EDILAINE VENANCIO CAMILLO

AS POLÍTICAS DE INOVAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA EÓLICA: UMA ANÁLISE DO CASO BRASILEIRO COM BASE NO ESTUDO DE EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

CAMPINAS

2013

NÚMERO: 299/2013

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

EDILAINE VENANCIO CAMILLO

"AS POLÍTICAS DE INOVAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA EÓLICA: UMA ANÁLISE DO CASO BRASILEIRO COM BASE NO ESTUDO DE EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS"

ORIENTADOR: PROF. DR. ANDRÉ TOSI FURTADO

TESE DE DOUTORADO APRESENTADA AO INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS DA UNICAMP PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE DOUTORA EM POLÍTICA CIENTÍFICA E TECNOLÓGICA

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL
DA TESE/DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELA ALUNA
EDILAINE VENANCIO CAMILLO E ORIENTADA
PELO PROF. DR. ANDRÉ TOSI FURTADO

_____

CAMPINAS

2013

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca do Instituto de Geociências
Cássia Raquel da Silva - CRB 8/5752

C146p

Camillo, Edilaine Venancio, 1981-

As políticas de inovação da indústria de energia eólica: uma análise do caso brasileiro com base no estudo de experiências internacionais / Edilaine Venancio Camillo. – Campinas, SP : [s.n.], 2013.

Orientador: André Tosi Furtado.

Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Geociências.

1. Políticas publicas. 2. Energia eólica. 3. Desenvolvimento tecnológico. I. Furtado, André Tosi,1954-. II. Universidade Estadual de Campinas. Instituto de Geociências. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Innovation policies of wind energy industry: an analysis of Brazilian case based on a study of international experiences
Palavras-chave em inglês:
Public policy
Wind energy
Technological development
Área de concentração: Política Científica e Tecnológica
Titulação: Doutora em Política Científica e Tecnológica
Banca examinadora:
André Tosi Furtado [Orientador]
Carla Kazue Nakao Cavaliero
Flávia Luciane Consoni de Mello
Christian Luiz da Silva
Jorge Katz
Data de defesa: 22-08-2013
Programa de Pós-Graduação: Política Científica e Tecnológica

UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PÓS-GRADUAÇÃO EM
POLÍTICA CIENTÍFICA E TECNOLÓGICA

AUTORA: Edilaine Venancio Camillo

"AS POLÍTICAS DE INOVAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA EÓLICA: UMA ANÁLISE DO CASO BRASILEIRO COM BASE NO ESTUDO DE EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS".

ORIENTADOR: Prof. Dr. André Tosi Furtado

Aprovada em: 22/ 08 / 2013

EXAMINADORES:

Prof. Dr. André Tosi Furtado _____ Presidente

Profa. Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliero _____

Profa. Dra. Flávia Luciane Consoni de Mello _____

Prof. Dr. Christian Luiz da Silva _____

Dr. Jorge Katz _____

Campinas, 22 de agosto de 2013

Agradecimentos

Agradeço, em primeiro lugar, ao professor André Furtado, não só pela orientação; mas por cada conversa ter sido uma aula; por me fazer entender o real sentido da palavra professor; e, principalmente, pela sua capacidade em restaurar o equilíbrio do qual eu tanto precisava.

Agradeço aos professores Newton Pereira e Carla Cavaliero pelas suas contribuições no exame de qualificação. Também não posso deixar de agradecer a todos os professores do DPCT com o quais cursei as disciplinas ou trabalhei, em especial, ao professor Sérgio Queiroz, que teve papel fundamental na minha formação como pesquisadora; e a todos os funcionários do departamento, principalmente à Soninha Tilkian, à Valdirene Pinotti e à Adriana, não só pela dedicação, mas também pelo carinho e compreensão.

Meus agradecimentos também vão às amigas que encontrei ao longo dos anos no departamento: Camila Zeitoum, Claudiana Guedes (e o marido Robson), Dayana Nogueira, Flávia Consoni; Flávia Carvalho, Luciana Lenhari, Mariana Zanatta (com quem hoje divido a mesa e os biscoitos na Inova), Mariane de Queiroz, Pollyana de Carvalho e Silvia Angélica – e à Taynah Lopes que não é do DPCT, mas não pode deixar de constar aqui. Cada uma delas, a sua maneira, me ensinou alguma coisa e se fez presente em algum momento deste processo. Agradecimento especial à Marcela Mazzoni pela sua imensa capacidade de ouvir, que me permitiu dar voz às minhas ideias e por estar ao meu lado nos momento finais que antecederam a entrega do trabalho.

Agradeço também à Patrícia Toledo pela oportunidade de trabalho na Agência da Inovação Inova Unicamp neste último ano; e aos colegas pelo apoio e compreensão, especialmente nos últimos meses. Agradeço também às amigas que lá fiz – a Adriana Arruda e a Beatriz Florence – pelo apoio e a disposição em corrigir meus textos quando eu já tinha sido vencida pelo cansaço.

Agradeço ao meu pai por compreender minhas escolhas; ao meu irmão por me inspirar com sua história de vida e sua disposição interminável para a leitura; aos meus sogros por terem feito o papel de pais quando os meus não puderam estar por perto.

Agradecimento especial à minha mãe cuja vida não deu muitos anos na escola, mas deu sabedoria para me mostrar que o estudo contínuo é o único caminho para evoluir; e por me

lembrar durante todo o doutorado de que eu tinha que escrever todos os dias, nem que fosse um pouquinho.

Agradeço também à Vânia, minha querida diarista, que nunca entendeu muito bem porque meus estudos não tinham fim, mas que cuidou de mim e da minha casa com carinho e com um enorme respeito pelos meus papéis desordenados e a minha necessidade de silêncio.

Sou grata ainda por ter o Danilo, meu marido, que nunca deixou de acreditar em mim, nem quando eu mesma acreditava; que nunca se importou em trabalhar na mesa da sala porque eu precisava ficar isolada com os meus rabiscos e os meus pensamentos; que não deixou de me amar e me apoiar nem nas minhas horas mais confusas.

Sou grata também à minha fiel amiga de quatro patas, Carlota, pela sua companhia silenciosa e incansável; e por me acordar com latidos incessantes quando me faltava coragem para começar um novo dia.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DEPARTAMENTO DE POLÍTICA CIENTÍFICA E TECNOLÓGICA

AS POLÍTICAS DE INOVAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA EÓLICA: UMA ANÁLISE DO CASO BRASILEIRO COM BASE NO ESTUDO DE EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

RESUMO

Tese de Doutorado

Edilaine Venancio Camillo

O principal objetivo deste trabalho é analisar a pertinência das políticas brasileiras de inovação em energia eólica, iniciadas com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA). Especificamente, questiona-se (i) se houve lacunas nas políticas brasileiras; (ii) se a estratégia de promoção à energia eólica foi a mais adequada para entrar nesta indústria; (iii) se o país poderia ter seguido por outro caminho e desenvolvido uma indústria nacional energia eólica. Para a realização dessa análise, foram construídos quadros de referência a partir do estudo da experiência de dois grupos de países líderes na indústria de energia eólica: os pioneiros ou inovadores – Dinamarca, Alemanha e Estados Unidos – e os *latecomers* ou seguidores – Espanha, China e Índia. A elaboração dos quadros de referência baseou-se em um mapeamento das políticas de inovação em energia eólica desses países. Em linha com as abordagens evolucionária e sistêmica do processo de inovação, a construção desses quadros, bem como o desenvolvimento da análise proposta, se norteou pelos seguintes argumentos: (i) as políticas de inovação tem um caráter multifacetado e devem atuar de forma concomitante e coordenada em esferas diversas; (ii) as políticas de inovação coevoluem com a tecnologia e a indústria, de forma que os instrumentos de promoção devem ser ajustados ao contexto do país e da indústria no mundo. Os quadros de referência corroboraram esses argumentos e possibilitaram identificar os elementos essenciais que devem orientar a formulação de uma política de inovação em energia eólica. A análise do caso brasileiro levou em consideração tanto esses elementos essenciais, quanto o contexto da indústria de energia eólica no Brasil e no mundo na época em que os instrumentos regulatórios ou de incentivo foram instituídos no país. Dessa análise, concluiu-se que (i) houve um claro descompasso entre o estágio de desenvolvimento da tecnologia no Brasil e no mundo; (ii) as políticas brasileiras de inovação em energia eólica focaram predominantemente a esfera do mercado, prescindido de uma esfera fundamental de promoção, a das políticas tecnológicas e, por consequência, da realização de esforços de aprendizado; e, ainda, (iii) tendo em vista o momento que o país entrou na indústria, o caminho poderia ter sido diferente, caso as políticas de mercado, de desenvolvimento industrial e de ciência e tecnologia tivessem convergido para promover a inovação.

Palavras-chave: Políticas públicas, Energia eólica, Desenvolvimento tecnológico

UNIVERSITY OF CAMPINAS

INSTITUTE OF GEOSCIENCE

INNOVATION POLICIES OF WIND ENERGY INDUSTRY: AN ANALYSIS OF BRAZILIAN CASE BASED ON A STUDY OF INTERNATIONAL EXPERIENCES

ABSTRACT

DsC. Thesis

Edilaine Venancio Camillo

This research aims at analyzing the adequacy of the wind energy innovation policies in Brazil, which began with the Incentive Program in Alternative Energy Sources (PROINFA). The main research questions are: what were the gaps of Brazilian policies; was the Brazilian wind energy promotion strategy appropriate to the industry worldwide and local environment; could Brazil have taken another path. The analysis is based on policies framework in wind energy innovation was build upon a study of the experience of two groups of countries: the pioneers or innovators – Denmark, Germany and the United States – and the latecomers – Spain, India and China. The evolutionary and systemic approach of the innovation process has oriented the development of these policies framework, and the main research hypotheses were: (i) the innovation policies bring together several different instruments and must impact several field coincidentally; (ii) the innovation policies co-evolve with industry and technology, which implies that incentive measures ought to be adjusted to the world industry and local environment. The policies framework has corroborated the main hypotheses and allowed us to identify the fundamental aspects that should guide the formulation of an innovation policy on wind energy. The analysis has taken into account both these aspects and the world industry and local environment. The main research conclusions were: (i) there was a clear mismatch between Brazilian policies and the technology development stage; (ii) Brazilian policies were focused on creating a market for wind energy, missing out on technology policies and the stimulation of technology learning; (iii) the path pursued by the country could have been different if it had the market, industrial development and science and technology policies focused on encouraging innovation.

