasileiro possui características que permitem a inserção da energia eólica com custos específicos menores que aqueles necessários em outros países. Do ponto de vista técnico, por se tratar de uma energia intermitente, a inserção de uma grande quantidade de capacidade eólica no parque gerador exige que o sistema elétrico tenha uma considerável e compatível capacidade ociosa. Esta exigência técnica deve-se à necessidade dos parques eólicos precisarem de back up para suportar as incertezas da geração de energia eólica. Devido à predominância de usinas hidroelétricas no parque gerador nacional, o Brasil já possui uma capacidade instalada significativamente superior à sua demanda de ponta. Esta capacidade ociosa hidroelétrica serve assim de back up para a energia eólica.

Até a realização do leilão de Dezembro de 2009, os parâmetros macroeconômicos que determinavam a base de custos da energia eólica no Brasil resultavam em valores em que os custos do investimento em um parque eólico no Brasil se mostrava superior ao dos investimentos semelhantes em países como EUA, China e Alemanha. No entanto, os resultados do LER de 2009 mostraram valores para os MWs eólicos surpreendentes. As causas deste resultado estão associadas às seguintes variáveis.

Primeiro, uma regra dos leilões de energia no Brasil foi muito importante: cabe exclusivamente ao empreendedor definir os sítios para a construção dos parques eólicos. Desta forma, eles escolheram as áreas geográficas com os maiores fatores de carga existentes no país.

Segundo, foram obtidas algumas vantagens tributárias de âmbito federal, estadual e municipal.

Terceiro, os empreendedores buscaram acesso a linhas de financiamento especiais, notadamente de caráter regional que somadas às condições de crédito dadas pelo BNDES contribuíram para reduções dos custos dos financiamentos.

Por último, a consolidação do marco regulatório e institucional do setor elétrico, expressa em regras consistentes, transparentes e duradouras, como é o caso dos contratos de venda de energia de longo prazo determinaram resultados, em termos de tarifas, surpreendentes, já que as tarifas médias ficaram abaixo dos U\$ 99,00. Até antes do leilão de dezembro de 2009, cálculos realizados pelo GESEL, estimavam uma tarifa minimamente competitiva em torno dos US\$ 119,00 por MW, enquanto que tarifa média era de US\$ 80,00 nos EUA e de US\$ 137,00 na China.

Como consequência dos resultados do LER eólica, a análise comparativa com os resultados dos leilões de energia nova de 2007 e 2008 mostra-se muito pertinente e necessária já que nestes leilões venceram empreendimentos de térmicas a óleo com valores de tarifas teoricamente muito próximos.

A análise econômica baseada nos resultados dos leilões genéricos de A-3 e A-5 demonstra que a energia eólica é competitiva quando comparada às usinas movidas a óleo combustível. A questão que se coloca é de como explicar, do ponto de vista econômico, que usinas com combustíveis fósseis tenham sido contratadas em 2007 e 2008 em detrimento da energia eólica e mesmo da bioeletricidade? A falta de competitividade dos empreendimentos eólicos nos leilões genéricos de contratação de energia não tem como causa os seus custos, mas sim a metodologia de cálculo do ICB. Esta metodologia determina os valores das tarifas para contratos por disponibilidade.

De forma resumida, e sem querer aprofundar a análise relativa aos problemas metodológicos do ICB<sup>20</sup>, as usinas que participam dos leilões genéricos e de fontes não hidroelétricas são contratadas sob o regime de disponibilidade para serem despachadas em um reduzido número de horas por ano<sup>21</sup>, são centrais elétricas entendidas pelo Modelo do SEB para operarem em regime de *back-up*. Como consequência, usinas com maior nível de inflexibilidade perdem competitividade para usinas com maior flexibilidade. Para um parque hidroelétrico em que as termoeletricas tenham uma estimativa de serem despachadas em um reduzido número de horas por ano, ou seja, se constituam em um *backup* do sistema, a contratação destas térmicas na modalidade de disponibilidade representa menores custos e maior modicidade tarifária para o sistema elétrico brasileiro.

