

2

Análise das Políticas de Incentivo a Eólicas e das Novas Regras Adotadas no Brasil em 2009, à luz da experiência em outros países

Este capítulo detalha os benefícios e riscos de aumentar a inserção eólica no Brasil e analisa os incentivos já adotados para o setor, assim como as regras do primeiro leilão específico para energia eólica. À luz das lições já aprendidas no Brasil e em outros países, conclui-se que é necessário estabelecer uma política de longo prazo para o segmento, simplificar regras e processos, reavaliar a opção por leilões - a qual não necessariamente permite a inserção eólica a um custo social mais baixo.

2.1. Introdução

O potencial eólico brasileiro é conservadoramente² estimado em 143 GWmed, ou 272 TWh/ano (CEPEL, 2001) e está entre os melhores do mundo, pois além da alta velocidade média dos ventos, eles são bem comportados, sem episódios de ciclones e tufões (COSTA, CASOTTI & AZEVEDO, 2009). Assim, eólicas poderiam, em tese, suprir boa parte do crescimento esperado de 286 TWh na demanda por energia elétrica até 2019 (PDEE, 2010), mas há ainda a percepção de que a energia eólica é mais cara que a hidrelétrica e de que a intermitência da geração não a qualifica como um instrumento de segurança do sistema.

Desta forma, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDEE, 2010), embora tenha dado maior importância à energia eólica que o plano anterior (PDEE, 2008), ainda prevê que a energia eólica representará apenas 4% da matriz

² o Atlas de Potencial Eólico Brasileiro (2001) utilizou medidas de vento a 50m de altura, enquanto as turbinas atuais se localizam próximas de 100m, onde a velocidade do vento é maior. Novas medições também têm confirmado que as estimativas feitas em 2001 são conservadoras, como se pode observar no Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, em que o potencial mais que dobrou para medições a 100m.

elétrica brasileira em 2019 - e também apenas 4% do potencial eólico total estimado.

A Tabela 2.1 compara os planos previstos para a fonte eólica, *vis-à-vis* outras fontes de energia, e mostra a mudança de estratégia de contratação, por parte do governo. Comparando-se os dois PDEEs, 2008 e 2010, observa-se que a substancial alteração das previsões de expansão da geração eólica e a biomassa procura em parte compensar um menor crescimento das outras fontes, talvez por considerar que os novos projetos térmicos e hidrelétricos não entrarão em operação nos prazos originalmente previstos no PDEE 2008 ou, ainda, tendo em vista os preços mais competitivos de biomassa e eólica nos últimos leilões.

Assim, os empreendedores eólicos conviveram nesse último ano com esses dois planos díspares, com contratações que já contradizem o recém divulgado PDEE 2010 e, ainda, com um Plano Nacional de Energia – PNE 2030 em que se projetava chegar a 2.282 MW em energia eólica em 2020, menos da metade do que já se terá em 2013 se os projetos se concretizarem. Embora o PDEE 2010 seja a primeira sinalização de uma política de mais longo prazo para o segmento, persiste no setor a impressão de que a nova estratégia para inserção de energia eólica na matriz brasileira é mais conjuntural do que estrutural e, portanto, sujeita a futuras alterações.

Tabela 2.1: Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica no Brasil, por Fonte.

	PDEE 2008				PDEE 2010					
	2008		previsão: 2017		previsão: 2017		o que mudou em 2017		previsão: 2019	
	MW	%	MW	%	MW	%	<i>PDEE 2010 vs PDEE 2008, MW</i>	MW	%	
Hidro	80 961	79%	109 766	71%	104 151	68%	} $\Delta=(6\%)$	116 699	70%	
PCHs	3 951	4%	7 734	5%	6 066	4%		} $\Delta=(4\%)$	6 966	4%
Nuclear	2 007	2%	3 357	2%	3 412	2%			3 412	2%
Óleo Comb	1 369	1%	8 889	6%	8 864	6%	} $\Delta=86\%$		8 864	5%
Gás Natural	8 997	9%	12 059	8%	11 533	8%		} $\Delta=268\%$	11 533	7%
Diesel	1 657	2%	1 574	1%	1 149	1%			1 149	1%
Carvão	1 415	1%	3 175	2%	3 205	2%	3 205		2%	
Biomassa	982	1%	4 170	3%	7 771	5%		8 521	5%	
Eólica	274	<1%	1 423	1%	5 241	3%		6 041	4%	
Outros	469	<1%	2 499	2%	687	<1%		687	<1%	
Total	102 082	100%	154 646	100%	152 080	100%		167 078	100%	

Fonte: elaboração própria, com base em PDEE(2008) e PDEE(2010).

Mesmo considerando-se a nova estratégia, a instalação de nova capacidade eólica representaria em média menos de 500 MW/ano nos próximos 10 anos. Lewis & Wiser (2007) mencionam que o incentivo para fazer fábricas locais de equipamentos eólicos acontece em presença de um grande potencial local, mas também de uma demanda local estável, ao longo dos anos; os autores também mencionam estudo do CanWEA que estima uma demanda estável mínima de 500 MW/ano como necessária para estabelecer uma indústria local mais significativa. Nesta mesma linha, a ABEEólica³, pleiteia uma estratégia “mais 10 GW em 10 anos”.

Mas, afinal:

Faz sentido aumentar a inserção eólica na matriz elétrica brasileira? Caso positivo, as regras atuais para o segmento favorecem a inserção eólica no país?

Este Capítulo analisa a viabilidade de uma maior inserção da energia eólica no Brasil e a adequação dos incentivos governamentais a projetos eólicos. Esta análise começa pela descrição do processo histórico em que foram tomadas as decisões sobre política energética no Brasil, discutido na Seção 2.2. A Seção 2.3 analisa os riscos, benefícios e complementaridades da energia eólica para o Brasil. A Seção 2.4 detalha as políticas já adotadas de incentivos, e seus resultados, e a Seção 2.5 descreve as regras do primeiro leilão de energia eólica. A Seção 2.6 compara o modelo brasileiro com os modelos adotados por outros países. Finalmente, a Seção 2.7, Conclusões & Recomendações, propõe medidas que propiciem uma participação mais significativa da energia eólica na geração elétrica brasileira.

2.2. Geração de Energia no Brasil – Breve Histórico e Contextualização

O Setor Elétrico Brasileiro era predominantemente estatal até meados dos anos 1990, quando o país estava próximo de esgotar a capacidade das hidrelétricas

³ ABEEólica, Associação Brasileira de Energia Eólica. Fonte: www.abeeolica.org.br

existentes. A escassez de recursos para investimentos e a estratégia de reduzir a presença estatal nos setores produtivos levou à aprovação em 1995 da “Lei de Concessões”, marco regulatório da mudança no modelo elétrico brasileiro, e que visava desverticalizar a indústria e privatizar os ativos, atrair novos investimentos privados para a expansão de capacidade e estimular a concorrência.

O plano não se concretizou nos moldes originais, especialmente na geração, onde o governo foi lento em reconhecer que não poderia colocar ativos existentes para concorrer com os novos projetos, de custo e risco mais elevados. Oliveira, Mueller & Coutinho (2008) lembram que no final de 2001, apenas 65% do mercado de distribuição e 17% do mercado de geração⁴ haviam sido privatizados e que, embora o modelo para o setor exigisse a separação completa das atividades de geração/transmissão/distribuição (desverticalização /*unbundling*), várias empresas estatais, e mesmo as privadas, ainda operavam em mais de um desses segmentos.

O modelo também previa estimular a concorrência e eficiência, via introdução paulatina de um Mercado Atacadista de Energia - MAE. No entanto, disputas por interesses próprios levaram à paralisia e falta de credibilidade do MAE (ANUATTI NETO & MELLO, 2008), justamente no momento em que o Brasil começava a enfrentar uma crise no abastecimento de energia.

A crise estourou em 2001/2002 como resultado do atraso nos investimentos, pois o mercado ainda estava se formando, havia muita incerteza e os investidores estavam receosos, entre outros motivos⁵. Aliado a isto, houve um longo período de poucas chuvas que levou os reservatórios hidrelétricos a níveis muito baixos. Houve racionamento nas regiões Sudeste e Nordeste do país por nove meses, de modo a forçar uma redução de 20% na demanda. Estima-se que a

⁴ 90% da distribuição e 25% da geração já são da iniciativa privada (LUZIO & MELLIS, 2008).

⁵ Carvalho (2008, p.33): “no início de 2002, vários projetos de geração apresentavam atrasos... devido à demora na obtenção do licenciamento [ambiental]. De um total de 45 hidrelétricas..., 9 estavam atrasadas por problemas ambientais. Entre as 115 Pequenas Centrais Hidrelétricas (plantas com capacidade inferior a 30MW), esse número sobe para 57. Finalmente, entre as 41 termelétricas concedidas, 16 estavam atrasadas pelas mesmas razões”.

crise representou um custo de R\$ 45 bilhões⁶ para o país, rateados entre consumidores de energia e contribuintes, relativos à recomposição de receitas das empresas, ágio na compra de energia e ao aluguel de térmicas até 2005. A redução do crescimento econômico e o racionamento tiveram um grande impacto político e influenciaram na eleição presidencial de 2002.

O novo governo assumiu com a promessa de que não faltaria energia para o país. Um novo modelo para o setor foi desenhado e aprovado em 2004, com o objetivo de regular e viabilizar investimentos de longo prazo nos setores de geração e transmissão, de modo a garantir: maior grau de confiabilidade, menor custo possível para o consumidor (modicidade tarifária), acesso universal à energia, estabilidade regulatória e ambiente favorável aos novos investimentos. Ficou também claro que o modelo brasileiro seria baseado em geração hidrotérmica convencional⁷.

Foram definidos dois ambientes de contratação de energia: o Ambiente de Contratação Regulada-ACR, onde distribuidoras compram energia via licitações públicas organizadas pelo governo, e o Ambiente de Contratação Livre-ACL, onde consumidores com demanda contratada superior a 3MW, chamados de consumidores livres, podem negociar contratos bilaterais com as empresas de geração, diretamente ou por meio de comercializadores de energia. Todos os consumidores, cativos e livres, são responsáveis por prever sua demanda e são obrigados a contratar 100% de suas necessidades. Tais contratos são amparados em certificados concedidos a cada planta geradora de energia (energia assegurada / garantia física). Além disso, novas plantas geradoras assinam contratos de longo prazo (15 anos para plantas térmicas, 30 anos para plantas hidrelétricas) com as distribuidoras de energia, de modo a viabilizar seus investimentos.

⁶ em moeda de julho 2009. Fonte:

http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/imprensa/noticias/noticias_arquivos/Apagão.pdf

⁷ Dado o risco de suprimento de energia, o governo estimulou a construção do Gasbol – gasoduto Brasil/Bolívia, que entrou em operação em 1999. O gasoduto foi viabilizado pela garantia de compra por parte da Petrobrás e o governo incentivou investimentos em térmicas a gás natural (ANUATTI NETO & MELLO, 2008). Como o custo do gás importado é em dólar e houve cortes no fornecimento em 2006, o risco cresceu nas térmicas a gás (COSTA et al, 2008), abrindo espaço para fontes mais sujas de energia, como o carvão, óleo combustível e diesel.