Key words: Public policies, Wind energy, Technological development

Sumário

RESUMO ix
ABSTRACT xi
INTRODUÇÃO 1
CAPÍTULO I – Políticas de promoção às novas fontes renováveis: aspectos principais do debate recente 9
1.1. Os mecanismos de criação de mercado 10
1.2. O papel das políticas tecnológicas no desenvolvimento das novas NFRs de energia 17
1.3. As políticas de promoção às novas NFRs pensadas a partir de abordagens alternativas do desenvolvimento econômico 19
1.3.1. As barreiras à difusão das novas NFRs e a necessidade de ampliar o escopo de intervenção governamental 19
1.3.2. O papel das políticas na formação e expansão dos sistemas tecnológicos em novas tecnologias de energia 25
1.4. As novas tecnologias de energia e as questões que envolvem os países em desenvolvimento 29
1.5. Considerações Finais 33
CAPÍTULO 2 – A indústria de energia eólica no mundo: tecnologia, atores principais e países líderes 37
2.1. A tecnologia e seus principais avanços 38
2.2. Os principais atores da indústria de energia eólica 42
2.3. Evolução da capacidade instalada e os países que lideram o crescimento da energia eólica no mundo 48
2.4. A fabricação de turbinas e as mudanças no mercado e na organização da indústria 53
2.4.1. O "modelo tradicional" e o "modelo chinês" de organizar a produção de turbinas eólicas 60
2.4.2. Distribuição das unidades produtivas das OEMs 65
2.5. Considerações finais 68

CAPÍTULO 3 – Quadro de referência das políticas de inovação em energia eólica a partir da experiência dos pioneiros: Dinamarca, Alemanha e Estados Unidos 71

3.1. Políticas tecnológicas 72

3.2. Políticas de criação de mercado 82

3.3. Políticas industriais 94

3.4. Considerações Finais 98

CAPÍTULO 4 – Quadro de referência para as políticas de inovação em energia eólica a partir da experiência dos *latecomers*: Espanha, Índia e China 101

4.1. Políticas tecnológicas 102

4.2. Políticas industriais 113

4.3. Políticas de criação de mercado 121

4.4. Considerações Finais 132

CAPÍTULO 5 – Análise das políticas brasileiras de inovação à energia eólica 135

5.1. Políticas de mercado 136

5.2. Políticas industriais 152

5.3. Políticas tecnológicas 159

5.4. Considerações finais 170

CONCLUSÕES 173

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 181

LISTA DE FIGURAS E QUADROS

Lista de figuras

Figura 2.1 – Principais componentes de uma turbina eólica 39
Figura 2.2 – Cadeia de valor da indústria de energia eólica 43
Figura 2.3 – Capacidade acumulada em energia eólica no mundo – 1996-2011 (em MW) 49
Figura 2.4 – Distribuição da capacidade acumulada em energia eólica no mundo – 2011 (em MW) 50
Figura 2.5 – Distribuição da nova capacidade instalada no mundo entre Janeiro-Dezembro 2011 (em MW) 52
Figura 2.6 – Distribuição do *market-share* global, por OEM – 2010 (em % de MW instalado) ... 53
Figura 2.7 – Representatividade dos componentes no custo total da turbina (em %) 60

Lista de quadros

Quadro 1.1 – Instrumentos de desenvolvimento do mercado: objetivos e características 15
Quadro 1.2 – Barreiras à inserção de novas tecnologias nos sistemas energéticos 23
Quadro 2.1 – Distribuição dos custos de capital dos sistemas eólicos nos países da OCDE, 2009 44
Quadro 2.2 – Custo de instalação dos sistemas eólicos *on-shore* nos países líderes, 2003-2010 .. 47
Quadro 2.3 – Dados relativos à capacidade instalada, tamanho da turbina, geração de energia eólica e demanda de eletricidade dos países líderes em 2011 51
Quadro 2.4 – Capacidade acumulada e % de turbinas fabricadas por companhias domésticas - 2006 55
Quadro 2.5 – Distribuição do *market-share* das OEMs entre 2005 e 2010 (em % de MW instalado) 58
Quadro 2.6 – Distribuição da produção de macrocomponentes em 2009 67
Quadro 3.1 – Instrumentos de políticas tecnológicas e fatos principais dos pioneiros 73
Quadro 3.2 – Instrumentos de políticas de mercado e fatos principais dos pioneiros 83
Quadro 3.3 – Instrumentos de políticas industriais e fatos principais dos pioneiros 94
Quadro 4.1 – Instrumentos de políticas tecnológicas e fatos principais dos *latecomers* 103
Quadro 4.2 – Instrumentos de políticas industriais e fatos principais dos *latecomers* 113
Quadro 4.3 – Instrumentos de políticas de mercado e fatos principais dos latecomers 122
Quadro 5.1 – Valores das tarifas PROINFA para fonte eólica 138
Quadro 5.2 – Participação da fonte eólica nos leilões de energia elétrica – 2009-2012 146
Quadro 5.3 – Total de capacidade contratada em energia eólica - 2006 – 2012 (em MW) 147
Quadro 5.4 – Fabricantes de turbinas eólicas (equipamentos completos) em operação no Brasil em 2012 156
Quadro 5.5 – Fabricantes de componentes para turbinas eólicas no Brasil até 2012 157
Quadro 5.6 – Primeiros projetos de geração de energia eólica no Brasil 160
Quadro 5.7 – Percentuais da ROL obrigatórios em projetos de P&D e Eficiência Energética ... 163

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ARRA – American Recovery and Reinvestment Act

AWT – Advanced Wind Turbine

BHEL – Bharat Heavy Electrical

BNB – Banco do Nordeste do Brasil

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

BMU – Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety

BMF – Federal Ministry of Finance

BRIC – Brasil, Rússia, Índia e China

CBEE – Centro Brasileiro de Energia Eólica

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

CENER – Centro Nacional de Energías Renovables

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CEPRI – China Electric Power Research Institute

CSPC – China State Power Corporation

CIEMAT – Centro de Investigaciones Energéticas, Meioambientales y Tecnológicas

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPq – Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica

CT-ENERG – Fundo Setorial de Energia

DANIDA – Danish International Development Assistance

DEA – Danish Energy Agency

DOE – U.S. Department of Energy

EA – Electricity Act

EEG – Renewable Energy Source Act

EIA – U.S. Energy Information Administration

EPAct – Energy Policy Act

ERP – Energy Research Program

EUDP – Energy Technology Development and Demonstration Program

EWEA – European Wind Energy Association

FERC – Federal Energy Regulatory Commission

FNE – Fundo Constitucional de Desenvolvimento do Nordeste

FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos

FIT – Feed-in Tariffs

FNDCT – Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

GEWC – Global Wind Energy Council

GBI – Generation Based Incentive

GW – Gigawatts

ICGs – Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração de Conexão Compartilhada

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços

IDAE – Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

IDE – Investimento Direto Estrangeiro

IEA – International Energy Agency

IEA WIND – International Energy Agency Wind

IEC – International Electrotechnical Commission

IEP – Integrated Energy Policy

IGPM – Índice Geral de Preços de Mercado

IREDA – India Renewable Develpment Agency

IRENA – International Renewable Energy Agency

IWES – Fraunhofer-Institute for Wind and Energy System Technology

IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

IPI – Imposto sobre Produtos Industrializados

kW – Kilowatt

kWh – Kilowatt-hora

LFA – Leilão de Fontes Alternativas

LER – Leilão de Energia Reserva

MDIC – Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior

MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

MIIT – Chinese Ministry of Industry and Information

MME – Ministério de Minas e Energia

MNRE – Ministry of New and Renewable Energy

MW – Megawatts

MWh – Megawatt-hora

NAPCC – National Action Plan on Climate Change

NIB – Nordic Investment Bank

NFRs – Novas Fontes Renováveis

NRDC – National Development and Reform Commission

NREL – National Renewable Energy Laboratory

NWTC – National Wind Technology Center

O&M – Operação e Manutenção

OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

OMC – Organização Mundial do Comércio

OEM – Global Original Equipment Manufacturers

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas

PDE – Plano Decenal de Energia

PEE – Programa de Eficiência Energética

PIA – Produtor Independente Autônomo

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas

PTC – Renewable Electricity Production Tax Credit

PURPA – Public Utility Regulatory Policies Act

REL – Renewable Energy Promotion Law

RISØ DTU – Risø National Laboratory for Sustainable Energy

RO – Renewable Obligation

ROL – Receita Operacional Líquida

SERC – State Electricity Regulatory Comissions

SENAI – Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial

SIN – Sistema Interligado Nacional

TERNA – Technical Expertise for Renewable Energy Application

TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo

TWh – Terawatts-hora

UFPE – Universidade Federal de Pernambuco

UVE – Program for development, demonstration and information of Renewable Energy

INTRODUÇÃO

Em 2012, a capacidade instalada total em fontes renováveis no mundo ultrapassou 1.470 GW, o que representou um crescimento de 8,5% em relação ao total do ano de 2011. Este crescimento foi liderado principalmente pelas novas fontes renováveis (NFRs) – em 2012, a capacidade instalada em NFRs aumentou 21,5% comparada a 2011, enquanto que a capacidade instalada em hidroeletricidade registrou uma expansão de apenas 3% no mesmo período. No conjunto das fontes renováveis, a energia eólica foi a fonte que mais adicionou capacidade instalada em 2012, quase 39%, sendo seguida pela hidroeletricidade e a solar fotovoltaica, que somaram 26% cada (REN21, 2013).

O crescimento das NFRs não é novidade. A capacidade acumulada em energia eólica, por exemplo, vem aumentando em média 30% ao ano desde meados da década de 90. A novidade está no fato que os investimentos em NRFs passaram a crescer num ritmo mais acelerado nos países em desenvolvimento e a decair nos países desenvolvidos. Em 2012, os países em desenvolvimento responderam por 46% dos investimentos mundiais em energias e combustíveis renováveis, totalizando US$ 112 bilhões – os países desenvolvidos ainda investiram mais, US$ 132 bilhões, mas este valor representa 29% a menos do que o total alcançado em 2011, o menor nível desde 2009. Boa parte desses investimentos ficou concentrada no grupo do BRICS, o qual respondeu por 36% da nova capacidade instalada em fontes renováveis no mundo em 2012. Mas outros países em desenvolvimento da Ásia, América Latina e Leste Europeu também passaram a tomar parte dos investimentos recentes em NFRs (REN21, 2013).