Contudo, como foi demonstrado anteriormente, em um sistema elétrico que necessitará cada vez mais de usinas operando na base de forma complementar à geração hídrica no período seco, as usinas térmicas flexíveis não se constituem na melhor opção tarifária. Ao terem que ser despachadas em quantidade de horas bastante superior aquele previsto no cálculo do ICB estas usinas irão provocar impacto financeiro grande e afetar negativamente o objetivo maior da modicidade tarifária do sistema elétrico brasileiro. A Tabela 4 ilustra com clareza o impacto tarifário potencial que os consumidores brasileiros estão correndo com a crescente contratação de empreendimentos termoeletricos com custo variável elevado.

Os dados desta tabela demonstram o quanto a contratação de usinas térmicas com elevados custos variáveis poderá onerar as tarifas na medida em que estas usinas sejam despachadas com maior frequência. No curto prazo, a operação destas usinas em um número de horas superior aquele previsto no cálculo do ICB se deve a procedimentos de segurança. Entretanto, no médio prazo, segundo argumentos apresentados anteriormente, esta poderá ser a configuração de operação do sistema elétrico brasileiro, o que exigirá o despacho

<sup>20</sup> Ver CASTRO, Nivalde José de; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de A. A seleção de projetos nos Leilões de Energia Nova e a questão do valor da energia. GESEL-IE-UFRJ. Mimeo. Outubro de 2009.

<sup>21</sup> Os fatores de capacidade das usinas térmicas apresentados na Tabela 3 são teóricos e ignoram a metodologia de contratação de usinas térmicas sob a forma de disponibilidade adotado no setor elétrico brasileiro. Na prática, estas usinas apresentam fatores de capacidade reduzidos, embora estejam de fato disponíveis para serem utilizadas em 90% das horas do ano.

**Tabela 4**  
Termoelétricas do SIN: potência disponível por faixa de Custo Variável\* (em R\$, MWmédio e %)

CVU (R\$/MWh)	Potência disponível MWméd	% total
até 100	1.536	6.8
100 a 150	3.655	16.3
150 a 200	1.313	5.8
200 a 250	6.386	28.4
250 a 300	2.723	12.1
300 a 400	3.561	15.9
400 a 600	1.643	7.3
Mais que 600	1.637	7.3
<b>Total</b>	<b>22.454</b>	<b>100.0</b>

Fonte: ONS, PMO de Julho de 2009

(\*) Exclui térmicas inflexíveis

prolongado destas usinas. Vale assinalar, a título de comparação atemporal, que 70% do parque térmico flexível brasileiro tenha um custo variável superior a R\$ 200 por MWh. Com este patamar tarifário uma série de empreendimentos eólicos seriam competitivos.

É importante se mencionar que mesmo com o desenvolvimento da indústria de aerogeradores e políticas de desoneração tributária e incentivos fiscais, os projetos eólicos teriam grande dificuldade em competir com projetos termoelétricos movidos a óleo combustível em leilões genéricos de energia nova em função da metodologia de cálculo comparativo entre diferentes fontes de energia que é adotada.

Neste sentido, é preciso destacar-se que ainda existem expressivos desafios para que, de fato, o Brasil tenha um parque eólico minimamente compatível com o potencial desta fonte de energia elétrica e com a sua função de complementaridade na matriz. A seguir, elencam-se quatro elementos que, na opinião dos autores, constituem desafios para implantação de usinas eólicas no país.

1. Baixo histórico de medição de ventos. O regime de ventos no Brasil tem uma série histórica relativamente curta, de apenas 30 anos. Foi só a partir da década de 1970, que se começou a medir os ventos no país. De modo, que a série histórica, por ser relativamente curta, carece de confiabilidade, precisando ser ampliada e adequada ao próprio desenvolvimento tecnológico em curso.
2. Necessidade de revisão do Atlas Eólico Brasileiro com medições em torres de 100 m de altitude. As medições que constam no Atlas Eólico Brasileiro referem-se a altitude de 50m. Porém, os aerogeradores mais recentes tem altura de 100m<sup>22</sup>, o que implica a necessidade de estudo detalhado do regime de ventos nesta altitude.

<sup>22</sup> Medições preliminares a 100 m indicam um potencial eólico superior a 300 GW no Brasil.

3. Experiência recente dos empreendedores brasileiros neste ramo. A curva de aprendizado implicaria redução de custos, e, conseqüentemente, aumento da competitividade da energia a partir de fontes eólicas.
4. Adoção de leilões específicos para energia eólica, evitando-se os leilões genéricos.