A energia gerada pelos novos empreendimentos (energia nova) passou a ser comercializada em leilões separados da energia produzida em plantas já existentes e depreciadas, e a preços mais elevados. Foram instituídos em 2004 os Leilões de Energia no Ambiente Regulado e, em 2008, o mecanismo de contratação de Energia de Reserva⁸, criado para aumentar a segurança do Sistema Interligado Nacional (SIN). Nos Leilões de Energia de Reserva tem sido negociada a energia gerada por fontes renováveis, inclusive a contratação exclusiva de energia eólica em 2009 e parte da energia eólica contratada em 2010.

Em resumo, o Brasil passou por uma década de reestruturação do setor elétrico, migrando de um modelo que era essencialmente hidrelétrico nos anos 1990, para outro em que se fez necessário inserir outras fontes de energia. Em meio a essa reestruturação, o país enfrentou a crise de abastecimento de energia de 2001/2002, o que fez o foco do novo modelo ser a garantia de suprimento, aliada à modicidade tarifária. Nesse contexto, desenvolveu-se a política de incentivos para o setor eólico no país.

2.3. Riscos e Benefícios de Aumentar a Inserção da Geração Eólica

Devido à intermitência dos ventos e aos custos ainda elevados, a geração de energia eólica tem dependido de incentivos fiscais e econômicos que minimizem esse risco. Apesar disto, a energia eólica está entre as que mais crescem no mundo, com 31% de expansão em 2009 (GWEC, 2009), especialmente na Europa, EUA e Ásia, onde a matriz energética é fortemente dependente dos hidrocarbonetos e/ou da importação.

No Brasil, o risco de projetos eólicos é maior quando se considera que há poucas estações anemométricas *vis-à-vis* sua extensão territorial e as decisões de investimento são tomadas com base em séries de vento ainda curtas, o que traz riscos quanto à especificação do aerogerador e quanto ao posicionamento ótimo

⁸ Energia de Reserva é definida como a energia que é adquirida em excesso à demanda de mercado, de modo a economizar os recursos hidrelétricos.

das turbinas no parque⁹. Além disso, eólicas concorrem aqui com fontes mais baratas que as preponderantes em outros países, dificultando sua inserção.

A energia eólica é em geral mais cara devido à imprevisibilidade da fonte energética e ao fato de a indústria ser capital-intensiva: 75% dos custos referem-se aos investimentos iniciais no parque, enquanto nas térmicas 40-70% dos custos referem-se ao combustível e custos de operação e manutenção, diluídos ao longo da vida do projeto (EWEA, 2009). Assim, a viabilidade de parques eólicos é mais dependente da estabilidade regulatória, de contratos de fornecimento de longo prazo, e de preços que remunerem o risco de geração. Além disso, a regulação é importante para que as externalidades positivas da energia eólica sejam capturadas nas decisões de investimento.

O EWEA (2009) defende que o custo para a sociedade de incentivar a energia eólica é na verdade bem menor que a simples comparação com os preços de outras fontes de energia: é preciso também considerar os benefícios da menor exposição do país à volatilidade dos preços de combustíveis fósseis e de créditos de carbono, assim como da redução do risco de suprimento de combustível. No estudo EWEA (2009), eólicas têm custo 13% superior ao de uma térmica a gás, que por sua vez é mais cara que a térmica a carvão. Neste cenário-base, o petróleo foi considerado a \$ 63-59/bl e o gás natural a €6/GJ e o crédito de CO₂ a € 25/t. Desconsiderando-se os custos pela emissão de CO₂, eólicas tornam-se 38% mais caras. Uma análise de sensibilidade simples, equivalente a aumentar o preço do petróleo para \$118/bl e do CO₂ para € 35/t, já tornaria a geração eólica a alternativa mais barata, entre as três, na Europa. Por outro lado, em função da intermitência dos ventos, eólicas podem exigir custos adicionais de balanceamento da rede de transmissão e distribuição e na regulação de tensão. Com base na experiência europeia, o EWEA (2009) estima tais custos em 5-10% sobre o preço da energia eólica, considerando-se uma penetração de até 20% na matriz de geração.

⁹ a potência gerada por uma turbina é: $P_g = \eta \cdot \frac{1}{2} \rho V^3 A$, onde η é o rendimento total do

sistema, ρ é a massa específica do ar (kg/m³), V é a velocidade do vento (m/s), e A é a área varrida pelas pás (m²). Assim, a potência gerada depende do cubo da velocidade.

O balanço entre dificuldades/benefícios da inserção de eólicas depende da complementaridade desta fonte em relação a outras alternativas de geração e aos picos de demanda por energia, conforme ilustrado na Figura 2.1.

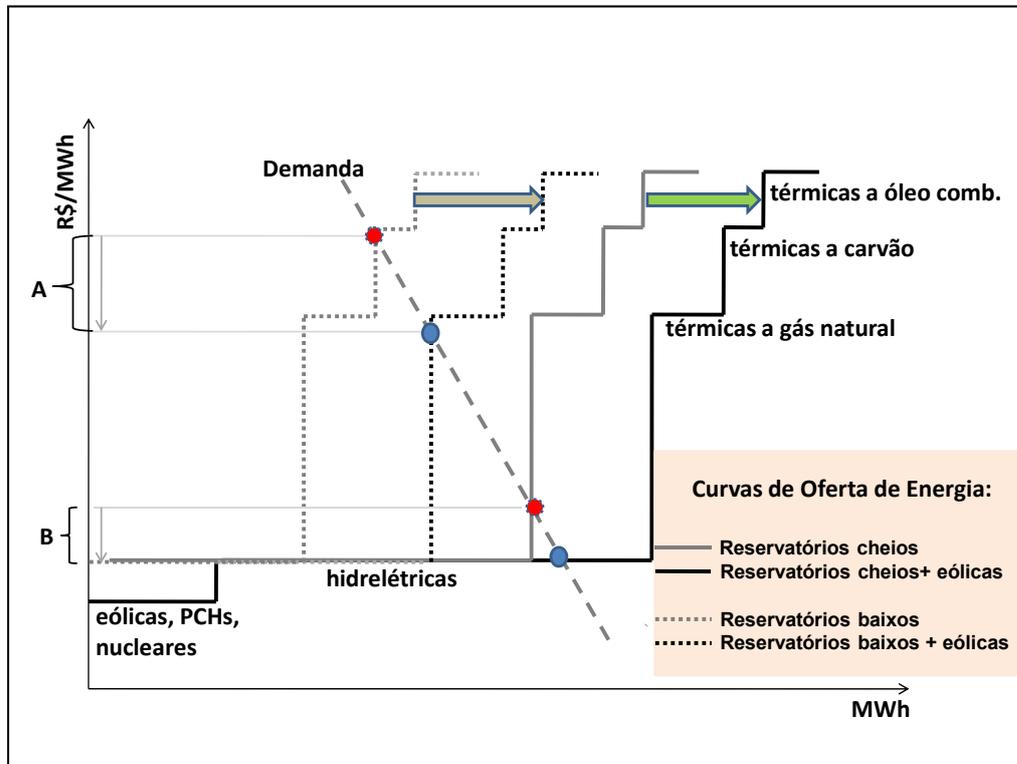


Figura 2.1: Impacto de Eólicas e Outras Fontes Renováveis no Preço da Energia, Conforme o Nível dos Reservatórios das Hidrelétricas. Fonte: elaboração própria, baseada em Riso DTU, apud EWEA (2009).

A Figura 2.1 mostra a prioridade de geração das diversas alternativas de geração elétrica, sempre começando pelas fontes de menor custo marginal. Eólicas, que têm custo marginal zero, geram sempre que há ventos e têm o efeito de empurrar a curva de preços para a direita. Nos momentos em que os reservatórios das hidrelétricas estão baixos, a inserção de eólicas reduz significativamente o preço médio de energia do sistema, conforme ilustrado pelo intervalo **A**, da Figura 2.1. O intervalo **B** representa a redução de preços no caso de os reservatórios estarem cheios.

Nos países europeus, onde 54% da energia é importada (EWEA, 2009) e a energia renovável responde por 15% da geração, rapidamente se chega ao trecho mais íngreme das curvas de preço ilustradas na Figura 2.1. No Brasil, onde 83%

da energia é hidrelétrica, o trecho suave da curva é longo, favorecendo questionamentos à inserção de eólicas no sistema. No entanto, o Brasil tem um regime de ventos que consegue ter alta sinergia tanto com o regime diurno de demanda quanto com o regime hidrológico. Assim, as eólicas brasileiras podem ser tão impactantes quanto no exemplo da Figura 2.1.

A complementaridade da energia eólica no Brasil está ilustrada na Figura 2.2, que apresenta um sítio em Praia das Neves - ES, onde o regime de ventos é mais intenso no final da tarde e início da noite, justamente o período em que ocorrem picos na demanda por energia, em função do ainda intenso uso de chuveiros elétricos no Brasil, e onde a geração eólica pode até contribuir no balanceamento diário do sistema.

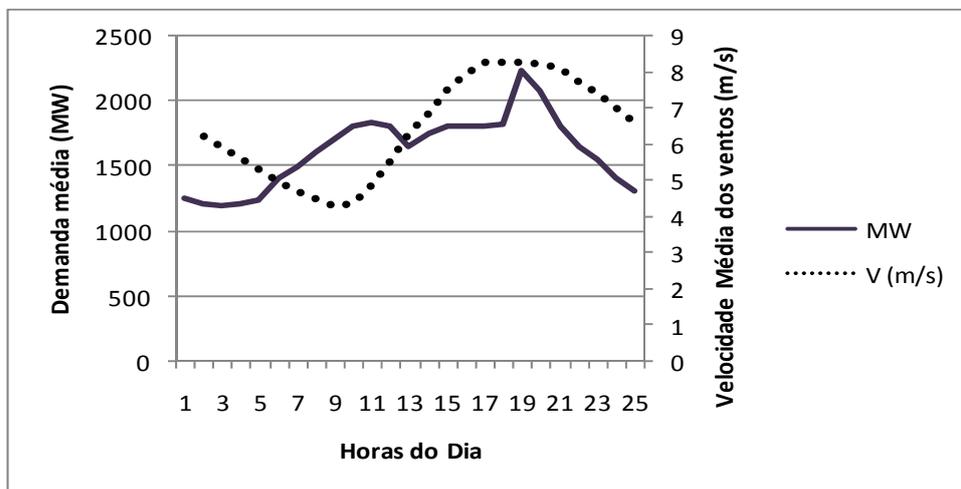


Figura 2.2: Velocidade dos Ventos em Praia das Neves-ES (fonte: Atlas Eólico do ES, 2009, p.26), versus Demanda Média Total por Energia Elétrica ao Longo do Dia, no Brasil (fonte: Pereira & Lima, 2008, p.60).

No entanto, a complementaridade mais significativa das eólicas se dá com a geração hidrelétrica (Figuras 2.3 e 2.4). Dutra & Szklo (2008b) mencionam que tal complementaridade é mais forte no NE, especialmente em Sobradinho, Itaparica, Paulo Afonso I/II/III/IV. Bittencourt (1999, apud DUTRA & SZKLO, 2008b) também apresenta estudos de complementaridade no Sul e Sudeste.