Além disso, cabe mencionar que em 2012, ao menos 127 países tinham alguma medida de incentivo à expansão das fontes renováveis, sendo dois terços deles países em desenvolvimento. Os mecanismos de preço – *feed-in tariffs* e sistema de cotas – são as medidas de incentivo mais utilizadas, inclusive por aqueles países que estão começando suas atividades em NFRs. Durante o ano de 2012, cinco países da África e do Leste Europeu instituíram as *feed-in tariffs* (REN21, 2013).

Diante desse contexto, uma reflexão que vá além do papel dos países em desenvolvimento na expansão das energias limpas, e que incorpore as perspectivas de participação e posicionamento desses países no avanço das novas tecnologias de energia, é mais do que necessária. Nessa reflexão, deve-se levar em consideração, em primeiro lugar, que as questões

que envolvem os sistemas de energia são complexas e multifacetadas. Em segundo lugar, essa reflexão deve se orientar pelo fato que o avanço tecnológico é cumulativo e segue por trajetórias regulares, conformadas não somente por conhecimentos e expertises, mas também pelo contexto sócio institucional que as envolvem.

A maioria das NFRs já percorreu um longo caminho até chegar ao seu estágio atual de desenvolvimento, que se caracteriza pela difusão acelerada e a redução progressiva dos custos. Sendo assim, um posicionamento relevante dos países em desenvolvimento que não lideraram o desenvolvimento das trajetórias tecnológicas que orientam o progresso das energias limpas não é algo trivial. É necessário, nesse caso, um intenso processo de aprendizado tecnológico e institucional para que ocorra um alinhamento desses países com as trajetórias já iniciadas. Para tanto, é indispensável entender o papel que as políticas de inovação podem desempenhar nesse processo.

Objetivos geral e específico

O principal objetivo da tese é analisar a pertinência das políticas brasileiras de inovação em energia eólica, tendo em vista o estágio de desenvolvimento da tecnologia e da indústria no país e no mundo. A análise parte da construção de quadros de referência das políticas de inovação de um conjunto de países líderes na indústria de energia eólica. Nesse conjunto de países estão os pioneiros no desenvolvimento da tecnologia e também aqueles que entraram tardiamente, de modo que é possível relacionar o tipo de política empregado com o nível de desenvolvimento tecnológico.

Por políticas de inovação, entendem-se os instrumentos direcionados à promoção das NFRs ou, especificamente, à indústria de energia eólica. Esses instrumentos podem atuar tanto na expansão da capacidade instalada, como no desenvolvimento da tecnologia ou da indústria de turbinas e componentes, considerando que as atividades de geração de energia e fabricação de equipamentos estão fortemente conectadas.

Especificamente, questiona-se (i) se houve lacunas nas políticas brasileiras; (ii) se a estratégia de promoção à energia eólica, inaugurada em 2004 com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), foi a mais adequada para entrar numa indústria cuja trajetória já

estava bastante avançada, mas não necessariamente madura; (iii) se outra configuração de política não teria aberto caminho para o desenvolvimento de uma indústria nacional de energia eólica.

Justificativa

Esta pesquisa é relevante e tem sua originalidade por três razões principais:

(i) tira o foco das políticas de mercado e direciona a reflexão para um contexto mais amplo e complexo de promoção às NFRs, ao enfatizar que as políticas de inovação devem abarcar outros vetores de intervenção que atuem também sobre a indústria e a tecnologia. Como será visto no Capítulo 1, o debate sobre a promoção às NFRs esteve durante toda a década de 2000 centrado na eficiência das políticas de criação de mercado para essas fontes;

(ii) relaciona os instrumentos de política de inovação às etapas da trajetória de desenvolvimento da tecnologia, desvelando que não é somente o tipo de instrumento que deve ser levado em consideração, mas também o tempo de aplicação de cada um;

(iii) divide os países líderes em dois grupos – os dos inovadores e os dos seguidores. As políticas de inovação em NFRs são tratadas pelos estudos disponíveis sobre o assunto de modo uniforme, não diferenciando nem o estágio de desenvolvimento do país, nem o estágio de desenvolvimento da tecnologia. Esta divisão é necessária tanto para incluir os países em desenvolvimento na discussão sobre o avanço das NFRs e o papel desses países neste avanço, bem como para sugerir que eles podem ser atores proativos – e não somente reativos – no mercado mundial de NFRs.

A escolha da energia eólica como objeto de pesquisa deu-se, em primeiro lugar, porque é a fonte renovável que vem crescendo de forma mais acelerada nas últimas duas décadas e cuja tecnologia tem avançando a passos largos. Os geradores das turbinas atuais são 100 vezes maiores do que aqueles do início dos anos de 1980, quando a energia eólica estava dando seus passos iniciais (GWEC, 2012).

Essa escolha ocorreu, em segundo lugar, porque a indústria que cerca esta fonte de energia é um exemplo claro de indústria cujo nascimento e o crescimento foram fortemente impulsionados por uma combinação de fortes esquemas de incentivo adotada pelos países que atualmente lideram o crescimento da indústria no mundo. Além disso, a diversidade de países que

figuram hoje como principais atores da indústria possibilita fazer um contraponto entre as medidas de incentivo dos países avançados e em desenvolvimento ou entre os países pioneiros e aqueles que entraram tardiamente na indústria.

O Brasil, apesar de contar com uma política para energia eólica desde 2004, entrou apenas recentemente no mapa mundial de investimentos da indústria de energia eólica, tanto no que diz respeito à capacidade instalada quanto à fabricação de aerogeradores. Em 2008, a capacidade instalada em energia eólica no país não passava de 414 MW. Ao final de 2012, a capacidade instalada somava em torno de 2.000 MW ou 1,7% da capacidade total de geração de elétrica do país, mas a capacidade contratada já alcançava 8.381 MW. Além disso, o Plano Decenal de Expansão da Energia 2021 – PDE 2021 projetou que esse percentual deve alcançar 8,2% em 2021 (EPE, 2012). O Brasil também se tornou recentemente um polo de atração de subsidiárias de multinacionais de fabricantes de turbinas e componentes para a geração de energia eólica. Até 2008, o país abrigava apenas uma fabricante de equipamentos completos. Em 2012, esse número subiu para sete, não contando as fabricantes de componentes e partes de turbinas eólicas.

Nessas circunstâncias, é fundamental entender a função das políticas de promoção adotadas pela Brasil na expansão da energia eólica no país, bem como o papel que o país vem ocupando – ou poderia ter ocupado – nessa indústria.

Hipóteses principais

Em linha com o recorte teórico que norteia a pesquisa, o desenvolvimento do trabalho baseia-se nas seguintes hipóteses: (i) as políticas de inovação têm um caráter multifacetado e devem atuar de forma concomitante e coordenada em esferas diversas, que vão muito além da correção das falhas de mercado; (ii) as políticas de inovação coevoluem com a tecnologia e a indústria; (iii) o tipo de instrumento de promoção a ser adotado deve estar ajustado tanto ao momento que o país entra na indústria – no início, no meio ou no final da trajetória tecnológica – bem como aos seus objetivos aprendizado e domínio tecnológico. Essas hipóteses vão ser validadas com a construção dos quadros de referência das políticas de inovação em energia eólica dos países líderes. Especificamente para o caso brasileiro trabalha-se com as seguintes: (i) houve inadequação entre as políticas de inovação do país e o estágio de desenvolvimento da indústria no

mundo; (ii) os instrumentos disponíveis não foram e ainda não são suficiente para desencadear um processo de aprendizado tecnológico.

Procedimentos metodológicos

Para a elaboração dos quadros de referências, os países selecionados foram: Dinamarca, Alemanha, Estados Unidos, Espanha, Índia e China. A escolha deste conjunto de países atendeu aos seguintes critérios: (i) esses países lideraram crescimento da capacidade instalada em energia eólica no mundo nos últimos 30 anos; (ii) cada um deles tem ao menos uma fabricante nacional de turbinas entre as dez maiores do mundo; (iv) a fabricante nacional (ou as fabricantes nacionais) de cada um deles detém um fatia expressiva do mercado interno de turbinas; (vi) eles entraram na indústria em diferentes etapas, o que permite comparar as políticas de inovação daqueles que iniciaram a indústria e daqueles que entraram com a trajetória tecnológica em andamento; (v) dois deles são países em desenvolvimento.

Esse conjunto de países foi dividido em dois grupos: os pioneiros ou inovadores e os *latecomers* ou seguidores. No grupo dos pioneiros estão a Dinamarca, a Alemanha e os Estados Unidos. Esses países lideraram a criação da nova indústria a partir de inovações radicais, tendo como ponto de partida as políticas de oferta de tecnologia. No segundo grupo de países estão a Espanha, a Índia e a China. Esses países entraram na indústria em diferentes pontos da trajetória tecnológica, quando a tecnologia já estava em processo de amadurecimento, tendo como ponto de partida a importação de tecnologia dos países líderes e o aprendizado tecnológico.

Abordar os países pioneiros se fez necessário porque são eles que abriram os precedentes das políticas de inovação em energia eólica. Esses países ajudam a delimitar os instrumentos essenciais de promoção que compuseram ou ainda compõe as políticas de inovação da indústria em questão. Já os *latecomers* contribuem para sinalizar quais são os instrumentos de promoção que devem ser adicionados ou adaptados pelos países que entram tardiamente na indústria.

A construção dos quadros de referência partiu, primeiramente, de um mapeamento das políticas de inovação em energia eólica dos países selecionados. Relatórios de instituições especializadas, como a divisão de energia eólica da *International Energy Agency* (IEA), o *Global Wind Energy Council* (GWEC), documentos e páginas de internet de órgãos oficiais de governo relacionados às fontes alternativas de energia, além da literatura sobre políticas em NFRs,

formam a base principal dos materiais consultados para a realização desse mapeamento. Esse mapeamento compreende todo o período da indústria moderna de energia eólica, que se inicia logo após a crise do petróleo de 1973, tendo 2011 como ano final da pesquisa. Com isso, também se reconstitui a trajetória dessa indústria e se identifica em que momento cada país entrou na indústria de energia eólica.