### 3.2 Políticas Públicas e Perspectivas para a Energia Eólica no Brasil

Os custos médios da energia eólica no Brasil e a metodologia atual de contratação de energia nova via leilões genéricos inviabilizam a contratação da energia eólica através dos mecanismos convencionais. Portanto, se faz necessária a elaboração de políticas específicas para a promoção da energia eólica. Estes instrumentos devem atuar pelo lado da demanda, através da criação de mecanismos específicos de contratação, assim como pelo lado da oferta através da redução dos custos do empreendimento.

O Leilão de Energia Eólica realizado em dezembro de 2009 é um clássico exemplo de instrumento de promoção de uma determinada fonte pelo lado da demanda. No entanto, em instrumentos desse tipo não pode ser ignorada a variável custo, logo se faz necessário que venha acompanhado da utilização de instrumentos pelo lado da oferta que atuem de forma a reduzir os custos. Foi uma política de desoneração tributária em conjunto com incentivos fiscais e mais o desconto na tarifa “fio” previsto para empreendimentos de fontes renováveis de energia com capacidade inferior a 30 MW - que possibilitaram a redução de custos do investimento, em convergência com a entrada de novas firmas produtoras de equipamentos eólicos. Este conjunto de medidas e instrumentos permitiram que o leilão tivesse como resultado a contratação de 753 MWmed equivalendo a adição no sistema de 1.805,7 MW ao expressivo, e inesperado, preço de US\$ 98,27.

Este resultado não deve ser interpretado como um evento esporádico e sim como o início de uma política energética sistemática de contratação de energia eólica. Para tal fim, é necessária a manutenção dos incentivos pelo lado da oferta com o intuito de permitir a inserção da energia eólica na matriz elétrica brasileira. Neste processo detêm-se agora de parâmetros de preço resultantes do LER eólica, que se situaram bastante próximos aos patamares de preços das fontes convencionais.

No entanto, é importante que se mantenha a opção dos leilões de fontes específicas porque devido aos problemas metodológicos apontados anteriormente nos leilões genéricos, corre-se o risco da energia eólica não ser contratada mesmo sendo uma fonte que deve ser priorizada na expansão do sistema elétrico brasileiro.

Os instrumentos pelo lado da oferta que possibilitam a redução dos custos da energia eólica permitem que a contratação da mesma via leilões específicos não se constitua em um empecilho a busca pela modicidade tarifária.

Com o intuito de ressaltar a importância de políticas públicas para a promoção da energia eólica, assim como das fontes renováveis em geral, a seguir será feita uma breve discussão dos instrumentos comumente utilizados com este fim e sua aplicabilidade ao caso brasileiro.

### 3.2.1 Mecanismos Específicos de Contratação

A implementação de programas específicos para a contratação de fontes alternativas e renováveis é a forma mais direta e eficiente de promover a inclusão planejada destas fontes na matriz elétrica, conforme demonstrado na seção anterior onde a partir das experiências internacionais foi possível verificar como funciona o método *feed in*. Estes métodos são essenciais para promoção de fontes alternativas e renováveis de energia porque garantem a criação de mercado para estas fontes, enquanto que políticas exclusivas pelo lado da oferta podem não se mostrar suficientemente eficazes na ausência de uma demanda que garanta a comercialização da energia gerada a partir destas fontes.

KOMOR (2004) coloca que o método *feed in* está em oposição à política de introdução de competição no setor elétrico. O que implica, em certo sentido, na retomada do papel estratégico e central do Estado como formulador de políticas pró-ativas para o setor elétrico<sup>23</sup>, em especial para as fontes renováveis.

A escolha de qual dos métodos se deve adotar depende das peculiaridades e do marco institucional e regulatório de cada país. Porém, é preciso se desmistificar a idéia, equivocada, de que o leilão é um instrumento onde existe menos intervenção do governo e, por conseguinte, geraria resultados mais eficientes. O grau de intervenção nos dois instrumentos é semelhante porque enquanto no *feed in* o governo fixa o preço a ser pago pela energia, no leilão o governo determina a quantidade a ser contratada e, no caso brasileiro, determina um preço-teto para garantir e manter parâmetros mínimos de modicidade tarifária.