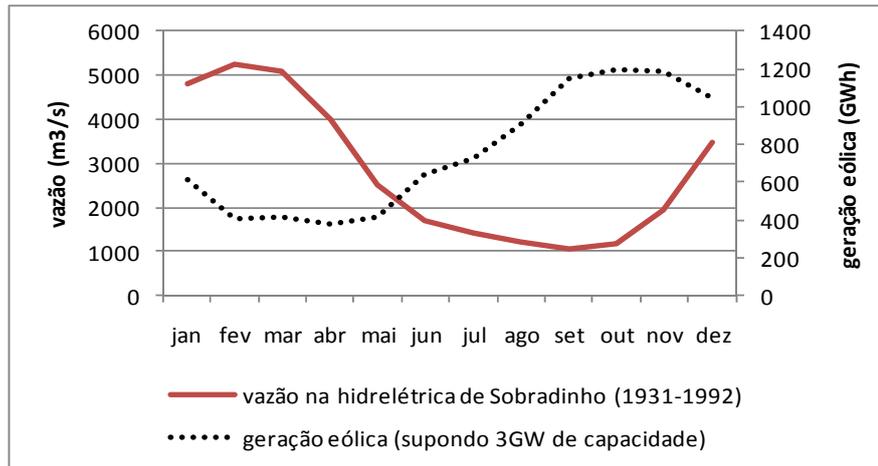


Figura 2.3: Geração Eólica Potencial na Região NE, versus a Vazão Natural do Rio São Francisco no Reservatório da Hidrelétrica de Sobradinho. Fonte: Amarante et al, 2001.

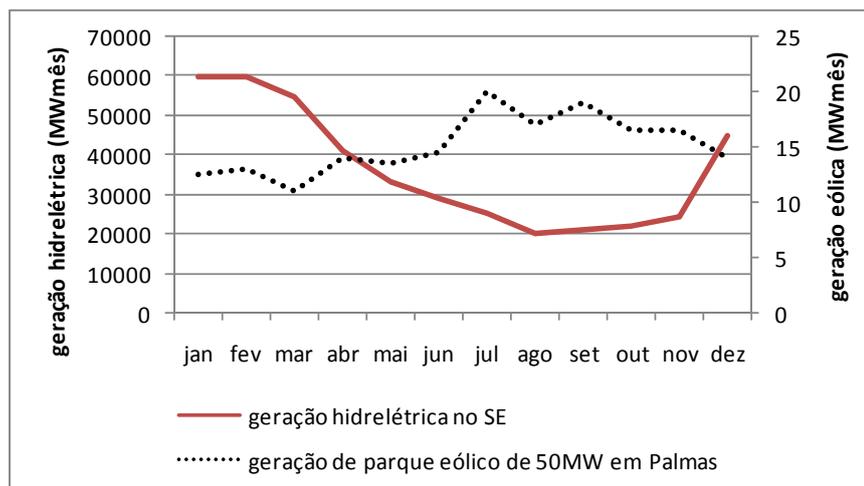


Figura 2.4: Geração Eólica que Seria Obtida via Parque Eólico de 50 MW em Palmas, Comparado com a Geração Hidrelétrica na Região SE. Fonte: Amarante et al, 2001.

Os regimes anuais de ventos e chuvas são complementares em regiões brasileiras onde não só o potencial eólico é maior, mas também, e mais importante, justamente nas regiões que têm importado energia de outras áreas do país ou que têm frequentemente acionado usinas térmicas. Observa-se, nas Figuras 2.5, 2.6 e 2.7, que a geração hidrelétrica nas regiões NE e S raramente tem

tido condições de atender à carga necessária e que o déficit tem sido coberto pela geração de térmicas da região SE/CO.

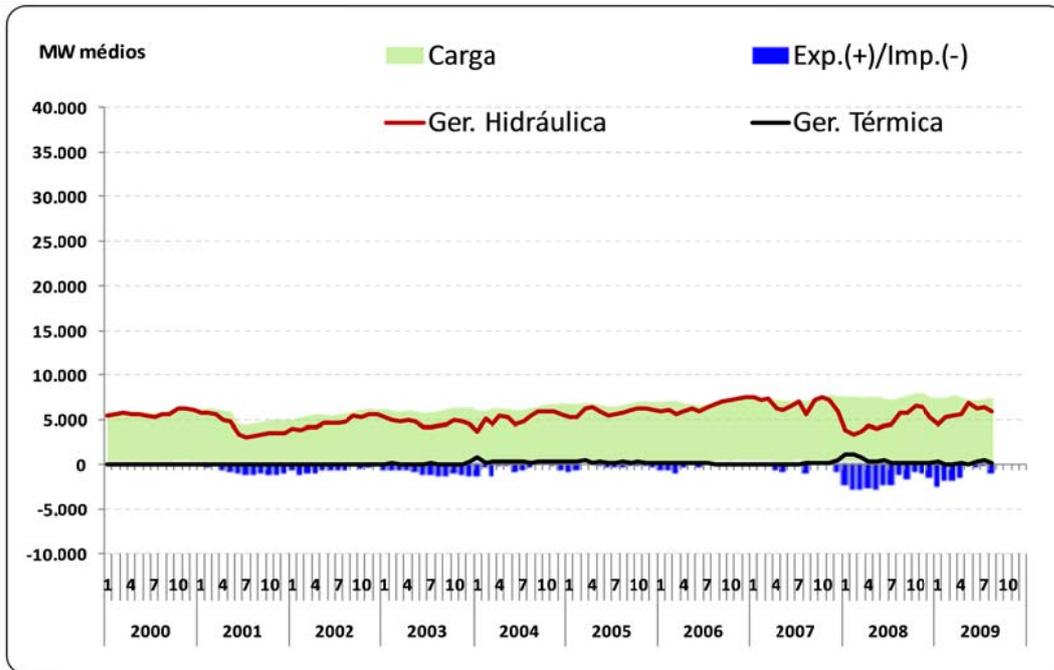


Figura 2.5: Balanço Energético do Subsistema NE (em MW médios). Fonte: elaborado a partir de dados obtidos em www.ons.org.br e www.ccee.org.br.

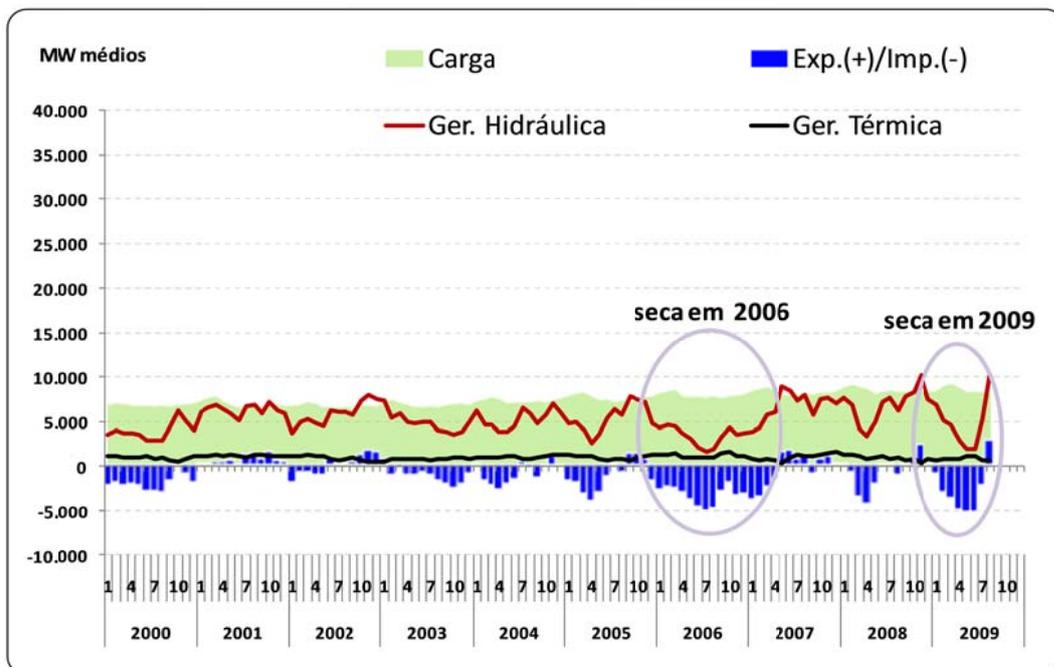


Figura 2.6: Balanço Energético do Subsistema S (em MW médios). Fonte: elaborado a partir de dados obtidos em www.ons.org.br e www.ccee.org.br.

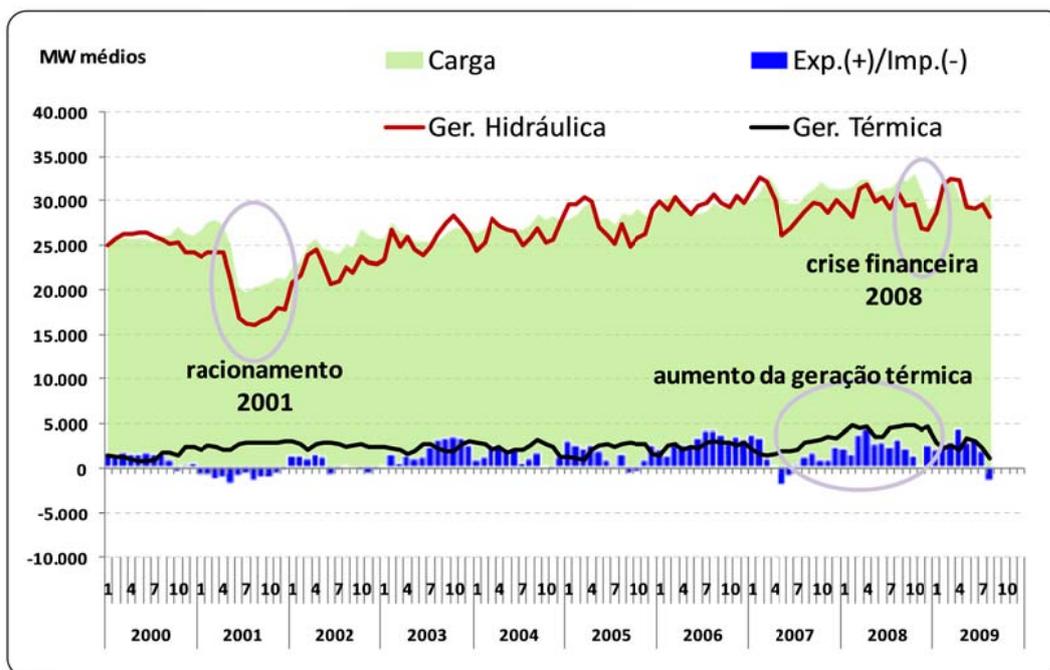


Figura 2.7: Balanço Energético do Subsistema SE-CO (em MW médios). Fonte: elaborado a partir de dados obtidos em www.ons.org.br e www.ccee.org.br.

Em resumo, também no Brasil o impacto financeiro total da inserção de eólicas no sistema pode ser menor que o mero diferencial de preços em relação a outras fontes¹⁰, embora se deva também observar que eólicas tendem a fazer com que as térmicas sejam acionadas menos frequentemente – privilegiando térmicas de baixo investimento em detrimento de térmicas de baixo custo operacional. Assim, nas regiões em que os déficits de oferta continuem frequentes, apesar da inserção eólica, o efeito geral sobre os preços de energia pode ser menos eficiente devido à operação sub-ótima de térmicas de alta capacidade. Além disso, Klessmann, Nabe & Burges (2008) alertam que no longo prazo eólicas podem desestimular investimentos em térmicas, o que traria maior volatilidade de preços nos períodos de pouco vento e alta demanda por energia.

A decisão pela inserção ou não de eólicas também deveria passar pela avaliação de outros benefícios intangíveis, melhor avaliados em uma análise multicritério, conforme sugerido em Keeney & Raiffa (1993) e Wang et al (2009).