Dessa trajetória, foi possível identificar que os instrumentos de promoção à energia eólica atuaram em três esferas principais de intervenção que compuseram as políticas de inovação em energia eólica: a das políticas tecnológicas, a das políticas de mercado e a das políticas industriais. Os quadros de referência dos dois conjuntos de países foram, então, organizados a partir dessas esferas. Essas esferas se abrem para os instrumentos principais utilizados pelos dois grupos de países.

Por refletirem a trajetória de desenvolvimento dos seus respectivos grupos de países – pioneiros e *latecomers* –, os instrumentos de promoção que compõem as esferas de intervenção (mercado, tecnologia e indústria) nem sempre se repetem entre um grupo e outro de países. Os *latecomers* replicaram instrumentos dos países pioneiros, especialmente na esfera de mercado, mas também adotaram outros, mais coerentes com o momento que entraram na indústria. Com isso, as bases ou unidades de análise dos quadros de referência não são iguais para os dois grupos de países, o que é natural já que dizem respeito a diferentes trajetórias – a da inovação e a do aprendizado tecnológico. Trata-se, portanto, mais do que uma opção metodológica, de um produto do que foi efetivamente observado para os grupos de países.

Apesar das diferenças nas unidades de análise, foi possível identificar a partir dos quadros de referência os parâmetros essenciais que devem nortear as políticas de inovação em energia eólica. É com base nesses parâmetros que se realiza a análise do caso brasileiro. Como o país entrou tardiamente na indústria, mas não se tornou um *latecomer*, nos termos colocados por esta tese, verifica-se, nesse caso, se a política brasileira abarcou os instrumentos essenciais das políticas de inovação em energia eólica e se esses instrumentos poderiam ter desencadeado um processo mais sólido de aprendizado tecnológico.

Estrutura da tese

A tese está organizada em cinco capítulos, além desta introdução e das conclusões. A ordem na qual eles são apresentados reflete a progressão e o encadeamento da análise a qual este trabalho se propõe.

Optou-se por abrir a tese com uma discussão teórica sobre as políticas de inovação que se aplica às NFRs como um todo, não sendo exclusivo à energia eólica. Essa discussão reproduz o debate recente sobre as políticas de promoção às NFRs e as diferentes abordagens em torno dessas políticas. Dessa forma, o primeiro capítulo encerra as seguintes funções dentro do escopo da tese: (i) fazer uma revisão da literatura recente sobre a promoção às novas NFRs de energia, enfocando a questão do avanço dessas novas tecnologias; (ii) situar o marco teórico que embasa o trabalho de pesquisa; (iii) fundamentar as hipóteses principais do trabalho; e (iii) agregar a discussão sobre as políticas de inovação às NFRs às especificidades dos países em desenvolvimento.

A energia eólica especificamente é o objeto do segundo capítulo, que apresenta uma contextualização dessa indústria. Essa contextualização tem as seguintes funções no escopo da tese: (i) situar o objeto em estudo; (ii) dar suporte à construção dos quadros de referência; uma vez que mostra os inter-relacionamentos entre as diversas esferas da indústria e situa o posicionamento dos países líderes; (iii) visa auxiliar na compreensão do caso brasileiro, já que a movimentação da indústria no mundo na última década contribui para explicar os entraves e o crescimento recente da indústria de energia eólica no Brasil (Capítulo 5).

O terceiro e o quarto capítulos trazem os quadros de referência. Os Capítulos 3 e 4 são, então, o corpo principal da tese, uma vez que são eles que permitem corroborar as principais hipóteses do trabalho. Ambos os capítulos têm a função de mostrar que as políticas de inovação se compõem de múltiplas esferas de intervenção e que cada uma destas esferas congrega um conjunto variado de instrumentos de incentivo que acompanham a evolução da tecnologia. Em ambos os capítulos, os instrumentos de promoção são apresentados no contexto das três principais esferas de atuação da política delimitadas a partir da construção dos quadros de referência – tecnológica, industrial e de mercado – com vistas a demonstrar essa multiplicidade. Além das funções comuns, os Capítulos 3 e 4 também têm funções específicas dentro da tese. O Capítulo 3 delimita o escopo das políticas de inovação em energia eólica. O Capítulo 4, por sua vez, mostra que essas políticas devem ser pensadas de acordo com o contexto de

desenvolvimento do país e da tecnologia e mostra também possíveis caminhos que poderiam ter sido escolhidos pelos Brasil.

A análise do caso brasileiro é apresentada no quinto capítulo. Este capítulo tem, então, a função de encerrar o objetivo principal da tese e mostrar as lacunas nas políticas brasileiras de inovação em energia eólica. O quinto capítulo tem também, como função secundária, contextualizar o caso brasileiro, pois se optou por apresentar as políticas e a indústria de energia eólica no Brasil no decorrer da análise.

CAPÍTULO I – Políticas de promoção às novas fontes renováveis: aspectos principais do debate recente

Este capítulo tem como objetivo principal situar o referencial teórico e os argumentos que norteiam o desenvolvimento do trabalho, quais sejam, de que as políticas de promoção às NFR devem atuar de forma coordenada em múltiplas esferas de intervenção, coevoluir com a tecnologia e ser coerente com o estágio de desenvolvimento do país. Nesse sentido, este capítulo também tem o papel de demonstrar que o debate sobre as políticas de promoção às novas tecnologias de energia deve ser ampliado.

Pode-se dizer que o debate recente está centrado na eficiência dos dois tipos principais de mecanismos adotados pelos paíse – o Sistema de Cotas e o *Feed-in Tarrifs* (FIT) – em contribuir para o avanço das novas fontes de energia. Em essência, esses mecanismos visam à correção de falhas de mercado que impedem a competição entre as NFRs e as fontes tradicionais, tendo por base os pressupostos da Economia Ambiental. Esses mecanismos têm como principal objetivo ampliar o consumo de eletricidade por novas NFRs e, com isso, alavancar um processo de aprendizado (*learning by using*) que venha impulsionar a redução dos custos das novas tecnologias de geração de energia.

Sendo assim, o capítulo trata brevemente desses mecanismos e abre a discussão para os aspectos que devem ser considerados dentro de uma política de inovação às NFRs. As cinco seções que compõem o capítulo estão ordenadas de forma que se possa visualizar a adição dos novos elementos ao debate e à progressão da discussão. Daí a opção de apresentar na primeira seção os mecanismos de criação de mercado e os principais argumentos que cercam esses mecanismos no que diz respeito à promoção das NFRs. A segunda seção tem o papel de situar a importância das políticas tecnológicas para o desenvolvimento de novas tecnologias de energia. Na terceira seção, a discussão expande-se ao retratar o caráter sistêmico, as especificidades e as barreiras ao desenvolvimento às novas NFRs de energia e, com isso, justificar a necessidade de uma intervenção governamental mais ampla. A quarta seção trata a questão do aprendizado tecnológico e da atuação das políticas de promoção nos países em desenvolvimento. Na quinta seção, a título de considerações finais, busca-se delimitar os aspectos essenciais dessas diferentes visões que embasam esta tese.

1.1. Os mecanismos de criação de mercado

Os mecanismos de criação de mercado, com algumas variações, se tornaram uma opção comum entre os países da OCDE nos anos 2000, especialmente os da Comunidade Europeia, como política de promoção das NFRs. A "*Directive on the promotion of electricity from Renewables energy sources in the internal electricity market*" (2001/77/EC, EU Directive, 2001), que fixou metas para ampliar a participação das NFRs para cada Estado-membro, desencadeou um conjunto de ações no sentido de atingir estas metas incidindo no menor custo possível.

Esta estratégia de criar um mercado cativo para novas tecnologias de energia não é nova. Em fins da década de 1970, o *Public Utility Regulatory Policies Act* de 1978 (PURPA) determinou que as distribuidoras norte-americanas comprassem eletricidade de fonte renovável de produtores independentes quando seus preços fossem menores que os custos evitados das concessionárias. Na Dinamarca, já no início dos anos de 1980, as concessionárias de energia elétrica passaram a ter como obrigação legal a compra de toda energia de fonte eólica gerada pelos produtores independentes. Essa energia também era beneficiada por subsídios.

O que ocorre é que nos anos 2000 os instrumentos de criação de mercado se popularizam entre os países europeus que têm que cumprir suas metas, abrindo espaço para um debate sobre a eficiência desses mecanismos na promoção das NFRs (HVELPLUND, 2001; MENANTAU, 2000; MEYER, 2003; LIPP, 2007; IEA, 2008; FOXON & PEARSON, 2007). Pode-se dizer que este debate está centrado na eficiência dos dois tipos principais de mecanismos adotados pelos países, o Sistema de Cotas e o *Feed-in Tarrifs* (FIT[1]) – ou simplesmente, preço *versus* quantidade, em contribuir para o avanço das novas fontes de energia.

Ambos os instrumentos terminam por se basear em único princípio: o de impor a aquisição por parte da distribuidora de energia elétrica da eletricidade derivada de fontes alternativas uma tarifa mais elevada do que a gerada por fontes convencionais. O custo adicional é rateado entre todos os consumidores de energia elétrica.

[1] Observou-se nos trabalhos em português sobre o assunto que não há um consenso sobre a tradução do termo. Silva (2006) traduz como Sistema de Alimentação de Rede, já Costa (2006) prefere não usar uma designação em português por considerar que não existe uma nomenclatura fácil, além de que a tradução literal (tarifa de alimentação) induziria a uma interpretação incorreta sobre o mecanismo. Por isso, optou-se por trabalhar com o termo em inglês.

De uma forma bastante geral[2], o FIT pode ser descrito como o mecanismo que garante mercado e um preço mínimo para a eletricidade gerada por NFRs, que é estabelecido pelo órgão regulador. As concessionárias têm a obrigação de comprar a eletricidade dos produtores independentes de energia a um preço estabelecido por lei, que pode ser definido a partir de um percentual adicional à tarifa paga pelo setor residencial, pelos custos de cada tecnologia em valor absoluto ou ainda pelos custos evitados do não uso das fontes convencionais (MENANTEAU et al., 2000).