A experiência internacional vem indicando uma maior eficácia em programas baseados nos mecanismos *feed in* em comparação com políticas baseados no sistema de leilões. Evidências empíricas têm demonstrado que em muitos casos, há uma grande participação de empreendedores de caráter especulativo nos leilões. Estes empreendedores buscam obter direitos oriundos dos contratos para posteriormente venderem estes direitos ou mesmo com a expectativa de redução dos custos de geração após ofertarem no leilão um preço que não viabiliza o projeto. De acordo com COSTA (2006) o sistema de leilões foi adotado no Reino Unido na década de 90 de acordo com os preceitos da liberalização econômica. Entretanto, a cada leilão se reduzia o número de empreendimentos contratados que entravam em operação, culminando com implementação de apenas 33% dos projetos no último leilão. A autora atribui a não construção de muitos projetos ao foco excessivo na competição do setor elétrico britânico, expressando assim o comportamento oportunista de alguns agentes, ao terem ofertado preços abaixo dos seus custos na expectativa que ocorresse desenvolvimento tecnológico que viesse a viabilizar seus projetos.

Uma analogia ao caso britânico pode ser feito com o Programa de Incentivo de Fontes Alternativas (PROINFA) implementado no Brasil para a contratação de 3.300 MW divididos entre biomassa, energia eólica e pequenas centrais hidroelétricas. O PROINFA teve como

<sup>23</sup> Esta questão está abordada mais detalhadamente, para o caso europeu, em CASTRO e LEITE (2009).

base uma metodologia híbrida entre os leilões e o *feed in* porque o governo definiu a priori o preço e a quantidade de energia a serem contratadas. No entanto, uma série de limitações, entre as quais, oferta de aerogeradores insuficiente, exigências de grau de nacionalização, dificuldade de financiamento para os pequenos investidores, se somaram ao comportamento especulativo de alguns agentes e às dificuldades de conexão à rede de alguns projetos. Desta forma, o programa que deveria ter adicionado aproximadamente 1.400 MW de potência de geração eólica até o final de 2006, sofreu sucessivos atrasos e em Fevereiro de 2010 a capacidade instalada total de geração de energia eólica era de 7127 MW com previsão de atingir 1.427 MW somente em fins de 2010.

A utilização destes instrumentos deve ser restrita ao desenvolvimento inicial até que a escala de produção, economias de aprendizado e inovações tecnológicas reduzam os custos destas tecnologias alternativas. Neste sentido, devem ser priorizados instrumentos que incentivem o desenvolvimento tecnológico. DUTRA (2007) enuncia que o sistema *feed in*, ao garantir a remuneração do investidor, é um sistema que incentiva o desenvolvimento de inovações tecnológicas porque permite ao produtor de menor custo auferir rendas diferenciais. Em contrapartida, o sistema de leilões ao igualar os preços e os custos marginais dos produtores não incita o desenvolvimento tecnológico.

Por outro lado, o *feed in* não deve causar impactos abusivos nas tarifas praticas ao consumidor final. Desta forma, é preciso criar mecanismos que impeçam empreendedores de se apropriarem de forma integral de rendas oriundas das melhores condições do sítio em que exploram, de inovações tecnológicas e do desenvolvimento de mercado. Nestes termos, é necessária a adoção de mecanismos de flexibilização do sistema *feed in*, conforme ocorre na Alemanha, onde se adota um *feed in* decrescente e diferenciado de acordo com as condições de localização do parque eólico.

Desta maneira, o importante é elaborar e adotar um instrumento que de fato valore de forma adequada a energia eólica considerando todas as externalidades positivas que esta fonte traria para o setor elétrico brasileiro, inclusive na esfera ambiental.

Cabe frisar que a criação de um mercado de Certificados Verdes não aparenta ser a melhor opção para o caso brasileiro. Isto porque o Brasil já possui uma matriz elétrica essencialmente renovável. Logo, a obrigação que os consumidores tenham em seu portfólio de energia um percentual oriundo de fontes renováveis não apresenta muita consistência.