¹⁰ Morthorst (2007), ao estudar o mercado da região oeste da Dinamarca, conclui que a geração eólica permitiu uma redução de 5% no preço médio do mercado spot de energia em 2004 e 12-14% em 2005.

Molly (2009) menciona, por exemplo, o impacto benéfico das eólicas no reforço de redes fracas e na redução de perdas na rede, dado que as eólicas brasileiras estão em grande parte localizadas nas extremidades do sistema de transmissão. Luzio & Mellis (2008) alertam para a vantagem da rápida implantação (hidrelétricas podem demorar mais de 5 anos, novas linhas de transmissão 2 anos, eólicas 6 meses a 1 ano). Dutra & Szklo (2008b) mencionam: redução do risco geopolítico de suprimento do gás natural e do risco pluviométrico; operação menos freqüente de térmicas a hidrocarbonetos e redução na emissão de gases de efeito estufa; estímulo à indústria local e criação de empregos.

No que se refere à geração de empregos, a indústria eólica gera mais empregos/kWh que a geração por hidrocarbonetos (SINGH & FEHRS, apud LEWIS & WISER, 2007). O IEA (apud DUTRA & SZKLO, 2008b) estima 22 vagas/turbina, enquanto dados do AWEA (2009) para os Estados Unidos geram uma estimativa de 10 vagas/MW e Costa, Casotti & Azevedo (2009) estimam 15 vagas/MW quando se considera empregos diretos e indiretos. Atualmente, 1600 funcionários trabalham nas duas fábricas brasileiras de aerogeradores, Wobben e WPE (COSTA, CASOTTI & AZEVEDO, 2009), e a fabricante de pás Tecsis emprega 4500 pessoas. Outros fornecedores, tais como GE, ALSTON e FÜRHLANDER planejam investir no Brasil, de modo que esse número tende a crescer.

2.4. Histórico dos Incentivos a Eólicas, no Brasil

O primeiro programa relevante de incentivo a eólicas foi o PROEÓLICA, lançado em 2001, que nunca gerou resultados práticos devido ao risco regulatório e financeiro (COSTA et al, 2008), já que a tarifa oferecida era muito baixa (DUTRA & SKLO, 2008). Em meio à crise energética de 2001/2002, um novo programa foi desenhado, o PROINFA (Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia). A primeira fase – PROINFA 1 - determinava que 3,3 GW de energia proveniente de eólicas, térmicas a biomassa e PCHs deveriam ser conectadas ao sistema até 2006. A mesma lei previa uma segunda etapa – PROINFA 2 – que tinha como objetivo atingir 10% da matriz elétrica em fontes renováveis alternativas em 2022.

Logo após a aprovação do PROINFA, houve a mudança de governo e a reforma do setor energético, com ênfase na modicidade tarifária e em leilões de menor preço. Embora o PROINFA 1 tenha sido mantido, o PROINFA 2 ficou em suspenso, aguardando novas definições e, também, as lições a serem aprendidas no PROINFA 1 (DUTRA & SZKLO, 2008). Costa et al (2008) já alertavam que uma das possibilidades para o PROINFA 2 seria condicionar a inserção de novos projetos de fontes alternativas a um aumento de não mais que 0,5% no custo da energia em cada ano, e essa restrição foi de fato imposta pelo MME. A regra é desfavorável para eólicas, mais caras, e leva a uma inserção menor que a meta de 10% da matriz em renováveis alternativas até 2022, conforme simulado por Dutra & Szklo (2008). De fato, não foram agregadas novas eólicas ao SIN, após o PROINFA 1.

O PROINFA 1 tem as seguintes características principais:

- venda total da energia para a Eletrobrás, via contratos de 20 anos, por tarifas fixas, o Valor Econômico da Tecnologia Específica/VETEF, reajustáveis anualmente pela inflação (IGP-M) e definidas de modo a garantir a viabilidade econômico-financeira de projetos-padrão, no local de implantação do projeto. Dutra & Szklo (2008) consideram esse critério vago uma das barreiras ao sucesso do PROINFA. O custo a maior das fontes alternativas é coberto pelas residências conectadas ao sistema interligado, exceto as caracterizadas como de baixa renda;
- originalmente, projetos controlados por outras empresas de geração/transmissão/ distribuição não eram enquadráveis no programa;
- as plantas deveriam iniciar produção em dezembro 2006;
- 60% de índice de nacionalização dos equipamentos (no PROINFA 2 o índice seria aumentado para 90%);
- a Eletrobrás garante, durante o período de duração do financiamento, que os empreendimentos eólicos auferirão pelo menos 70% da receita prevista em contrato (PROINFA, 2009a);
- os geradores não têm que fornecer estimativas/compromissos de geração.

Há, ainda, outros incentivos, não exclusivos para eólicas brasileiras, mas que também as beneficiam:

- o BNDES financia 70% do investimento em eólicas, por até 10 anos (posteriormente o programa foi estendido, de modo a financiar até 80% por 14 anos);

- o BNB, que usa recursos do FNE (Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste), também financia eólicas por até 20 anos, a taxas fixas e subsidiadas e com 2 anos de carência;

- 50% de redução nas tarifas de transmissão e distribuição para parques eólicos menores que 30 MW (Res. ANEEL 219, 23.04.2003);

- o setor foi enquadrado em setembro de 2007 no REIDI - Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Infraestrutura – o qual prevê isenção de tributos como o PIS/Pasep e Cofins nas importações e nos investimentos e serviços adquiridos;

- na área da Sudene¹¹, as eólicas desfrutam, mediante algumas condições, de redução de 75% do IR por 10 anos; até 30% do imposto devido pode ser utilizado para reinvestimento e modernização, respeitado o prazo máximo – 2013 – e a exigência de que os equipamentos devem ser novos. Também há isenção até 31/dez/2010 do AFRMM e do IOF¹² nas operações de câmbio envolvendo equipamento importado. Nas microrregiões menos desenvolvidas da Sudene, empresas podem depreciar todo o equipamento no primeiro ano e ter condições privilegiadas nos empréstimos via BNB.

Os primeiros projetos foram enquadrados no PROINFA 1 em 2004, quando foram contratados 1,422 MW, relativos a 54 projetos (DUTRA & SZKLO, 2008). No final de 2006, prazo para início da geração, apenas 4 parques estavam em operação (MEDEIROS, 2008) e o prazo foi postergado para dezembro 2008. As seguintes causas para o atraso foram identificadas (COSTA et

¹¹ área SUDENE: estados do MA, PI, CE, RN, PA, PE, AL, SE, BA e alguns municípios de MG e ES.

¹² AFRMM: 25% na navegação de longo curso e 10% na navegação de cabotagem, incide sobre o valor do frete das importações, cabotagem e navegação interior. IOF: 0,38% sobre o valor importado.

al, 2008; DUTRA & SZKLO, 2008/2008b; PROINFA, 2009a; PEREIRA & LIMA, 2008; COSTA, CASOTTI & AZEVEDO, 2009):

- o próprio processo de licitação atrasou e os empreendedores tiveram dificuldades em atender os pré-requisitos para o financiamento. O BNDES aplicou critérios de crédito incompatíveis com a característica *project finance* dos projetos, e isso só foi alterado em 2006. As grandes empresas do setor elétrico, com maior poder financeiro, foram impedidas de participar e, como resultado, alguns projetos tiveram que admitir novos sócios, tendo que passar por revisões técnico-econômicas;

- dificuldade de cumprir o índice de nacionalização, dada a capacidade na época de apenas 250 MW/ano em equipamentos - e 50% voltada para o mercado externo, onde a demanda estava muito aquecida. A incerteza regulatória não estimulou novos entrantes. Apesar de o país contar com a fabricante Wobben (grupo Enercon), alegava-se que o monopólio gerava assimetria nas negociações e houve pressões do setor, que resultaram na isenção do imposto de importação apenas em 2006;

- o PROINFA 1 aconteceu em período de fortes investimentos em outros países, nos EUA em especial, causando aumento nos preços das turbinas;

- concentração de projetos em poucos empreendedores;

- foram priorizados os projetos que primeiro obtiveram a licença ambiental prévia; assim, a seleção não levou em conta o custo de geração ou o nível de eficiência;

- demora em obter novas licenças ambientais, dado o acréscimo de exigências, assim como regras mais restritivas dos órgãos estaduais;

- demora em obter a Declaração de Utilidade Pública, facilitador das negociações para o uso da terra;

- entraves na conexão à rede, em especial no CO e NE;

- a própria prorrogação de prazos, que implicava em aditamento dos contratos, foi um fator de desaceleração.

Em agosto 2009, quase 3 anos após a data original para entrega da energia, 14 projetos ainda estavam em construção e outros 17 não haviam sequer sido iniciados (PROINFA, 2009b). O programa foi novamente postergado para

dezembro 2010. A Figura 2.8 mostra a situação em agosto 2009 dos parques eólicos enquadrados no PROINFA 1 e sua localização.

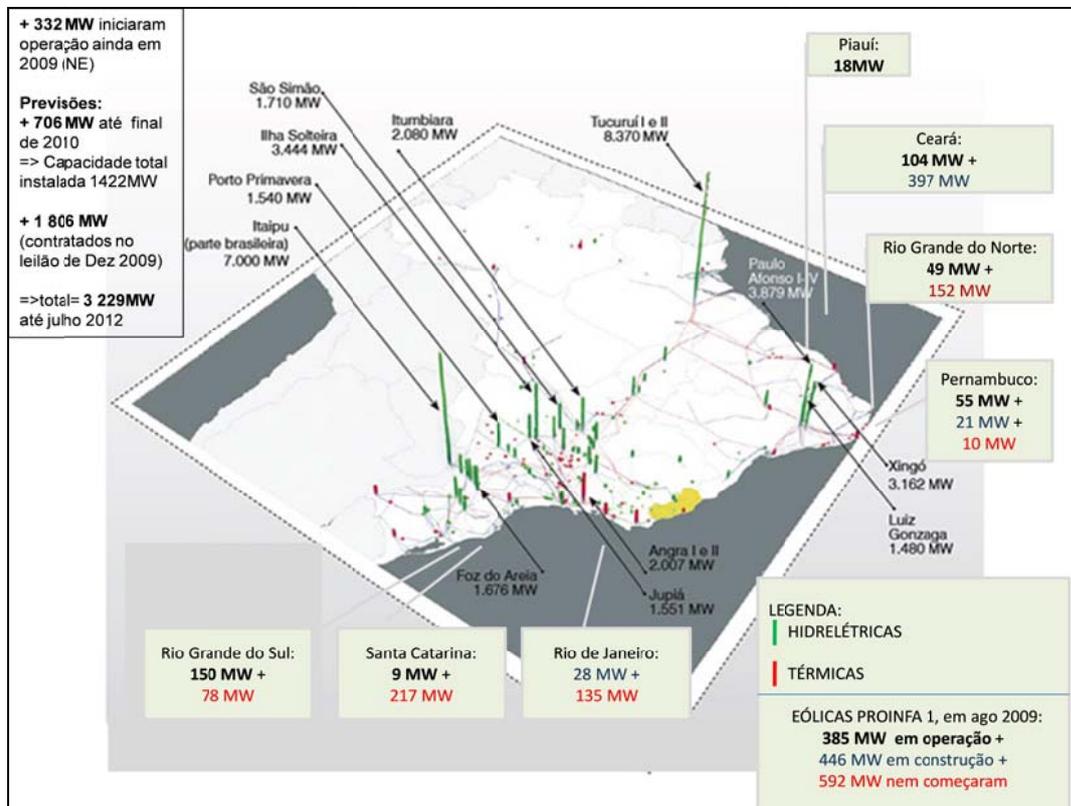


Figura 2.8: Principais Geradoras de Energia Elétrica no Brasil e Parques Eólicos PROINFA 1 (ago 2009). Fonte: elaboração própria, com base no Atlas Eólico do ES (2009, p.15) e MME-PROINFA (2009b) e PDEE (2010).