O FIT apresenta a possibilidade de se impor tarifas específicas para cada tipo de fonte, diferenciando, assim, os estágios de desenvolvimento de cada uma delas, embora também possa haver uma única tarifa para todas elas. As garantias no médio ou longo prazo são uma característica desses instrumentos – os contratos duram em média 15 anos (MENANTAU, 2000). Esses critérios variam segundo os objetivos de política energética e das especificidades do setor elétrico de cada país (LIPP, 2007). Na prática, o FIT funciona como um subsídio direcionado aos produtores de eletricidade por NFRs que são estimulados a explorar a atividade até que o custo de produção se iguale à tarifa prevista pelo órgão regulador. O custo do subsídio pode ser partilhado entre todos os consumidores de eletricidade, como ocorre na Espanha e na Itália, por exemplo, ou somente por aqueles cuja concessionária local é obrigada a comprar eletricidade de NFRs, como se dá na Alemanha (desde 2000).

Um argumento comum a alguns estudos (MEYER, 2003; LIPP, 2007; IEA, 2008; FOXON & PEARSON, 2007) é o de que, ao possibilitar a fixação dos preços da energia com base na curva de aprendizado da tecnologia, o FIT proporciona mais chances de as NFRs que ainda não estão maduras se tornarem competitivas no longo prazo. E que as rendas diferenciais podem consistir num incentivo adicional à realização de investimentos em P&D e o possível avanço tecnológico pode-se traduzir em benefícios futuros para a sociedade. Argumenta-se ainda que a garantia de remuneração de longo prazo proporcionada pelo FIT – entre 15 e 20 anos – para qualquer quantidade de energia consiste num estímulo para a formação de mercados e a

[2] Para a discussão mais aprofundada desses mecanismos, ver Menanteau et al.. (2002) e Dutra (2007).

ampliação da escala de produção industrial dos equipamentos, reduzindo os custos de produção por kWh gerado.

Já no Sistema de Cotas, a lei determina que um percentual da eletricidade produzida e consumida derive de NFRs ao impor uma meta (ou quantidade) às concessionárias de eletricidade[3]. É o modelo "*political cota-certificate price market*" (HVELPLUND, 2001), posto que a quantidade de eletricidade seja fixada como uma cota, sendo o preço determinado pelo mercado. Nesse sistema, os agentes de mercado têm algumas opções para cumprir suas metas: eles podem comprar energia "verde" de produtores independentes em contratos de longo prazo, construir plantas próprias de geração de energia ou comprar certificados. A certa quantidade de eletricidade resultante de recursos renováveis emite-se um certificado (*certificado verde*), que se transforma em crédito, podendo ser comercializado entre as concessionárias. Daí o mecanismo também ser conhecido como sistema de comercialização de certificados[4]. As opções sempre levam em conta o menor custo e as melhores opções de custo, sendo, portanto, o mecanismo preferencial para os defensores da liberdade de mercado, como será visto adiante.

Os distribuidores que não cumprem com a meta recebem uma multa: o dinheiro arrecadado compõe um fundo que retorna às distribuidoras que atingiram suas obrigações, tendo por função estabelecer um teto para o preço cobrado do consumidor final. Não há nenhum requerimento sobre o tipo de energia a ser comprado, bastando que seja de origem renovável, exclusive as grandes hidroelétricas.

Dentre os países que adotaram o Sistema de Cotas está, de acordo com a IEA[5], o Reino Unido (em 2002), a Áustria (introduzido a partir do *Electricity Act* de 2000), a Bélgica (com o *Electricity Decree* de julho de 2000), Japão (com a *Special Measures Law* de 2002) e 15 estados

[3] A imposição da meta é geralmente sobre o consumo, com exceção da Itália, onde ela é imposta à produção (COSTA, 2006).
[4] A utilização dos certificados "verdes" não é exclusiva do sistema de cotas, podendo ser também empregada nos acordos voluntários para controlar a produção e a venda de eletricidade e flexibilizar o mercado. Os acordos voluntários consistem até hoje um instrumento de promoção das energias renováveis na Holanda (COSTA, 2006).
[5] International Energy Agency – www.iea.org

norte-americanos[6] em 2003. Apesar de ser relativamente novo, o sistema de quotas tem se tornado uma opção cada vez mais comum entre os países industrializados.

Segundo Foxon & Pearson (2007), no Sistema de Cotas, a busca pelo menor custo faz com que a escolha das distribuidoras sempre recaia sobre as fontes mais próximas de se tornarem competitivas. Coloca-se que o cumprimento de uma determinada cota de energia a um menor custo favorece somente os grandes *players* do setor, pondo em desvantagem os pequenos produtores. Ao analisarem a eficácia do *Renewable Obligation* (RO) no Reino Unido em promover o desenvolvimento das NFRs, Foxon e Pearson (2007) defendem que este incentivo, ao desconsiderar os diferentes estágios de desenvolvimento das tecnologias, não favorece a criação de nichos de mercado para cada uma delas em particular. Aquelas tecnologias que estão em estágios mais iniciais e são, portanto, mais caras aos compradores de energia, ficam desprotegidas frente às tecnologias que estão mais próximas de se tornarem competitivas.

Ainda dentre os mecanismos de criação de mercado, têm-se também os sistemas de leilão, através do qual se garante uma fatia de mercado para as NFRs negociadas em certames promovidos pelo órgão regulador. As propostas dos produtores de NFRs são classificadas em ordem crescente de custo até atingir a quantidade a ser contratada. A competição se dá em termos do preço do kWh. Os leilões têm, então, o papel de definir as tarifas a serem pagas pelas concessionárias aos produtores de NFRs selecionados, que saem deste processo com um contrato de longo prazo de fornecimento de energia e a garantia de pagamento no montante estipulado. Nesse caso, o subsídio usufruído pelo produtor de eletricidade é a diferença entre o preço determinado no leilão e o preço da energia no atacado. Observa-se que, ao contrário do FIT, nesse sistema o montante de energia a ser comercializado é previamente conhecido (MENANTEAU et al.., 2000).

Nesse caso, a promoção ou o incentivo se relaciona ao fato de que se trata (i) de um ambiente protegido da competição das fontes tradicionais de energia; (ii) o preço teto é, em tese, coerente com os custos das fontes alternativas; (iii) os investidores não incorrem no risco de

[6] No âmbito federal, os Estados Unidos tem um conjunto de incentivos fiscais e financeiros para a produção e o desenvolvimento das energias alternativas (eólica, solar, geotérmica e biomassa). No dos estados, há uma variação considerável no ambiente regulatório e nas políticas para eletricidade limpa (LIPP, 2007).

variação do preço da energia durante o período de duração dos contratos porque este é definido e fixado a partir do leilão; (iv) tem-se a segurança da longevidade e as características dos contratos de fornecimento de energia.

Nas últimas duas décadas, os leilões foram os instrumentos menos populares entre os países que buscam criar uma reserva de mercado para as NFRs. O Reino Unido empregou esse mecanismo durante a década de 90, substituindo-o pelo Sistema de Cotas no ano 2000. A França adotou, em 1996, sistema similar para promover a energia eólica (Programa *Eole* 2005) e o substituiu pelo FIT em 2000.

Os leilões para NFRs, se não forem específicos por fonte, depreendem o mesmo raciocínio utilizado para o Sistema de Cotas, pois serão selecionadas as fontes que apresentarem os menores preços ou os menores custos marginais. As tecnologias mais avançadas têm mais chances de vencer o certame, já que os geradores que as detêm podem sugerir preços menores. Além disso, vale lembrar que o sistema de leilão é o que apresenta o menor resultado em termos de capacidade instalada no contexto dos países da União Europeia. A incerteza em relação à rentabilidade do projeto, os custos de preparação para participar do leilão e os custos de transação estão entre os principais fatores que justificam os fracos resultados desse mecanismo de incentivo (MENANTAU, 2000).

Há ainda outros mecanismos, geralmente utilizados em caráter complementar àqueles acima mencionados, que podem contribuir para a expansão do mercado para as NFRs. O Quadro 1.1 traz um resumo dos principais instrumentos.

Quadro 1.1 – Instrumentos de desenvolvimento do mercado: objetivos e características

Instrumentos	Objetivos	Características
Incentivos ou subsídios fiscais	Reduzir custos de produção e consumo de eletricidade limpa	
Feed-in tariffs	Tornar a produção de eletricidade limpa atrativa aos produtores	Esquema financeiro que assegura um preço *premium* aos produtores
Sistema de Cotas	Ampliar a oferta de eletricidade limpa	Impõem metas anuais de produção e distribuição de eletricidade limpa às concessionárias de eletricidade
Certificado-verde	Ampliar o uso da eletricidade limpa impondo obrigação aos consumidores e produtores	Combina obrigação com certificação
Fundo de energia renovável	Apoiar ações específicas de apoio ao consumo e produção de energia limpa, inclusive P&D	Os recursos vêm, sobretudo, das multas relacionadas ao não cumprimento de metas de aumento da oferta de energia limpa ou redução do consumo de energia convencional
Sistema voluntário de energia limpa	Angariar recursos adicionais dos consumidores dispostos a pagar mais por energia limpa com vistas a reduzir o uso de recursos públicos	Atua através mobilização do interesse e apoio dos consumidores. Também é uma ferramenta para promover ações conjuntas entre setor púbico e privado

Fonte: adaptado de Gan, Eskeland & Kolshus (2007).

Independentemente do formato, é importante entender a abordagem ou raciocínio por trás desses incentivos, bem como o contexto no qual tais instrumentos se tornaram o elemento central das políticas de incentivo às NFRs.

A ideia geral é a de que esses instrumentos podem alavancar o desenvolvimento das novas tecnologias de geração de eletricidade por NFRs até que estas estejam condições de competir com as fontes tradicionais de energia. Quando chegam inicialmente ao mercado, as novas tecnologias estão distantes de alcançar seu melhor desempenho e ainda não detêm a confiança do consumidor. Em contraposição, as tecnologias tradicionais de geração de eletricidade já se beneficiaram por décadas dos efeitos de aprendizado (*learnig by using* ou *learning by doing*) e de economia de escala, proporcionados pela sua ampla adoção – quanto mais é adotada, mais eficiente se torna a tecnologia (ARTHUR, 1988). Os instrumentos de promoção têm, então, o papel de criar espaços para as novas tecnologias, nos quais processos dinâmicos de aprendizado se desencadeiam.