### 3.2.2 Desoneração Tributária dos Bens de Capital

A importância da elaboração de políticas públicas pelo lado dos custos não pode ser ignorada. Ao se reduzir os custos da geração eólica, a mesma estaria apta a concorrer em condições competitivas com as fontes convencionais de geração. Como o custo da energia eólica está associado, em grande parte, aos bens de capital, políticas que promovam a redução do custo dos aerogeradores são fundamentais para a redução do custo da energia

eólica. No Brasil, dado o elevado peso da carga tributária no custo dos bens de capital, existe uma grande margem de possibilidades para se realizar uma política de desoneração tributária na indústria de turbinas eólicas resultando na redução dos custos do MWh gerado em parques eólicos.

Atualmente no Brasil, os tributos representam cerca de 30% do custo de turbinas eólicas. Na hipótese de zerar a tributação incidente sobre os aerogeradores, a energia eólica poderia ser viabilizada com uma tarifa US\$ 83,30 por MWh, valor extremamente competitivo comparado com os das usinas térmicas a gás natural e a carvão. Este tipo de política garantiria a competitividade dos produtores nacionais ao mesmo tempo em que permitiria a entrada de firmas internacionais estimulando-se a concorrência no mercado, o que tenderia a reduzir o preço dos bens de capital necessárias em um parque eólico.

No entanto, esta desoneração deve ocorrer da forma mais simples possível e a periodicidade deste benefício deve ser definida de forma clara. A experiência norte americana, discutida na seção anterior, mostrou as dificuldades geradas por uma política de benefício fiscal complexa e de periodicidade incerta.

A análise do resultado do LER eólica mostrou com nitidez a importância da desoneração tributária, assim como de incentivos fiscais, sendo decisiva para o resultado do leilão. Neste sentido, esta política deve ser mantida.

### 3.2.3 Linhas Especiais de Financiamento

O sucesso de um determinado investimento está assentado, em grande medida, nas condições do financiamento: taxa de juros, prazo de amortização, período de carência. Os projetos de maior porte e com caráter mais conservador, especialmente quando implementados por grandes corporações, conseguem obter melhores condições de financiamento. Estas características são denominadas pela literatura por economia de envergadura. Desta forma, projetos de energia eólica que inexoravelmente não possuem grandes escalas e tenham como base uma tecnologia ainda em aprimoramento não costumam obter junto ao sistema bancário condições de financiamento minimamente ideais e conseqüentemente competitivas.

Em termos de Brasil, o BNDES<sup>24</sup> é o único ofertante de capital de longo prazo para o desenvolvimento de projetos. CASTRO *et al.* (2008) defendem que o BNDES deveria ter em suas linhas de financiamento maiores incentivos à promoção de investimentos em tecnologias eficientes, inovadoras e sustentáveis, entre as quais se enquadra a energia eólica. Entretanto, as condições de financiamento para fontes de energia alternativas e renováveis estão bastante próximas àquelas concedidas para projetos baseados em tecnologias convencionais de geração de energia elétrica, conforme pode ser verificado na Tabela 5.

<sup>24</sup> O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) tem como objetivo apoiar empreendimentos que contribuam para o desenvolvimento do país.

**Tabela 5**  
Condições de Financiamento do BNDES para Projetos de Geração de Energia Elétrica

Linhas de Financiamento	Custo do Capital (% ao ano)	Participação Máxima do BNDES (%)	Prazo de Amortiação (anos)
Hidroelétricas—estruturantes (capacidade instalada superior a 1.000 MW)	0,9 mais TJLP	80	20
Hidroelétricas	0,9 mais TJLP	80	16
Térmicas a Gás Natural, Bioeletricidade, Eólica, PCH	0,9 mais TJLP	80	14
Térmicas a Óleo e a Carvão	1,8 mais 50% TJLP mais 50% TJ-462	60	14

Fonte: Dados do BNDES.

Como se pode constatar, as fontes alternativas não possuem linhas específicas de financiamento em condições diferenciadas. É bastante questionável que estas fontes tenham as mesmas condições que projetos hidroelétricos e térmicas a gás natural ao se considerar as maiores escalas destas fontes que já possuem tecnologia madura.