Outras fontes de geração de energia enquadradas no PROINFA 1 foram mais bem sucedidas na implantação: 78% dos MW contratados de PCHs e 75% dos contratos a biomassa já estavam operando em agosto 2009, comparados a apenas 27% das eólicas.

O PROINFA 2 acabou sendo abandonado, haja vista a opção de novas contratações via o formato de leilões.

2.5. Novas Regras para a Geração Eólica – 2009

Aos troços do PROINFA 1, aliaram-se as mudanças do novo modelo energético e do foco em leilões de energia. No Leilão de Fontes Alternativas em junho 2007 e no Leilão de Energia de Reserva de agosto 2008, nenhuma eólica foi contratada. Costa, Casotti & Azevedo (2009) lembram que a concorrência com fontes mais baratas no mesmo leilão era objeto de críticas recorrentes do setor eólico; desta forma, o MME decidiu fazer um leilão específico para o setor em 2009, no formato de Leilão de Energia de Reserva (2º. LER), a partir de agora referido como leilão 2009.

As regras do leilão 2009¹³ definem algumas mudanças significativas na política de incentivos ao setor, que estão comentadas a seguir:

a) embora não seja explicitamente exigido um índice mínimo de nacionalização, os financiamentos BNDES-Finame impõem conteúdo nacional mínimo de 60%, o qual acabará prevalecendo. Somente serão aceitos aerogeradores importados com potência superior a 1,5 MW e o imposto sobre a importação, que havia sido reduzido a zero em 2006, foi aumentado em junho 2009 para seu valor original, 14%, e novamente zerado um pouco antes do leilão 2009, o que demonstra o caráter polêmico dessa medida;

b) os contratos continuam sendo de 20 anos, com geração a partir de 01/julho/2012;

c) preço da energia fixado em leilão é corrigido anualmente pelo IPCA, em contraste com o PROINFA 1, que adotou o IGPM. Em Anuatti Neto & Peano (2008) observa-se que essa foi uma das lições aprendidas na privatização das distribuidoras de energia e também no PROINFA 1: o IPCA é menos sensível à volatilidade do câmbio que o IGPM, causando menor impacto na inflação. Kissel & Krauter (2006) também lembram que os empréstimos BNDES para o setor são em TJLP, que usa o IPCA como referência de inflação, isto é, as novas regras

¹³ regras adicionais divulgadas via Portaria MME 211 de 28/maio/2009: os equipamentos devem ser totalmente novos; serão aceitos dados anemométricos de pelo menos 12 meses, obtidos em um raio de até 8 km do parque e com dados incompletos inferiores a 15 dias contínuos. Caso a energia seja contratada no leilão, medições anemométricas permanentes e na altura do rotor devem ser iniciadas 180 dias após a assinatura do contrato e passarão a ser públicas.

impõem menor risco de descasamento de indexadores. No entanto, nos casos de financiamento com capital estrangeiro, o risco é maior, e pode-se chegar a situações como a enfrentada pela Light em sua primeira revisão tarifária em 2003 (ANUATTI NETO & PEANO, 2008);

d) os projetos incorrerão no risco de geração, minorado pelos seguintes mecanismos:

i) a geração pode ser até 30% a maior e 10% a menor que o estipulado no contrato, sem qualquer penalização imediata: o gerador continuará recebendo em parcelas mensais como se tivesse gerado o volume originalmente comprometido. O acerto será feito ao final de cada quadriênio, quando será apurado o saldo acumulado dos desvios que ocorreram dentro desta faixa de -10% a +30%. Caso o saldo seja positivo, o crédito pode ser repassado para o próximo quadriênio, ou recebido em forma de 24 parcelas mensais pelo preço vigente do contrato, isto é, corrigido pelo IPCA. O crédito também pode ser cedido para outro projeto, contratado no mesmo leilão, e que esteja com um saldo de desvios negativo. Caso o saldo seja negativo, o projeto deve ressarcir-lo em 12 parcelas mensais, também ao preço vigente do contrato, ou comprar créditos de outros projetos superavitários que tenham participado do mesmo leilão;

ii) desvios anuais acumulados fora da faixa de tolerância de -10% a +30% terão que ser recebidos ou pagos em 12 parcelas mensais, no ano seguinte ao desvio. Desvios positivos serão recebidos a 70% do preço vigente do contrato. Desvios negativos representarão um custo para o projeto de 115% do preço vigente do contrato;

iii) o volume compromissado de geração anual que valerá em cada quadriênio será o menor entre: o valor médio gerado nos quadriênios anteriores *ou* o valor que faltaria para cumprir a geração acumulada, até aquele ponto, que foi contratada originalmente no leilão. Desta forma, caso o projeto esteja gerando consistentemente abaixo do esperado, o compromisso de geração também cai. Caso o projeto esteja gerando mais do que o esperado, o compromisso pode até ser reajustado para maior, porém

apenas o suficiente para manter o compromisso total, até aquele ponto, que havia sido originalmente acordado¹⁴;

iv) se a geração for consistentemente abaixo do esperado, o empreendedor tem a opção de expandir o parque para chegar ao volume compromissado.

e) o empreendedor deve entregar a energia no centro de gravidade do seu submercado, assumindo as tarifas de conexão, os custos de transmissão e distribuição, as perdas elétricas. Há um projeto de lei tramitando no Senado que propõe isenção total dos custos de transmissão e distribuição, porém a matéria ainda não foi aprovada;

f) o projeto pode se beneficiar da venda de créditos de carbono. Nos parques PROINFA 1, a beneficiária dos créditos de carbono é a Eletrobrás (receita de R\$ 36 milhões/ano, segundo o PROINFA, 2009a).

É importante observar que o primeiro leilão resultou em um preço médio de R\$ 148/MWh, 40-47% abaixo dos preços praticados nos parques PROINFA 1 e 22% abaixo do preço teto estabelecido. Em contraste, o risco para os empreendedores é maior, mesmo à luz das medidas de mitigação incorporadas nas novas regras. Se a geração for menor do que o esperado, o projeto será deficitário ao final do primeiro quadriênio, quando finalmente o compromisso poderá ser reajustado para menor; nesse meio tempo, geração abaixo de 90% do esperado já implicará em penalidades pagas anualmente. Não há mais, como nos parques do PROINFA 1, garantia de pelo menos 70% da receita esperada durante o período de amortização dos financiamentos. Além disso, o empreendedor não poderá se beneficiar integralmente do cenário em que a geração for muito superior ao esperado, embora a tolerância para geração até 30% acima do esperado seja ainda uma boa oportunidade de *upside*.

Desta forma, não há incentivo financeiro para se comprometer a gerar nem muito acima nem muito abaixo do esperado, lembrando que essa liberdade é

¹⁴ exemplo: se a geração compromissada foi 100 MW/ano e o projeto gera em média 95MW no quadriênio 1 (Q1), o compromisso cai para 95MW no Q2. Se ele gera 120 MW no Q2, a geração anual média até aquele ponto é 107,5. Mas, para que o volume total compromissado não exceda o originalmente acordado no leilão (100 MW/ano), o compromisso para Q3 passa a ser 105 (3X100 – 100 – 95).

também cerceada pela necessidade de apresentar um parecer de entidade certificadora quanto à geração esperada do projeto e a volatilidade. Apesar disso, em locais com histórico curto de medições anemométricas, o risco de geração é significativo (MOLLY, 2009).

Assim como no PROINFA 1, os empreendedores não incorrerão no risco de preço, já definido no leilão. Os empreendedores continuam não tendo que fornecer previsões diárias ou horárias de geração para o sistema e, portanto, não incorrem no risco de desbalanceamento diário, cujo custo é absorvido pelo sistema e repassado aos consumidores.

No que se refere às futuras contratações de energia eólica, vale observar que ocorreu outro Leilão de Energia de Reserva em 2010, seguindo as mesmas regras para a geração eólica. No entanto, também em 2010 se contratou energia eólica via um leilão seguindo outro formato e regras, o 2º. Leilão de Fontes Alternativas, o que demonstra ainda se estar no início da curva de aprendizagem em termos de regulação. Não há segurança quanto ao volume de energia a ser demandado em próximos leilões, tampouco se sabe a frequência dos próximos leilões.

Assim, a indústria nacional de equipamentos ainda carece de informações para tomar grandes decisões de investimento: embora fornecedores como ALSTOM, FÜRHLANDER e GE estejam divulgando planos de investimento, assim como as já existentes WOBBEN e IMPSA, há também aquelas empresas, tais como Vestas (maior fabricante mundial de turbinas), que avaliaram o mercado mas ainda não entraram. Os baixos preços de energia ofertados no leilão 2009 levam a crer que os fabricantes ofereceram equipamento a preços mais baixos do que os originalmente esperados pelo governo/setor, embora em alguns casos a abdicação de lucros seja compensada via uma participação acionária nos próprios parques. Em resumo, resta ainda observar se a indústria local vai de fato florescer e se o círculo vicioso imposto no passado pelo alto preço dos equipamentos será rompido. Caso positivo, o próximo passo seria uma redução paulatina das medidas de proteção à indústria nacional, conforme observado em outros países.

Vale ainda observar que as regras do leilão 2009 representam um avanço no que se refere à capacidade de se adaptar à curva de aprendizagem dos empreendimentos. Perez & Ramos-Real (2009), ao analisarem o modelo eólico

espanhol à luz da Teoria do Custo de Transação (GOLDBERGH, 1976), aplicável a serviços públicos e sua regulação, lembram que esta teoria sugere que, dada a impossibilidade de garantir um contrato perfeito *ex-ante* para uma situação nova e complexa, é necessário permitir soluções *ex-post*. No caso do PROINFA 1, tal flexibilidade estava expressa na grande proteção ao risco e nas cláusulas que permitiam alterações e prorrogações em casos fortuitos. Recorrentes prorrogações e o atraso dos parques sugerem que o modelo PROINFA não é uma boa solução; ao contrário, o mecanismo acabou perdendo credibilidade. No leilão 2009, a flexibilidade está na própria regra de compra da energia, que dá ao empreendedor uma margem de segurança entre a geração prevista e a ofertada, tempo para fazer ajustes necessários e a chance de alterar o volume comprometido.

2.6. Comparação com as Políticas para Energia Eólica Adotadas em Outros Países

Nenhum país com maior inserção eólica é facilmente comparável com o Brasil, dado que o Brasil é, entre eles, o país com maior percentual de fontes renováveis na sua matriz energética (46%, versus a média da OCDE de 6% e do mundo de 13%, PDEE 2008). No entanto, uma breve análise das lições aprendidas em outros países pode ainda ser útil ao caso brasileiro.

2.6.1. Incentivos à Implantação de Parques Eólicos na Europa

Os países europeus têm adotado diferentes políticas de incentivo a eólicas, entre as quais as mais representativas são as tarifas fixas, prêmios fixos somados aos preços de mercado, e soluções de mercado como leilões de preço e a comercialização de certificados verdes (geradores de energia limpa recebem 1-2 certificados verdes para cada MWh gerado, que podem ser vendidos no mercado para as empresas que têm que compensar suas emissões de gases de efeito estufa).