Os princípios que orientam a formulação desses mecanismos são semelhantes àqueles das políticas ambientais. Partem do pressuposto de que as fontes tradicionais de energia produzem externalidades negativas associadas ao seu uso – efeitos sobre a sociedade ou sobre o consumo que não se refletem diretamente no mercado ou no preço cobrado pelo produto. Daí a justificativa, nesse caso, da intervenção do poder público para a correção dessas imperfeições de mercado (ou das externalidades negativas) por meio do favorecimento das energias limpas.

Há que se entender também o contexto no qual os mecanismos de criação de mercado se popularizaram.

O setor elétrico vem se transformando ao longo das últimas duas décadas, especialmente no que concerne ao papel do Estado. Em linhas gerais, pode-se dizer que o Estado repassou a propriedade de parte dos ativos para a iniciativa privada e passou a ser predominantemente regulador. A privatização não reduziu a importância do governo, mas alterou os meios de intervenção. O governo ainda é o principal ator dos mercados de energia, exercendo influência sobre preço, *outputs* e estrutura de capital, mas a forma de atuação é outra: saiu do escopo das empresas nacionais, voltando-se para instrumentos mais explícitos de política e de controle regulatório (HELM, 2002).

Nesse novo contexto, a promoção das NFRs tem que ser feita de forma a se evitar conflitos entre a proposta de liberalização do setor elétrico e a imposição de medidas de promoção que não se coadunem com a proposta de mercado competitivo para o setor (Foxon et al.., 2005). Os países que têm como meta aumentar a geração de energia elétrica a partir NFRs são, então, orientados a buscar conciliar os preceitos de liberdade de mercado e os incentivos diretos à difusão dessas fontes.

As recomendações de política da *International Energy Agency* (IEA) refletem essa orientação. Segundo documento publicado pela Agência no final dos anos 90[7] (IEA, 1998), também enfatizam que os governos devem se limitar a atuar sobre as falhas de mercado ou sobre aqueles aspectos que apresentam claramente uso ineficiente de recursos. De acordo com a IEA, o papel do governo no processo de desenvolvimento das novas tecnologias deve ser racionalizado,

[7] "Enhancing the market deployment of energy technology: a survey of eight technologies"

devendo voltar-se exclusivamente para reduzir as barreiras às etapas finais do processo de desenvolvimento da tecnologia. E, a correção da distorção de preços deve ser o foco principal das políticas.

Neste cenário, as políticas para promoção às NFRs parecem seguir uma tônica única, já que os estudos sobre o tema e os documentos oficiais colocam de forma cada vez mais predominante que a criação de mercado deve ser a principal força motora para mudança tecnológica[8] (MEYER, 2003). Daí a utilização dos mecanismos como instrumento de promoção e também a emergência do debate em torno das vantagens e desvantagens de um ou outro mecanismo, seja em termo de custos para a sociedade ou para promover o avanço das NFRs.

1.2. O papel das políticas tecnológicas no desenvolvimento das novas NFRs de energia

Com o debate voltado predominantemente para os mecanismos de criação de mercado, que refletem a tônica principal das políticas atuais de indução pela demanda (ou *demand-pull*[9]), ficam ausentes as análises que tratam da oferta de tecnologia ou políticas tecnológicas voltadas para o desenvolvimento das NFRs. Essa ausência também ecoa os pressupostos da Economia Ambiental e as recomendações da IEA, quais sejam: as intervenções na demanda devem ser complementadas, caso necessário, por medidas focadas de política tecnológica para corrigir falhas de mercado relacionadas às questões de apropriabilidade.

No entanto, a promoção das tecnologias de energia não foge a regra de outras grandes inovações radicais, tais como os semicondutores, os computadores, os aviões, que se desenvolveram fortemente ancoradas em recursos e programas governamentais de pesquisa.

[8] A ênfase sai da promoção direta à P&D e volta-se para indução pela demanda. Ao analisarem as políticas de promoção às energias renováveis da Alemanha, Holanda, Suécia e Estados Unidos, Gan, Eskeland & Kolshus (2007) concluem que o incentivo à P&D ainda está presente nos países, mas somente a Suécia mantém esse tipo de política como instrumento-chave de promoção.

[9] A ideia por traz desta abordagem é a de que as políticas podem induzir o investimento em novas tecnologias ao criar demanda ou "necessidades", que ao serem identificadas pelas unidades produtivas do mercado, estimulam a busca por satisfazê-las a partir de iniciativas tecnológicas (MOWERY & ROSEMBERG, 1979). Em outras palavras, a garantia de mercado amplia a recompensa financeira das inovações (NEMET, 2009).

Além do caso clássico da energia nuclear, outros sistemas de conversão de energia também se beneficiaram dos subsídios governamentais[10] (LOITER & NORBERG-BOOM, 1999).

As NFRs de energia seguem a mesma tradição. A história da política de promoção à energia eólica dos Estados Unidos nos últimos 30 anos, por exemplo, é permeada por um conjunto de instrumentos de políticas e programas que atendem tanto o lado da criação de demanda quanto de oferta de tecnologia. Ambos os tipos de instrumentos essenciais para solidificar a energia eólica como parte do portfólio de geração de energia elétrica (Seção 3.1). O governo norte-americano teve participação direta e indireta na maioria das inovações radicais relacionada à indústria de energia eólica dos Estados Unidos (LOITER & NORBERG-BOOM, 1999).

Ou seja, os instrumentos do tipo *tecnology-push* ou de criação de oferta de tecnologia têm (ou tiveram) um papel essencial no desenvolvimento das novas tecnologias, como colocam alguns estudos (LOITER & NORBERG-BOOM, 1999; MENANTAU, 2000; BUEN, 2006; TAYLOR, 2008). Com isso, amplia-se o debate para além das vantagens e desvantagens dos mecanismos de criação de mercado.

Tendo geralmente como ponto de partida o retrospecto das políticas de promoção e a trajetória de desenvolvimento de uma tecnologia específica, tais estudos demonstram a necessidade da combinação de instrumentos que estimulem a criação de novas oportunidades tecnológicas. Esses estudos trazem um conjunto de evidências sobre a importância dos programas e orçamentos públicos para P&D direcionados para fontes específicas de energia.

Não cabe aqui reproduzir as histórias e descrições sobre as quais se embasam esses estudos, mesmo porque o terceiro e o quarto capítulo (Seções 3.1 e 4.1) trabalham com as experiências dos países líderes em energia eólica. Vale apenas ressaltar a principal contribuição deles, que é a de ratificar a importância das políticas voltadas à oferta de tecnologia ou à criação de novas oportunidades tecnológicas a serem exploradas. Essas políticas desempenham um papel

[10] Tem-se como exemplo as turbinas a gás, atualmente a tecnologia mais barata para geração de eletricidade, que se beneficiaram dos *spill-overs* da P&D militar da engenharia de jatos.

determinante na velocidade e na direção da inovação, mesmo quando se tratam de trajetórias tecnológicas bem estabelecidas (DOSI, 1982).

Vale, por fim, ressaltar que os programas de P&D não foram extintos à medida que a tecnologia avançava. Mudou-se o enfoque: a ênfase saiu da pesquisa básica e voltou-se principalmente para os projetos demonstrativos, testes de campo e novos designs de grandes turbinas. Ou seja, as atividades de P&D se tornaram mais direcionadas para o aprimoramento gradual da tecnologia, que começou a se firmar como opção de geração de energia elétrica (HARBONE & HENDRY, 2009).

Em suma, a política tecnológica deve considerar aspectos que vão muito além de minimizar os efeitos dos *spillovers* de conhecimento ou atuar sobre questões de apropriabilidade.

1.3. As políticas de promoção às novas NFRs pensadas a partir de abordagens alternativas do desenvolvimento econômico

Nesta seção, são trabalhados estudos recentes que analisam o desenvolvimento e a difusão das NFRs, cujos referenciais teóricos convergem com os principais argumentos desta tese. São apresentadas duas linhas de pesquisa que se complementam. Uma linha trata dos sistemas energéticos em sentido amplo, buscando dimensionar as barreiras à transformação destes sistemas e, por consequência, à difusão das NFRs. A outra linha de pesquisa parte de um plano mais específico, a da formação de sistemas de tecnológicos relacionados às NFRs. Ambas as linhas de pesquisa destacam o peso das intuições, que ganham um sentido bastante amplo.

1.3.1. As barreiras à difusão das novas NFRs e a necessidade de ampliar o escopo de intervenção governamental

Para entender as barreiras à difusão das NFRs, faz-se necessário lembrar, primeiro, que o avanço tecnológico não é aleatório. As tecnologias seguem por trajetórias conformadas por um conjunto de prescrições que orientam as ações dos agentes envolvidos no seu processo de transformação e aprimoramento (DOSI, 1982). Segundo, deve-se mencionar que o caráter direcionado e cumulativo do avanço tecnológico não diz respeito apenas ao conhecimento e às expertises que vão se congregando e se solidificando nas firmas e nas instituições científicas. A

cumulatividade também é influenciada pelo contexto sócio institucional (regulação, normas e valores sociais, estilos de vida etc.) no qual esse avanço ocorre. Há um claro processo de coevolução entre a tecnologia e o seu entorno sócio institucional, que contribui para reforçar seu caráter cumulativo e perpetuar as trajetórias tecnológicas em curso (DOSI, 1982; NELSON, 1994).

E as instituições, nesse caso, não contemplam somente àquelas que visam garantir o bom funcionamento do mercado (normas, leis, regulamentos, etc.), mas a toda estrutura de governança que dá suporte ao avanço tecnológico (programas governamentais de apoio à pesquisa, políticas públicas, sindicatos, estruturas comunitárias etc.); e o próprio comportamento dos agentes econômicos. Ou seja, as instituições também englobam os padrões humanos de interação ou formas como as pessoas agem e se relacionam para a realização das atividades econômicas sob determinadas formas de coordenação (NELSON & SAMPAT, 2001).

Com isso, a dinâmica coevolutiva do avanço tecnológico, ao mesmo tempo em que proporciona regularidade e perpetua trajetórias tecnológicas, pode criar um conjunto de obstáculos à emergência de novas tecnologias.