A formatação de linhas de financiamento subsidiadas para a energia eólica se justifica pelo caráter estratégico da promoção desta energia no planejamento da matriz brasileira. A concessão de linhas de financiamento em condições especiais é um instrumento importante de promoção de fontes alternativas e renováveis de energia e um meio de se promover a política e o planejamento energético desejado. Neste sentido, deveria haver uma maior diálogo entre os órgãos responsáveis pelo planejamento do setor e o BNDES com o intuito de se definir quais fontes devem ser priorizadas e concedidas condições de financiamento mais favoráveis.

## Conclusão

A predominância da geração hídrica na matriz elétrica brasileira relegou a um segundo plano a necessidade de investimentos em fontes alternativas e renováveis de energia elétrica. Contudo, a impossibilidade de construção de novas centrais hidroelétricas com grandes reservatórios em função de limitações físicas e ambientais, irá provocar a redução da capacidade de regularização da oferta hidroelétrica ao longo de todo o ano. Este novo padrão de geração tornará necessária a complementação do parque hídrico com outras fontes no período seco do ano. Dentre as fontes passíveis de complementarem o parque hídrico, a energia eólica é uma das relevantes devido à sua intrínseca complementaridade com o regime hídrico.

Assim, como em outros países que estão investindo na expansão da energia eólica devido a questões relativas à garantia do suprimento concomitantemente a mitigação das emissões de gases do efeito estufa, o maior obstáculo à promoção da energia eólica no Brasil é o seu custo. Logo, é necessária a adoção de políticas específicas para a contratação desta energia. Um conjunto de instrumentos que formatam uma política energética para esta fonte foram adotadas com grande êxito no Leilão de Energia Eólica. No entanto, esta política específica necessita ser mantida e ampliada para que de fato se verifique uma inserção da energia eólica na matriz brasileira compatível com seu potencial e com suas externalidades.

As políticas de promoção da energia eólica adotadas nos EUA, na Alemanha e na China, cada uma com suas características e especificidades, vêm se mostrando eficazes na inserção da energia eólica na matriz elétrica destes países. Basicamente as políticas destes países consistem na criação de mercado para esta energia, através de políticas *feed in* no caso alemão e chinês e do mercado de certificados verdes em muitos estados norte americanos. Em paralelo, podem ser adotadas políticas pelo lado da oferta como o crédito tributário concedido pelo governo federal norte americano. Entretanto, para que de fato estas políticas funcionem é necessário o desenvolvimento do mercado interno de turbinas eólicas. As experiências verificadas nestes países servem de exemplo e norte para o Brasil desenvolver o mercado de aerogeradores.

O argumento normalmente apresentado de que a energia eólica possui um maior custo em relação às fontes convencionais não é suficiente para descartar esta fonte e a adoção de políticas específicas de incentivo. A análise internacional, em países que já possuem uma ampla potência instalada de energia eólica, indica que a energia eólica continua tendo um custo de geração superior às fontes convencionais como usinas térmicas movidas a gás natural e térmicas movidas a carvão. No Brasil, o custo do investimento tende a ser superior à média internacional devido ao “custo Brasil” e ao incipiente desenvolvimento do mercado brasileiro de turbinas eólicas.

Em contrapartida, o que se verifica nos últimos leilões de contratação de energia nova realizados no Brasil é que a energia eólica não vem sendo preterida por fontes que possuem um custo total inferior. Mas por centrais térmicas movidas a óleo combustível que devido aos mecanismos de contratação tornam-se extremamente competitivas nos leilões, embora representem um elevado risco financeiro potencial para o setor elétrico brasileiro. Portanto, alguns aspectos do Modelo do SEB tendem a prejudicar a competitividade da energia eólica.

Em paralelo a políticas pelo lado da demanda, é importante a manutenção e desenvolvimento de políticas pelo lado da oferta que reduzam o custo do investimento, entre as quais, a desoneração tributária e a formatação de linhas de financiamento específicas. Cabe frisar, que a efetiva redução do custo do investimento requer o desenvolvimento do mercado de turbinas eólicas concomitantemente a investimentos em pesquisa e desenvolvimento, os quais são essenciais em uma indústria onde outros países vêm investindo

grandes montantes financeiros em pesquisas que podem resultar em uma ruptura tecnológica na geração eólica. Por exemplo, China e EUA vêm realizando maciços investimentos em turbinas de eixo vertical de grande porte que se viabilizadas irão reduzir de forma drástica o custo da geração da energia eólica. Com participação no desenvolvimento da tecnologia eólica e seu uso, o Brasil pode aproveitar de uma energia complementar e também criar competência em um setor econômico que vai crescer globalmente no futuro.