Da experiência europeia, podem-se tirar três grandes conclusões (Figura 2.9, Figura 2.10): primeiro, os países que inicialmente adotaram leilões para eólicas já migraram para tarifas fixas ou certificados verdes. Segundo, os três países mais eficazes na inserção eólica – Espanha, Dinamarca, Alemanha –

adotam tarifas ou prêmios fixos e, surpreendentemente, pagam menos pela energia que o pouco eficaz Reino Unido, por exemplo. Isso sinaliza que quando o risco percebido é menor, a inserção eólica se dá mais facilmente e a preço mais barato. Terceiro, mudanças na política são usuais.

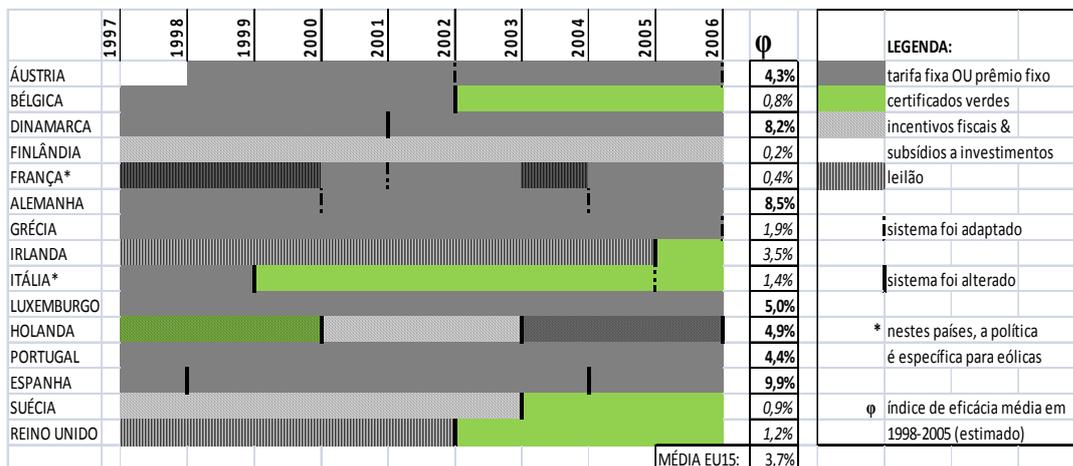


Figura 2.9: Evolução da Política de Apoio a Fontes Renováveis na Europa, por Tipo de Incentivo, e Índice de Eficácia de Cada País para Eólicas *On-shore*¹⁵. Fonte: adaptado com base em RAGWITZ et al (2007).

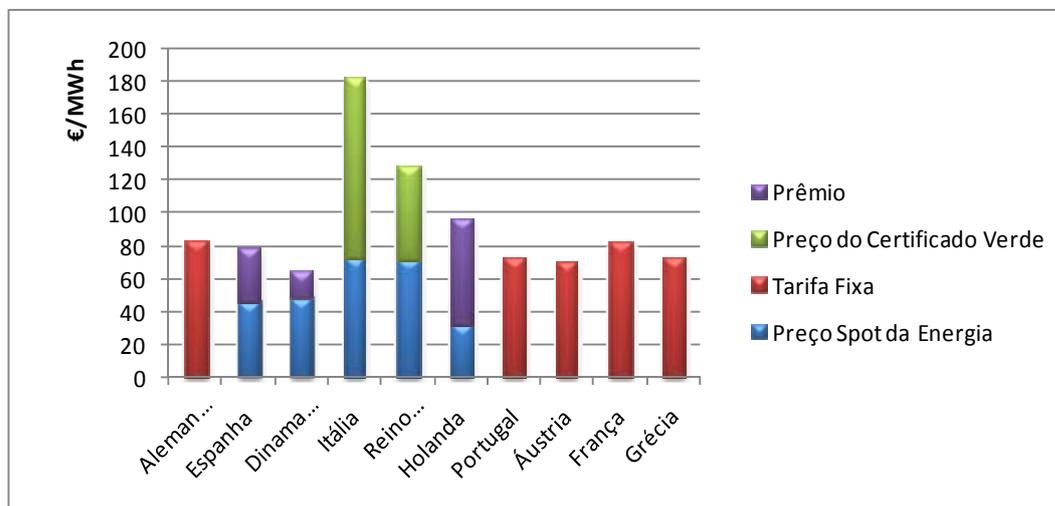


Figura 2.10: Remuneração da Energia Eólica na Europa, em Euros/ MWh, em 2006. Fonte: MOLLY (2009).

¹⁵ índice de eficácia: média, em 1998-2005, da geração renovável agregada ao sistema a cada ano, dividida pela quantidade total de renováveis que teria que ser agregada na matriz, daquele ano até 2020.

A seguir, um breve histórico da evolução em alguns desses países bem e mal-sucedidos, assim como nos EUA, Índia e China, onde a geração eólica tem crescido substancialmente.

2.6.2. Alemanha

A Alemanha adota tarifas fixas de preço para energia eólica, insensível, portanto, aos preços do mercado de energia (KLESSMANN, NABE & BURGESS, 2008). As tarifas decaem progressivamente em cada projeto, estimulando a busca por eficiência. As tarifas para novos parques também são periodicamente revistas, de modo a refletir a evolução tecnológica. Como consequência, as tarifas alemãs caíram de € 184/MWh em 1991 para € 72/MWh em 2008, em moeda de 2006 (MOLLY, 2009).

As transmissoras assumem os riscos de prever a geração e balancear o sistema elétrico. Os parques eólicos alemães têm apenas que se conectar ao ponto mais próximo da linha; o custo de reforço da rede de distribuição e o custo de transmissão/distribuição são arcados pelo operador e repassados ao consumidor. No passado, quando o reforço das linhas não era implantado a tempo e nem toda a geração dos parques era absorvida, isso chegou a causar uma redução na receita dos parques estimada em 5%, mas a lei foi revisada e os parques passaram a ser ressarcidos, de 2009 em diante (KLESSMANN, NABE & BURGESS, 2008).

O sistema alemão é de grande proteção ao empreendedor eólico e tem sido bem sucedido em aumentar a inserção eólica, que em 2008 já era de 8% (MOLLY, 2009). Com 24 GW instalados em 2008, o crescimento foi superior a 18% a.a. em 2000-2008.

2.6.3. Reino Unido

Inicialmente, o sistema britânico envolvia leilões de energia renovável, porém os investimentos foram aquém do esperado. No quinto e último leilão, apenas 33% dos projetos se materializaram: muitos contratos foram fechados a preços irrealisticamente baixos, que não cobriam os custos de geração (COSTA et

al, 2008; DUTRA & SZKLO, 2008b), pois havia a expectativa de que os preços dos equipamentos caíam, o que acabou não ocorrendo. Outro problema foi a inexperiência dos empreendedores neste setor, exacerbada pela pressão dos leilões por menores preços (MOLLY, 2009).

Novas regras implantadas em 2000-2002 instituíram a taxaço de energia não-renovável e tornaram mandatório que fontes renováveis passassem a representar 3% da energia elétrica gerada em 2003 e 10% em 2010. Geradores de energia renovável passaram a receber “certificados verdes” para cada MWh gerado (*Renewables Obligation Certificates- ROCs*) e a vendê-los para os distribuidores. Em resumo, um parque britânico é sensível aos preços do mercado de energia, onde ele comercializa sua geração, mas recebe uma receita adicional relativa à venda de ROCs; é sujeito, portanto, a duas fontes de incerteza que são relativamente independentes entre si.

Os parques britânicos são responsáveis pela previsão de geração, a ser fornecida apenas 1 hora antes (KLESSMANN, NABE & BURGESS, 2008). Desvios da previsão têm que ser cobertos no volátil mercado de preços de energia de balanceamento. Se o desvio tiver sinal oposto ao do desbalanceamento da rede, os preços são menores.

A dificuldade de obter financiamento para os parques levou o governo a sinalizar seu compromisso de longo prazo com a política, aumentando-se a meta de renováveis para 15% em 2015 e 20% em 2020. A meta em 2003 não foi atingida, mas sim um ano depois. Em 2008, o percentual subiu para 5%, ainda longe da meta de 10% em 2010. Eólicas representaram 3,3 GW de capacidade instalada no Reino Unido em 2008 (MOLLY, 2009). Em 2009, o Reino Unido publicou seu *Low Carbon Transition Plan*, onde fica claro o foco em energia eólica *offshore*, de maior potencial. Eólicas *onshore* de pequeno porte (< 5MW) passam para um sistema de tarifa fixa, no qual as distribuidoras são também obrigadas a comprar esta energia e a fornecer a conexão¹⁶.

¹⁶ Fonte: <http://www.newenergyfocus.com/do/ecco.py>

2.6.4. Espanha

A Espanha inicialmente adotou tarifas fixas, mas a partir de 2004 os parques eólicos passaram a poder optar, a cada 12 meses, ou pela tarifa fixa ou pelo prêmio fixo, a ser somado ao preço do mercado livre de eletricidade. Os preços de mercado subiram substancialmente em 2004-2006, gerando lucros considerados excessivos para as eólicas, e as regras foram alteradas em 2007: a opção pelo prêmio fixo foi mantida, porém o preço total da energia eólica passou a ser sujeito a um piso e um teto de preços. Em 2007, 97% dos parques eólicos optaram pelo prêmio fixo (KLESSMANN, NABE & BURGESS, 2008).

Os parques são responsáveis pela previsão de geração. No sistema de tarifa fixa, plantas maiores que 10 MW têm que fornecer previsões 30 horas antes do dia de fornecimento, com tolerância para erros de até 20%. Diferenças acima desse patamar envolveram um custo de apenas €7,8/ MWh em 2007. No sistema de prêmio fixo, os parques têm que entregar previsões, como qualquer outro participante do sistema. O preço a ser pago pelos desvios flutua com o mercado de energia, embora seja sujeito a tetos: o teto é zero se o desvio tiver permitido um melhor balanceamento do sistema; o teto é alto se o parque tiver contribuído para o desbalanceamento. Em 2006-2007, essa regra dual causou custo adicional de apenas € 1,4-2,6/MWh para tais parques. Essas regras têm estimulado maior eficiência na previsão (KLESSMANN, NABE & BURGESS, 2008).

A capacidade instalada na Espanha era de 16 GW em 2008 (MOLLY, 2009), um crescimento médio de 34% a.a. de 1998-2008.

2.6.5. Holanda

A regulamentação holandesa tem sido baseada em taxar fontes fósseis (Ecotax), revertendo tais recursos para geradores de fontes renováveis; além disso, fontes renováveis são isentas de impostos. Metas voluntárias de consumo renovável foram estabelecidas em 1997, com resultados aquém do esperado (COSTA et al, 2008). Em 2003 o Ecotax foi reduzido e o subsídio a renováveis foi eliminado, instituindo-se preços garantidos, por 10 anos, para a energia renovável. Há outras formas de incentivo, porém os autores alertam que a

complexidade das regras confunde o investidor, e que o país sofre o efeito de ter uma indústria de gás natural muito forte politicamente.