Em se tratando das NFRs, ressalta-se que essas tecnologias devem adentrar um mercado no qual já existem tecnologias provendo os mesmos serviços há décadas. E que, portanto, as tecnologias tradicionais de geração de energia já se beneficiaram enormemente dos retornos crescentes de adoção. Esses retornos são proporcionados pelos efeitos de aprendizado (*learning by doing e learning by using*), ganhos de economia de escala e outros efeitos, tais como as externalidades de rede (resultante do crescimento da rede de usuários) e o progresso técnico das indústrias relacionadas (interdependência tecnológica). Esses efeitos conferem grande vantagem às tecnologias já existentes frente às novas tecnologias (ARTHUR, 1988).

Além disso, as tecnologias de energia têm um forte componente sistêmico. Nenhum processo de transformação de energia é independente: o *output* de um processo é o *input* de outro processo. Todas as tecnologias de energia, em graus diversos, dependem uma das outras e devem ser vistas como um conjunto de componentes inter-relacionados conectados em uma rede, conformando um amplo sistema técnico. As externalidades de rede oriundas das interações sistêmicas que se estabelecem entre tecnologias, infraestrutura e indústrias relacionadas se

multiplicam em razão tanto das próprias redes físicas, quanto das redes de informação que se estabelecem (MARTIN, 2000).

A interdependência, nesse caso, se estende também às rotinas de produção, às relações usuário-produtor, às leis, às normas etc., constituindo um contexto que possibilita coordenar e perpetuar o conhecimento, as habilidades e os recursos necessários para manutenção de expansão dos sistemas de energia. Os mecanismos de coordenação, tais como a criação de padrões e convenções, bastante necessários para o crescimento de indústrias em rede, também alimentam essa interdependência.

Há, então, um conjunto de inter-relacionamentos técnicos, econômicos e institucionais característicos dos sistemas de energia que reforçam o caráter cumulativo e *path-dependent* das tecnologias que compõem esse sistema, mas também criam um problema de compatibilidade em vários aspectos (técnicos ou institucionais). Isso amplia as barreiras à difusão de novas tecnologias ou a emergência de novos sistemas de energia (KEMP, 1997; UNRUH, 2000). A interdependência tecnológica pode, por exemplo, ser acentuada pela imposição legal de padronizações técnicas. No campo econômico, pode-se mencionar o fato que a introdução de uma nova tecnologia pode demandar a substituição de partes significativas do sistema produtivo, gerando um problema de obsolescência tecnológica.

Os inter-relacionamentos crescentes criam cada vez mais estabilidade à trajetória tecnológica ou ao *regime tecnológico*[11] em voga, o que, por consequência, faz aumentar a inércia dos sistemas de energia e reduzir a possibilidade de mudança ou de inserção de novas tecnologias. E, o governo também tem participação na manutenção dessa inércia – seja por razões políticas (segurança nacional, regulação de monopólios etc.) ou através de políticas de promoção que ainda beneficiam as tecnologias tradicionais de energia (UNRUH, 2000).

[11]Unruh (2000) usa o termo Complexo Tecno-institucional. O termo busca expressar a interação entre as tecnologias e entre estas e as instituições públicas (medidas regulatórias, agências públicas etc.) ou privadas não comerciais (tais como associações industriais) e organizações sociais que atuam na construção e governança dos grandes sistemas tecnológicos. Kemp (1998) e Kemp, Schot & Hoogma (1998), ao seu turno, buscam um novo sentido para o conceito de *regime tecnológico* de Nelson & Winter (1982), acrescentando ao rol de prescrições que conformam as "atividades de solução de problemas" que surgem no contexto de aprimoramento das tecnologias as questões de ordem técnica, as variáveis econômicas e os aspectos sociais relativos à tecnologia ou ao sistema tecnológico.

Levando essa situação ao extremo, pode-se dizer que não é tão fácil escapar do *lock-in* do carbono (UNRUH, 2000), pois ainda que existam, as alternativas tecnológicas disponíveis para firmas e consumidores podem ser bastante limitadas. Essa limitação não se dá somente por questões de desempenho e de custo das novas tecnologias frente às dominantes, mas também porque as conexões entre a tecnologia e o contexto socioeconômico ou organizacional são precárias (KEMP, 1997). Nessa perspectiva, o setor elétrico está "aprisionado" no modelo de geração centralizada em grandes centrais térmicas (ou hidroelétricas no caso do Brasil), que vêm se beneficiando há décadas dos retornos crescentes proporcionados pelos aprimoramentos dos recursos técnicos, institucionais, humanos e financeiros.

O quadro 1.2 consiste de uma tentativa em sistematizar as principais barreiras à inserção das NFRs nos sistemas atuais de energia ou à emergência de novos sistemas. O quadro também tem o papel de enfatizar que o desafio de promover o desenvolvimento dessas fontes vai além da correção de falhas de mercado ou da criação de oferta de tecnologia.

Quadro 1.2 – Barreiras à inserção de novas tecnologias nos sistemas energéticos

Tecnológicas - Complexidade: incompatibilidade entre a tecnologia e a infraestrutura física e técnica, lembrando que as novas tecnologias devem interagir com componentes dos sistemas no qual são inseridas; - Imaturidade: adoção limitada implica em custos elevados (baixa escala de produção) e pouca adequação às necessidades dos usuários; - incerteza e risco
Infraestrutura e manutenção - Incompatibilidade entre a infraestrutura de distribuição de energia e a distribuição geográfica das unidades de produção de energias renováveis (topologia); - Incompatibilidade da infraestrutura de manutenção que é própria às tecnologias dominantes;
Econômicas *Relacionadas à demanda* - Desconhecimento das expectativas e preferências de consumidores e usuários: cria incerteza para introdução de novas tecnologias no mercado pelos fabricantes; - Preço elevado do produto: novas tecnologias ainda não se beneficiaram das economias de escala e outros efeitos decorrentes do aumento da adoção; *Relacionadas à oferta*- custos mais elevados - ausência de fornecedores - Investimentos iniciais elevados: ausência de mecanismos de financiamento pode desencorajar potenciais adotantes; - Risco de obsolescência das unidades produtivas: o modelo de produção centralizada das térmicas ou hidroelétricas pode ser substituído unidades descentralizadas de geração de energia elétrica por NFRs; - Risco de obsolescência das competências relacionadas às tecnologias dominantes; - Aprimoramento das tecnologias dominantes posterga o investimento em novas tecnologias (efeito "sailing ship").
Regulatórias e relacionadas políticas governamentais - Estruturas regulatórias incompatíveis com a nova tecnologia: - Aversão ao risco por parte dos governos: mudanças podem ter custo político ao contrariar interesses dos atores vinculados às tecnologias dominantes; - Falta de ações direcionadas por parte do governo que definam o papel das novas tecnologias no sistema energético: gera ausência de sinalizações claras que minimizem as incertezas futuras de planejadores, investidores e fabricantes.
Culturais e sociais - Ceticismo: decorrente da falta de familiaridade, notícias de mau-funcionamento etc. e incerteza derivada da intermitência dos recursos (vento, sol); - Baixa de aceitação social: decorrente da falta de confiabilidade ou outras razões, como a estética (impacto visual das turbinas eólicas).

Fonte: adaptado de Kemp, Schot & Hoogma (1998) e Tsoutos & Samboulis (2005).

Dessa forma, a abordagem das políticas atuais relacionadas às novas tecnologias de energia deve ser questionada. Essas políticas, ao atuarem principalmente em esferas isoladas de intervenção, como a demanda por energia (Seção 1.1), acabam tratando o desenvolvimento das NFRs apenas como tecnologias individuais, deixando em segundo plano a interação dessas tecnologias com os sistemas de energia em voga. As políticas, inclusive, têm como foco o desempenho individual de cada tecnologia, abstraindo sua interação com os grandes sistemas de energia (TSOUTOS & STAMBOULIS, 2005).

As políticas devem ter em vista que a difusão das NFRs preconiza uma transformação dos sistemas energéticos atuais, tanto em termos tecnológicos, quanto organizacionais e institucionais, para acomodar as novas tecnologias (KEMP, 1997; KEMP, SCHOT & HOGMA, 1998; UNRUH, 2000). Ou seja, há que emergir um novo "regime tecnológico" ou um novo "complexo sócio institucional" específico às NFRs ou ao menos que seja capaz de acomodar as novas tecnologias de energia.

A recomendação principal, nesse caso, é que seja aplicado um conjunto coordenado de medidas que atue em frentes diversas, ou seja, tanto no desenvolvimento da tecnologia, quanto na criação do mercado e no desenvolvimento de um contexto sócio institucional apropriado às suas especificidades (KEMP, 1997; KEMP, SCHOT & HOGMA, 1998; UNRUH, 2002, TSOUTOS & STAMBOULIS, 2005; SANDÉN & AZAR, 2005). Na prática, a conjugação de instrumentos de política diversos, atuando em várias esferas, pode contribuir para a criação de "espaços protegidos" ou nichos de mercado (KEMP, 1997). Nesses espaços, as novas tecnologias podem desenvolver suas próprias trajetórias, amparadas por um contexto econômico, social e institucional que se constrói e coevolui em torno delas.

Além do apoio à P&D e à criação de mercado (por meio de compras governamentais, regulação, políticas fiscais, subsídios ao investimento etc.), constam, nesse caso, como principais recomendações de medidas de política:

- a imposição de metas claras em relação aos objetivos energéticos e ambientais com vistas a reduzir a incerteza sobre os mercados futuros;
- a disponibilização de instrumentos, tais como os projetos demonstrativos, que integrem fornecedores, organizações de pesquisa e consumidores na busca por soluções para problemas relativos à tecnologia, a apropriabilidade dos ganhos da inovação, aceitação social etc.;
- o ajustamento da regulação às características da nova tecnologia como, por exemplo, a padronização de componentes e procedimentos de testes, os parâmetros para a obtenção de certificados ambientais etc.;
- a adaptação do sistema educacional para que este seja capaz de prover as novas indústrias de mão de obra com qualificações compatíveis

- o desenvolvimento de novas infraestruturas compatíveis com a nova tecnologia; etc.

Essa lista não esgota as sugestões, mas indica como as políticas podem atuar de forma concomitante no desenvolvimento da tecnologia e na minimização das barreiras de naturezas diversas. Em outras palavras, deixa explícito que as esferas de intervenção são variadas e vão além do desenvolvimento do mercado e da criação de oportunidades tecnológicas. E, que a criação de novas trajetórias tecnológicas – ou o rompimento de antigas trajetórias – é um desafio que vai muito além de internalizar as externalidades.