### Nota Explicativa – Taxa de Câmbio PPC

Qualquer análise de preços e custos entre diferentes países está sujeita a ser influenciada pela variável cambial, sobretudo quando o câmbio de um dos países em análise não é definido pelas forças do mercado. No caso de uma análise concorrencial onde produtores de diferentes países disputam o mesmo mercado, deve ser adotado o câmbio nominal na análise porque o câmbio é de fato um diferencial de competitividade. No entanto, este estudo não tem como foco o comércio internacional e sim uma análise de custos para a promoção da energia eólica em cada um dos países analisados. Neste sentido, a utilização de taxas de câmbio nominal tenderia a distorcer a análise relativa dos custos da energia eólica entre estes países. Desta forma, se optou por trabalhar com a taxa de câmbio paridade do poder de compra que é determinada a partir do custo de uma cesta de bens nos diferentes países. Os valores utilizados se referem a PPC de 2009. Os EUA por serem o país base tem uma taxa de câmbio PPC de 1, enquanto que a PPC utilizada para o Brasil foi de 1,51, para Alemanha de 0,84 e para China de 3,72.

### Referências

- AGENCE FRANCE-PRESSE. China scraps limits on foreign wind turbine parts. 2010. Disponível em <<http://www.google.com/hostednews/afp/article/ALeqM5iUix-FRiXbLQhdojrlrlvefqaHzA>>. Acesso em 14/01/2010.
- AMARANTE, O.; BROWER, M.; ZACK, J.; SÁ, A L. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. CRESESB/ELETOBRAS/CEPEL/MME. Brasília: MME, 2001.
- ANEEL. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 3a. Edição. Brasília, 2008.
- AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. Annual Wind Industry Report–Year Ending 2008. AWEA: Washington D.C., EUA, 2009.
- ASSOCIAÇÃO EUROPEO DE ENERGIA EÓLICA (EWEA). The Economics of Wind Energy. EWEA: Brussels, Belgium, março de 2009.
- BOCCARD, N. Economic properties of wind power. Energy Policy. 2009. Disponível em doi:10.1016/j.enpol.2009.07.033.
- BOLINGER, M. Comunicação Pessoal. Lawrence Berkeley National Laboratory: California, EUA, 13 de outubro de 2009.
- BOLINGER, M. et al. PTC, ITC or Cash Grant? An Analysis of the Choice Facing Renewable Power Projects in the United States. Lawrence Berkeley National Laboratory e National Renewable Energy Laboratory: Califórnia e Colorado, EUA. 2009.
- BÜSGEN, U. The expansion of electricity generation from renewable energies in Germany: A review based on the Renewable Energy Sources Act Progress Report 2007 and the new German *feed in* legislation. Energy Policy 37 (2009) 2536 - 2545, 2009.
- CASTRO, Nivalde José; DANTAS, Guilherme de A; BRANDÃO, Roberto; LEITE, André Luiz da Silva. Bioeletricidade e a Indústria de Alcool e Açúcar: possibilidades e limites. Synergia. Rio de Janeiro, 2008.
- CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de A. Alternativas de Complementação do Parque Hidrico. Mimeo. GESEL/IE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2009.