Em 2006, os preços garantidos foram eliminados (EC-CGET, 2008) e, embora renováveis tenham crescido sua participação na matriz elétrica de 2,6% em 2000 para 7,5% (eólica=3,1%) em 2008 (CBS Statline, 2009), há dúvidas se a Holanda conseguirá atingir a meta acordada com a comunidade europeia: 14% em 2020 (EC-CGET, 2008).

2.6.6. França e Irlanda

Há pouca literatura sobre esses dois países, onde leilões também ocorreram no passado. Ragwitz et al (2007) informa que a França vinha tendo dificuldades na inserção de fontes renováveis, mas que mesmo após adotar o sistema de tarifa fixa não conseguiu superar as barreiras administrativas, especialmente o longo e complexo processo para obter as autorizações de construção. A França é, segundo Ragwitz et al (2007, p.12), “uma exceção ao grupo que teve uma história de sucesso usando o sistema de tarifa fixa ou prêmio fixo”.

No caso da Irlanda, o mesmo estudo cita que o país teve baixo crescimento de renováveis nos anos anteriores a 2004 sob o sistema de leilões; no entanto, em 2004 ocorreu um leilão que foi muito bem sucedido e colocou o país em nível de eficácia mais próximo dos países que usam o sistema de tarifa fixa ou prêmio fixo. Não foram encontradas informações sobre as razões da mudança de sistema, já em 2005 e apesar do aparente sucesso deste último leilão, para o modelo de certificados verdes. No entanto, os autores mencionam que leilões podem promover a rápida inserção de renováveis quando ocorrem em presença de metas de inserção ambiciosas, como era o caso da Irlanda.

2.6.7. China

Lema & Ruby (2007) descrevem a evolução da regulamentação chinesa para eólicas em 3 fases distintas. Na primeira fase, 1986-1993, houve a quebra do monopólio estatal em eletricidade; as autoridades governamentais não se

coordenavam e não houve esforço concatenado para viabilizar linhas de distribuição, chegando em 1993 a uma capacidade instalada de apenas 15MW. Na segunda fase, 1994-1999, o risco foi minimizado via garantia de compra da energia, com preços capazes de propiciar uma TIR de 15%. Pouca coordenação e competição por poder político resultaram em mera transferência de risco para outros participantes do sistema, fazendo-os preferir ignorar a regulamentação, e a expansão foi de apenas 43MW/ano, no período. Além disso, 97% dos equipamentos eram importados.

A reforma do setor de energia, implantada a partir de 2000, marcou a 3ª fase. Entre os incentivos: preço alto, financiamento via governo e agências multilaterais, contratos regulamentados, impostos de importação crescentes de modo a estimular a indústria nacional. Em 2002 os resultados ainda eram desapontadores: preços garantidos altos na verdade estavam atrapalhando a disseminação da energia eólica no país, pois não havia busca por eficiência e, conseqüentemente, não havia redução do preço dos equipamentos. Assim, instituíram leilões de preço em 2002/2003, atrelados a novos incentivos: contratos de 25 anos, impostos cortados à metade, governo provendo estradas de acesso e transmissoras fornecendo a conexão ao *grid*. Estabeleceu-se meta mandatória de 15% de renováveis na matriz até 2020, com as distribuidoras obrigadas a comprar pelo menos 5% de sua energia de fontes renováveis. O conteúdo nacional mínimo, que era 50% em 2003, foi aumentado para 70% em 2004 e a taxa sobre componentes passou a ser menor que a taxa sobre equipamentos.

Projetos com menor preço, maior conteúdo nacional e sofisticação do equipamento e melhor viabilidade financeira ganharam os leilões. O preço da energia eólica caiu à metade, enquanto os lances de empresas alemãs e espanholas ficaram 50-70% maiores que os de empresas chinesas. Costa, Casotti & Azevedo (2009) mencionam que a maior parte destas usinas eólicas vinham apresentando prejuízos. Recentemente, o governo chinês anunciou que adotará tarifas fixas, em valores superiores aos fechados nos leilões, e que este será o modelo, de agora em diante¹⁷.

¹⁷ fonte: Suzlon, apresentação para os investidores, set 2009. Disponível em: http://www.suzlon.com/pdf/investor_p/Suzlon_Energy_Limited_Investor_Presentation.pdf.

Apesar dos percalços, o modelo chinês foi bem sucedido na expansão eólica: em 2008 já havia 12,2 GW em eólicas na China, uma expansão de 100% sobre o ano anterior (COSTA, CASOTTI & AZEVEDO, 2009), embora ainda estejam lutando para viabilizar a conexão à rede e contra problemas técnicos (MOLLY, 2009).

2.6.8. Índia

Costa, Casotti & Azevedo (2009) detalham os incentivos à geração eólica na Índia: depreciação acelerada de 80%-100% (LEWIS, 2007) no primeiro ano de instalação, isenção do imposto de renda por 10 anos, além de isenção do imposto sobre consumo e sobre as vendas, empréstimos subsidiados, exigência de percentual mínimo de renováveis na energia distribuída. Tais incentivos foram implantados recentemente, embora já existisse um programa de produção de energia eólica, pouco eficaz, desde o início dos anos 1980. Os estados adotam políticas diferenciadas de incentivo.

O programa atual tem sido muito bem sucedido. A Índia saiu de uma capacidade instalada eólica de 41 MW em 1992 para os atuais 9,645 MW (AWEA, 2009).

2.6.9. EUA

Os principais incentivos federais para o setor eólico são fiscais e via linhas de crédito: rebate fiscal de 30% nos investimentos eólicos e depreciação acelerada de 50% do equipamento. O governo disponibiliza recursos subsidiados para adaptar a transmissão e distribuição e os estados adotam políticas diferenciadas de incentivo. O risco geopolítico para o país da dependência do petróleo, forte no discurso de todos os concorrentes ao pleito presidencial em 2008, aliado aos incentivos financeiros, parecem ter sido suficientes para estimular o grande crescimento de eólicas no país.

Os EUA conquistaram em 2008 a primeira posição no mundo em capacidade eólica total instalada. Em 2008, a capacidade instalada foi de 8,5GW,

representando 40% da adição de capacidade elétrica do país naquele ano (AWEA, 2009).

2.7. Conclusões e Recomendações

Em 2001/2002, o Brasil enfrentou uma grave crise de abastecimento de energia e o modelo energético passou a focar, com mais conservadorismo, no risco de suprimento. A maior inserção de térmicas a combustíveis fósseis era o passo natural, dada a capacidade de estas usinas atuarem como fontes de energia emergencial para o sistema predominantemente hidrelétrico. O programa de incentivos a fontes alternativas de energia – PROINFA –, que havia sido desenhado pouco antes da crise energética, não fazia mais parte do foco do governo, ocupado em reestruturar todo o sistema elétrico.

Apesar dos contratempos, a inserção de energia eólica faz sentido no Brasil. Com potencial conservadoramente estimado em 143 GW, 40% mais que toda a capacidade instalada de geração elétrica brasileira em 2008, a energia eólica tem alta complementaridade com o regime hidrológico brasileiro. Mais importante, as regiões de maior potencial eólico são justamente as regiões que importam energia. No ano de 2008, com chuvas anormalmente fracas, mas ventos fortes, as térmicas brasileiras despacharam intensamente, causando maior emissão de gases de efeito estufa e também aumento de preços, já que o petróleo também atingiu preços recordes no período.

O leilão 2009 demonstrou que a energia eólica já pode competir com outras fontes alternativas renováveis em termos de preço, mas apesar disso os mesmos problemas são frequentemente mencionados: energia ainda cara em relação à hidrelétrica, imprevisível. No entanto, em 2008 os preços no mercado de curto prazo de energia superaram o preço da energia eólica, e não estão sendo incluídos nessa conta todos os benefícios que a energia eólica gera: a própria complementaridade de ventos e chuvas, que ajudaria a coibir aumentos excessivos de preço no mercado de energia; a redução de perdas na rede, dado que as eólicas ficam nas extremidades das linhas de transmissão e nas regiões que hoje importam energia gerada a milhares de quilômetros; diversificação da matriz energética e do

risco geopolítico de suprimento de gás natural; menor exposição ao risco do preço do petróleo; menor emissão de gases de efeito estufa.

Uma das alternativas para tratar as fontes renováveis com mais justiça seria uma maior taxa de termos a fontes fósseis no Brasil. No entanto, dois países que usaram esse recurso – Reino Unido e Holanda – não são casos de sucesso. Assim, uma recomendação deste Capítulo é que as políticas brasileiras para energia, hoje focadas no custo da energia, incluam os critérios detalhados anteriormente no processo de decisão, por meio de uma Análise Multicritério.

A curva de aprendizagem dos projetos eólicos PROINFA 1 foi difícil, e quase três anos após o prazo definido para geração, apenas 27% da energia contratada estava sendo gerada. Isto, apesar das medidas de mitigação do risco, semelhantes ao bem sucedido modelo alemão: tarifas fixas, isenções fiscais, empréstimos subsidiados, prazo longo do contrato. Os empreendedores não correm risco de preço e nem o risco de desbalanceamento do sistema e até o risco de geração é limitado. Esta receita aparentemente vencedora esbarrou em alguns erros: critério de seleção dos projetos, que não priorizou os mais viáveis; investidores sem capacidade financeira e técnica; demora na liberação de financiamento devido às características *project finance* e à falta de experiência do BNDES no setor; exigência de conteúdo nacional superior a 60%, quando a capacidade local ainda era pequena e os preços de equipamentos subiam em resposta à aquecida demanda mundial; dificuldades no licenciamento ambiental. O programa também perdeu credibilidade após prorrogações sucessivas de prazo.

Em linha com as diretrizes do novo modelo energético, novas compras de energia eólica acontecerão via leilões, de modo a garantir modicidade tarifária. Após dois leilões em que as outras opções renováveis, PCHs e biomassa, sobrepujaram a energia eólica, já há um reconhecimento de que a energia eólica precisa de regras próprias. O primeiro leilão específico de energia eólica, no final de 2009, serviu de ensaio para uma política de longo prazo para o setor. Outro leilão em 2010 no formato de Leilão de Energia de Reserva manteve as regras específicas para o segmento, porém eólicas voltaram a competir com outras fontes renováveis, no mesmo leilão. Também em 2010, houve outro leilão, no formato de Leilão de Fontes Alternativas, com regras diferenciadas e que representa outro ensaio para uma política de longo prazo para contratação de energia eólica.

Vale notar que o leilão 2009 introduz soluções inteligentes para problemas enfrentados no passado: o índice de correção dos preços é consistente com o índice que referencia o custo dos empréstimos subsidiados, e o contrato é flexível a ponto de permitir que os projetos se adaptem aos cenários que se revelarão apenas no futuro. No entanto, os preços são agora bem mais baixos que no PROINFA 1, porém com risco associado maior. Avaliar os projetos à luz dessas regras exige sofisticação financeira, de modo que há chances de que os ganhadores do leilão sejam aqueles que pior apreçaram os riscos, repetindo a experiência do Reino Unido e da China.

A experiência de outros países que adotaram leilões de energia eólica não foi bem sucedida. França e Irlanda tiveram resultados em geral fracos e mudaram para outros sistemas, embora no caso especial da França nem mesmo o novo sistema tenha sido suficiente para superar a burocracia de licenciamento. O Reino Unido adotou leilões de eólicas por vários anos e acabou substituindo o mecanismo em razão dos resultados decepcionantes. Hoje, nenhum dos países do EU-15 adota leilões de preço, preferindo usar modelos como o de certificados verdes, preço fixo ou prêmio fixo. Na China, a experiência com leilões também foi negativa: os preços da energia caíram à metade, porém as usinas geraram prejuízos por vários anos até que, recentemente, o país voltou a adotar preço fixo.