## Perspectivas para a Energia Eólica no Brasil

- CASTRO, Nivalde José; BUENO, Daniel. Os Leilões de Energia Nova: vetores de crise ou de ajuste entre oferta e demanda? Rio de Janeiro: IE-UFRJ, 18 jun 2007.
- CASTRO, Nivalde José; LEITE, André L. Política para o setor elétrico da União Europeia: rumos contrários ao processo de integração econômica. *Econômica* (Artigo aceito para publicação), 2009.
- CHAN, Y. China sets *feed in* tariff for wind power plants. *Business Green*. 27 de julho de 2009. Disponível em < <http://www.businessgreen.com/business-green/news/2246766/china-sets-feed-tariff-wind>>.
- CHIPP, Hermes. Procedimentos Operativos para Assegurar o Suprimento Energético do SIN. Apresentação no GESEL-IE-UFRJ, Rio de Janeiro, 9 de Julho 2008.
- COSTA, C. Políticas de Promoção de Fontes Novas e Renováveis para Geração de Energia Elétrica: Lições da Experiência Europeia para o Caso Brasileiro. Tese de Doutorado. COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.
- COSTA, Rafael Vale; CASOTTI, Bruna Pretti; AZEVEDO, Rodrigo Luiz Sias. Um Panorama da Indústria de bens de Capital Relacionados à Energia Eólica. BNDES. Rio de Janeiro, 2009.
- COUTINHO, L. e FERAZ, J. C. (Coord.). Estudo da competitividade da indústria brasileira. Campinas: Papirus. 1994.
- Database of State Incentives for Renewables and Efficiency (DSIRE). Qualifying Advanced Energy Manufacturing Investment Tax Credit. North Carolina (NC) Solar Center: North Carolina, EUA, Pesquisado 7 de novembro de 2009. Disponível em <[http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive\\_Code=US52F&re=1&ee=0?>](http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=US52F&re=1&ee=0?>)>.
- DSIRE. Database of State Incentives for Renewables and Efficiency. US Department of Energy, North Carolina Solar Center, e IREC. Disponível em <<http://www.dsireusa.org/>> Acessada 13/11/2009.
- DAVID, A. Growth in Wind Turbine Manufacturing and Trade. Comissão dos EUA de Comércio Internacional: Washington DC, EUA, 2009.
- DUTRA, Ricardo M. Propostas de políticas específicas para energia eólica no Brasil após a primeira fase do PROINFA. Tese de Doutorado. COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.
- EPE. Índice de Classificação dos Empreendimentos (ICE) de Energia de Reserva. EPE-DEE-RE-064/2008-r1, Abril de 2008.
- EPE. Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica. EPEDEE-RE-102/2008-r0, Julho de 2008.
- EPE. Planilha de CMO do Plano Decenal 2006-2015, região SE-CO.
- GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. Global Wind 2008 Report. Bruxelas, 2009.
- HUO, Molin e Zhang, Xilliang. Experience and Obstacles of China's Wind Power Development. Low Carbon Resources Lab of Tsinghua University: China, 2009.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Key World Energy Statistics. Paris, 2008.
- KOMOR, P. Renewable energy policy. New York: Diebold Institute for Public Policy Studies, 2004.
- LEMA, A; Ruby, K. Between fragmented authoritarianism and policy coordination: Creating a Chinese market for wind energy. *Energy Policy* 35 (2007) 3879 - 3890, 2007.
- LEWIS, J. A Comparison of Wind Power Industry Development Strategies in Spain, India and China. Relatório preparado pelo Center for Resource Solutions. Pew Center on Climate Change: Washington DC, EUA, 2007.
- LEWIS, J; WISER, R. Fostering a Renewable Energy Technology Industry: An International Comparison of Wind Industry Policy Support Mechanisms. Lawrence Berkeley National Laboratory: Califórnia, EUA, 2005.
- NAVIGANT CONSULTING. Economic Impacts of the Tax Credit Expiration. Navigant Consulting Inc.: Preparada para AWEA (Apresentação em PowerPoint), 13 de fevereiro de 2008.
- ONS. Plano Anual da Operação Energética-PEN 2009. Sumário Executivo. 2009.
- RAGWITZ, M. et. al. Optres Final Report. Karlsruhe. Alemanha. 2007.
- TORRES, M.A.Z. Desafios para o desenvolvimento do setor de Energias Renováveis no Brasil. Florianópolis: UNISUL (Apresentação em PowerPoint), 10 de junho de 2009.
- TRINGAS, T. Quarterly Levelized Cost of Energy Outlook. *New Energy Finance*: London, Inglaterra, 21 de junho de 2009.
- HUO, Molin e Zhang, Xilliang. Experience and Obstacles of China's Wind Power Development. Low Carbon Resources Lab of Tsinghua University: China, 2009.
- WISER, R. e Bolinger, M. 2008 Wind Technologies Market Report. U.S. Department of Energy (DOE): Washington, DC, julho 2009.
- WISER, R; Barbose, G. Renewables Portfolio Standards-A Status Report through 2008. Lawrence Berkeley National Laboratory, abril de 2008.



**SYNERGIA**  
E D I T O R A