O preço fixo é o modelo mais utilizado na Europa e nos países que o usam não só o preço da energia tem sido menor como também tem sido mais eficaz na inserção eólica. Em resumo, leilões não garantiram modicidade tarifária em outros países, muito menos a inserção eólica. Há que se observar o que acontecerá no Brasil, na sua primeira experiência de leilão para eólicas, mas uma recomendação deste Capítulo é que modelos como o da Espanha (prêmios acima do preço de mercado, com piso e teto de preços) ou Alemanha (preços fixos decrescentes com o tempo) sejam reavaliados, por ocasião do desenho de uma política de longo prazo brasileira.

Outra lição aprendida em países como China, Holanda e Reino Unido é que regras complexas atrapalham os investimentos em eólicas. No Brasil, as informações não são facilmente encontráveis, a legislação é complexa, o licenciamento ambiental é difícil, sem esquecer a burocracia da assinatura de

contratos e concessão dos empréstimos. Simplificar o que for possível é a próxima - e óbvia - recomendação.

O desenvolvimento de uma indústria nacional de equipamentos é também importante de forma a assegurar custos mais baixos e confiabilidade de fornecimento, sem esquecer a qualificação técnica dos serviços de manutenção. É também a oportunidade de aumentar exportações, empregos e renda. No entanto, a própria experiência brasileira no PROINFA 1 ao exigir conteúdo nacional mínimo foi mal sucedida, assim como também foi a experiência da China. Em geral, observa-se que o conteúdo nacional mínimo deve ser implantado paulatinamente e que a indústria local se desenvolve em mercados onde exista uma demanda anual mínima e estável, como mostra o estudo de Lewis & Wiser (2007). Isto era verdade no bem sucedido exemplo da Espanha, mas ainda há dúvidas se será verdade no Brasil. Embora não exista mais a restrição de conteúdo nacional mínimo, ela existe de fato como pré-condição para financiamentos do BNDES. O imposto de importação, que havia sido elevado a 14% em meados de 2009, foi zerado um pouco antes do leilão, apenas mais um sinal de que falta uma política de longo prazo e estabilidade nas regras.

O ponto importante disso tudo é: uma política de longo prazo, sinalização clara da demanda no futuro, regras estáveis, permitiriam o estabelecimento de uma forte indústria nacional, a despeito de haver ou não medidas protecionistas. É o que atesta o exemplo da Índia, em que o grande mercado potencial e a capacidade de internacionalização garantiram o surgimento de um dos maiores fabricantes de aerogeradores do mundo, a Suzlon. As fábricas brasileiras da Wobben, WPE, GE e Tectis já têm essa característica de internacionalização, assim como vários dos fabricantes brasileiros de componentes. O grande interesse evidenciado no leilão 2009, em que a oferta foi superior a 3x a demanda já atraiu novos fornecedores, que têm anunciado investimentos no Brasil. No entanto, a materialização dessas boas novas tem mais chances de ocorrer em presença de sinais mais claros de longo prazo, mais uma recomendação, portanto, deste estudo.

Finalmente, vale lembrar que, embora o Brasil tenha passado por percalços na sua política para energia eólica, esse também é o histórico de outros países hoje bem sucedidos na inserção eólica. O EWEA (2009, p.44) lembra que “*existe em*

geral uma curva de aprendizagem em cada local em que projetos eólicos são desenvolvidos. Isto, porque os projetos pioneiros usualmente demandam muito tempo para implantação e também se leva vários anos para adaptar os sistemas regulatórios e administrativos que enfrentarão esses novos desafios”.

Este Capítulo procurou, assim, contribuir na reflexão sobre o desafio brasileiro na inserção da energia eólica em sua matriz energética, exatamente em um momento importante da curva de aprendizagem do país. Os pontos aqui levantados poderão contribuir no monitoramento dos resultados desta nova fase, iniciada em dezembro de 2009 com o primeiro leilão com regras específicas para energia eólica.

2.8. Referências Bibliográficas

AMARANTE, O.C. et al. Wind-Hydro Complementarity Seasonal Regimes in Brazil. *DEWI Magazin*. Agosto 2001, n.19. Disponível em: http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Magazin_19/13.pdf. Acesso em ago 2009.

ANUATTI NETO, F.; MELLO, M.F. Regulação da infraestrutura no Brasil: casos didáticos. São Paulo, SP. Editora Singular. 2008.

ANUATTI NETO, F.; PEANO, C.R. Primeira revisão tarifária da Light. In: ANUATTI NETO, F.; MELLO, M.F. Regulação da infraestrutura no Brasil: casos didáticos. São Paulo, SP. Editora Singular. 2008.

ATLAS EÓLICO DO ESPÍRITO SANTO. Secretaria de Estado de Desenvolvimento. Agência de Serviços Públicos de Energia do Estado do Espírito Santo – ASPE. CDROOM. 2009.

AWEA- American Wind Energy Association. Annual Wind Industry Report 2008. Disponível em: www.awea.org. Acesso em maio 2009.

BITTENCOURT, R.M. et al. Estabilização Sazonal da Oferta de Energia Através da Complementaridade entre os Regimes Hidrológico e Eólico. In: Seminário

Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE. Foz do Iguaçu. GPL-17;1999.

CARVALHO, A.G. A Usina Hidrelétrica Itumirim. In: ANUATTI NETO,F.; MELLO, M.F. Regulação da infraestrutura no Brasil: casos didáticos. São Paulo, SP. Editora Singular. 2008.

CBS Statline. Statistics Netherlands. Ago 2009. Disponível em: <http://statline.cbs.nl/StatWeb/publication>. Acesso em: set 2009.

CEPEL-ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO, 2001. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/atlas_eolico_brasil/atlas.htm . Acesso em março 2009.

COSTA, R.A.; CASOTTI,B.P.; AZEVEDO,R.L.S. Um panorama da indústria de bens de capital relacionados à energia eólica. *BNDES Setorial*, Rio de Janeiro, n.29, p.229-278, março 2009.

COSTA,C.V. et al. Technological innovation policies to promote renewable energies: lessons from the European experience for the Brazilian case. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n.12, p.65-90, 2008.

DUTRA,R.; SKLO,A. Incentive policies for promoting wind Power production in Brazil: scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the new Brazilian electric power sector regulation. *Renewable Energy*, 33, p.65-76, 2008.

_____ Assessing long-term incentive programs for implementing wind Power in Brazil using GIS rule-based methods. *Renewable Energy*, 33, p.2507-2515,2008b.

EC-CGET, Directorate-General for Energy and Transport. Jan 2008. disponível em:

http://www.energy.eu/renewables/factsheets/2008_res_sheet_netherlands_en.pdf.

[Acesso em set 2009.](#)

EWEA-The European Wind Association. The Economics of Wind Energy. March 2009. Disponível em: www.ewea.org. Acesso em Maio 2009.

GWEC. Global Wind 2009 Report. Disponível em: http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/Global_Wind_2007_report/GWEC_Global_Wind_2009_Report_LOWRES_15th.%20Apr.pdf. Acesso em abril 2010.

GOLDBERGH, V. Regulation and Administered Contracts. *Bell Journal of Economics*, 1976, 7(2), p.426-452.

KEENEY, R.L.; RAIFFA, H. Decisions with multiple objectives: preferences and value tradeoffs. Cambridge University Press, Cambridge. 1993.

KISSEL, J.M.; KRAUTER, S.C.W. Adaptations of renewable energy policies to unstable macroeconomic situations – Case Study: wind power in Brazil. *Energy Policy*, n.34, p.3591-3598, 2006.

KLESSMANN, C.; NABE, C.; BURGESS, K. Pros and cons of exposing renewable to electricity market risks – a comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK. *Energy Policy*, n.36, p.3646-3661, 2008.

LEMA, A.; RUBY, K. Between fragmented authoritarianism and policy coordination: creating a Chinese market for wind energy. *Energy Policy*, nr. 35, p.3879-3890, 2007.

LEWIS, J.I. A Comparison of Wind Power Industry Development Strategies in Spain, India and China. 2007. Disponível em: <http://www.resource-solutions.org/lib/librarypdfs/Lewis.Wind.Industry.Development.India.Spain.China.July.2007.pdf>. Acesso em set 2009.

LEWIS, J.I.; WISER, R.H. Fostering a renewable energy technology industry: an international comparison of wind industry policy support mechanisms. *Energy Policy*, n.35, p.1844-1857, 2007.

LUZIO, E.F.; MELLIS, C.E.V. Captação de Investimentos Privados para a Transmissão de Energia Elétrica no Brasil. ANUATTI NETO, F.; MELLO, M.F.

Regulação da infraestrutura no Brasil: casos didáticos. São Paulo, SP. Editora Singular. 2008.

MEDEIROS, F. Perspectivas da Energia Eólica no Brasil. In: Feira Internacional da Indústria Elétrica e Eletrônica, agosto 2008. Disponível em: http://www.tec.abinee.org.br/2008/arquivos/20a1_6.pdf. Acesso em nov 2009.

MOLLY, J.P. Energia Eólica: técnica, planejamento, economia e riscos. In: Seminário da DEWI. Rio de Janeiro/RJ, agosto 2009.

MORTHORST, P.E. Impact of Wind Power on Power Spot Prices. Riso National Laboratory. Workshop, Copenhagen, 2007. Disponível em: [http://www.optres.fhg.de/events/workshop-2006-10-12/Copenhagen/MorthorstCph\(1206\).pdf](http://www.optres.fhg.de/events/workshop-2006-10-12/Copenhagen/MorthorstCph(1206).pdf). Acesso em setembro 2009.

OLIVEIRA, A.R.; MUELLER, B.; COUTINHO, P.C. O Mercado Atacadista de Energia Brasileiro (MAE). In: ANUATTI NETO, F.; MELLO, M.F. Regulação da Infraestrutura no Brasil: casos didáticos. São Paulo, SP. Editora Singular. 2008.

PEREIRA, E.B.; LIMA, J.H.G. Solar and wind energy resource assessment in Brazil. São José dos Campos, SP, Brasil: MCT/INPE, 2008.

PEREZ, Y.; RAMOS-REAL, F.J. The public promotion of wind energy in Spain from the transaction costs perspective 1987-2007. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n.13, p.1058-1066, 2009.

PDEE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2008.

PDEE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2010/2019. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2010.

PROINFA. Ministério de Minas e Energia. Apresentação Institucional. Jan 2009. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/PROINFA-ANEXO1-InstitucionalMME.pdf>. Acesso em ago 2009.

PROINFA. Ministério de Minas e Energia. Situação Usinas PROINFA. Ago2009. Apresentação disponível em: http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/Situaxo_usinas_PROINFA_AGO-2009.pdf. Acesso em ago 2009.

RAGWITZ et al. OPTRES-Assessment and Optimization of Renewable Energy Support Schemes in the European Electricity Market. Report with recommendations for implementing effective & efficient renewable electricity policies. 2007. Disponível em: http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/renewables/2007_02_optres.pdf. Acesso em: out 2009.

WANG,J-J; JING,Y-Y; ZHAO,J-H. Review on multi-criteria decision analysis aid in sustainable energy decision-making. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, p.2263-2278, 2009.

WWEA. Wind Energy Report 2008. 2009. Disponível em: <http://www.windea.org>. Acesso em setembro 2009.