1.3.2. O papel das políticas na formação e expansão dos sistemas tecnológicos em novas tecnologias de energia

Na forma de complemento à perspectiva apresentada na seção anterior, pode-se ainda sugerir que novos sistemas tecnológicos precisam se formar para fazer frente ao domínio dos combustíveis fósseis para que a transformação dos sistemas de energia em vigor comece a tomar proporções mais significativas (JACOBSSON & BERGEK, 2004).

Os sistemas tecnológicos podem ser entendidos como um conjunto de tecnologias inter-relacionadas que derivam de uma aglomeração de inovações radicais e incrementais inseridas num ambiente econômico e social específico. Não devem ser esquecidas, nesse caso, as inovações de caráter organizacional e gerencial, haja vista a importância delas para o desenvolvimento de várias indústrias ao longo da história (CLARK, FREEMAN & SOETE, 1981; FREEMAN, 1991). Um sistema tecnológico também pode ser visto como a interação de uma rede de atores de uma área tecnológica específica, sob uma determinada infraestrutura institucional, com o propósito de gerar, utilizar e difundir a tecnologia[12] (CARLSSON & STANKIEWICZ, 1991).

Considera-se que, em se tratando políticas com o intuito de formar e expandir sistemas tecnológicos relacionados às NFRs – e na integração dessas tecnologias com os sistemas de

[12] A estrutura analítica proposta por Jacobsson & Bergek (2004), Jacobsson & Lauber (2006), Alkemade et. al (2007); Bergek, Hekkert & Jacobsson (2007), autores citados ao longo desta seção, tem como ponto de partida esse conceito de sistema tecnológico, baseado na rede de atores diferenciar do conceito de sistemas tecnológicos de Huges (1987).

energia em voga –, as duas definições são válidas e se complementam, já que os sistemas de energia envolvem atores e tecnologias diversas que se inter-relacionam como visto na seção anterior. Além disso, ambas as definições:

- estão de acordo que o surgimento de novos sistemas tecnológicos pode estar diretamente relacionado ao nascimento, ao crescimento e à maturidade de novas indústrias (CLARK, FREEMAN & SOETE, 1981) ou à formação e à expansão[13] de novas indústrias (JACOBSON & BERGEK, 2004, JACOBSSON & LAUBER, 2006, ALKEMADE, KLEINSCHMIDT & HEKKERT, 2007; BERGEK, HEKKERT & JACOBSSON, 2007);

- destacam a maior importância das inovações secundárias ou inovações incrementais – advindas dos processos de aprendizado e que se intensificam com o crescimento dos mercados – frente às inovações básicas, na formação e expansão dos sistemas tecnológicos (CLARK, FREEMAN & SOETE, 1981; JACOBSON & BERGEK, 2004, JACOBSSON & LAUBER, 2006, ALKEMADE, KLEINSCHMIDT & HEKKERT, 2007; BERGEK, HEKKERT & JACOBSSON, 2007);

- partilham que a mudança social (CLARK, FREEMAN & SOETE, 1981) ou o alinhamento institucional (JACOBSON & BERGEK, 2004, JACOBSSON & LAUBER, 2006, ALKEMADE, KLEINSCHMIDT & HEKKERT, 2007; BERGEK, HEKKERT & JACOBSSON, 2007) é essencial para a difusão da tecnologia ou expansão dos sistemas tecnológicos.

Nessas circunstâncias, é possível inferir que para uma ou outra definição as políticas ou medidas de promoção devem ser coerentes com a formação dos sistemas tecnológicos, com o crescimento ou com a expansão autossustentada desses sistemas e com o contexto no qual eles estão inseridos. A inadequação das políticas ou medidas de promoção pode bloquear o desenvolvimento dos sistemas tecnológicos em vez de induzir o desenvolvimento dos mesmos (JACOBSON & BERGEK, 2004, JACOBSSON & LAUBER, 2006, ALKEMADE, KLEINSCHMIDT & HEKKERT, 2007; BERGEK, HEKKERT & JACOBSSON, 2009).

[13] As fases de formação e de expansão dos sistemas tecnológicos são caracterizadas a partir da literatura do ciclo de vida do produto. Sendo assim, o período de formação e o período de expansão dos mercados que se diferenciam não somente em termos de taxa de crescimento do mercado, mas também em termos de características da mudança tecnológica e da estrutura industrial (ABERNATHY & UTTERBACK, 1979). Já Freeman, Clarke & Soete (1982) estão buscando relacionar o aparecimento de clusters de inovações com o ciclo de Kondratiev e os efeitos expansionistas sobre a economia.

E, para que as possibilidades das políticas e os seus respectivos instrumentos atuarem de fato como indutores, e não como bloqueadores, devem ser observadas algumas recomendações.

Em primeiro lugar, não há como estabelecer uma "receita" pré-determinada associando determinadas medidas de política a determinadas funções dos sistemas tecnológicos com base nos casos de sucesso. As medidas de política devem ser coerentes com as características e com o estágio de desenvolvimento do sistema em questão. Ressalta-se que o que funciona como catalisador em um determinado sistema pode não ter o mesmo efeito em outro contexto. Isso significa que a implementação das políticas – e seus respectivos instrumentos – deve ser precedida por um conhecimento prévio das funções do sistema e do contexto em questão por parte dos *policy-makers*.

Por funções do sistema, entendem-se: a criação e a difusão de novos conhecimentos; o direcionamento das atividades de pesquisa de usuários e fornecedores, no que diz respeito ao potencial de desenvolvimento de uma nova tecnologia e a escolha de designs específicos; a mobilização de recursos financeiros, humanos, de capital e outros ativos complementares; o desenvolvimento de externalidades positivas, essenciais para formação de clusters, mediadas ou não pelo mercado; e a formação de mercados[14] (JACOBSON & BERGEK, 2004, JACOBSSON & LAUBER, 2006, ALKEMADE, KLEINSCHMIDT & HEKKERT, 2007; BERGEK, HEKKERT & JACOBSSON, 2007).

Em segundo lugar, há que se ter em mente que essas funções são interdependentes. As políticas e seus instrumentos devem, portanto, atuar de forma coordenada sobre o sistema tecnológico como um todo. A integração de diferentes instrumentos de política e instituições governamentais, tais como ministérios e agências vinculados às novas tecnologias e às tecnologias dominantes de energia, é primordial.

Em terceiro lugar, as políticas e seus instrumentos devem contribuir para que ocorra um alinhamento ou adaptação institucional em todas as instâncias que possam permear as funções do

[14] A identificação dessas funções, segundo os estudos mencionados nesta seção (JACOBSON & BERGEK, 2004, JACOBSSON & LAUBER, 2006, ALKEMADE ET. AL, 2007; BERGEK, HEKKERT & JACOBSSON, 2007), tem como objetivo propor um referencial de análise para orientar o entendimento sobre o funcionamento dos sistemas tecnológicos específicos e, por consequência, a elaboração de políticas.

sistema tecnológico. A política de ciência e tecnologia, por exemplo, deve incorporar medidas que fomentem a criação de novos conhecimentos e a política educacional, por sua vez, deve providenciar recursos humanos com novas qualificações. Por outro lado, as políticas fiscais, regulações de mercado, entre outros aspectos que impactam diretamente na atuação das firmas, também devem ser contemplados nesse processo de ajustamento (JACOBSSON & BERGEK, 2004).

E, esse alinhamento institucional também diz respeito à inserção do sistema tecnológico num contexto institucional mais amplo, ou, consonante ao tratado na seção anterior, na minimização das barreiras ao avanço das NFRs e na inserção dessas fontes nos sistemas energéticos. Considerando uma função específica, como a formação de mercado, por exemplo, constata-se que esta requer adaptações institucionais que vão além da criação de espaços protegidos para as novas tecnologias (ou reservas de mercado), pois depende da mudança de outros aspectos, tais como a regulação da padronização[15](JACOBSSON & LAUBER, 2006).

Em se tratando da passagem dos sistemas tecnológicos para a próxima fase, a da expansão, as políticas têm como desafio ajudar a catalisar um processo de retroalimentação positivo. Esse processo é estimulado a partir dos investimentos iniciais realizados no período de formação que crie círculos viciosos, levando o sistema tecnológico, num segundo momento, a uma expansão autossustentada (JACOBSSON & BERGEK, 2004). E, o alinhamento institucional deve acompanhar essa dinâmica evolutiva dos sistemas tecnológicos.

É na fase de expansão ou difusão que os mercados começam a crescer e as vantagens se tornam mais claras, atraindo novas firmas para o sistema, o que amplia a cadeia de valor e intensifica o processo de aprendizado. Os mecanismos de preço ganham maior importância no contexto institucional, em detrimento de outros mecanismos, como incentivos a projetos demonstrativos, por exemplo. Esses mecanismos de preço tornam-se um meio de proporcionar benefícios aos investidores em infraestrutura de geração ou manufatura de equipamentos e de

[15] A formação de um novo mercado – ancorado geralmente pela concessão de subsídios governamentais, a emergência das firmas e outras formas de organizações e, consequentemente a formação de coalizões específicas de apoio que proporcionam legitimidade a nova tecnologia marcam a fase inicial de formação dos sistemas tecnológicos.

minimizar as incertezas em relação aos mercados futuros para as NFRs de energia. Os mecanismos de criação de mercado, por exemplo, tem um papel essencial, mas ao seu tempo.

Disso conclui-se que a importância ou a efetividade das políticas ou dos mecanismos de promoção depende do momento e do contexto no qual eles são aplicados. Sendo assim, a formação e a expansão dos sistemas tecnológicos reforçam a necessidade de um quadro institucional dinâmico e coerente com o estágio de desenvolvimento da tecnologia.

1.4. As novas tecnologias de energia e as questões que envolvem os países em desenvolvimento

Ao debate recente sobre as políticas de promoção às novas tecnologias de energia ou NFRs deve ser acrescentada a questão dos países em desenvolvimento. Todos os aspectos envolvendo a promoção das NFRs abordadas ao longo deste capítulo são oriundos de estudos que têm como base de suas análises a experiência dos países avançados.

Nos últimos dois anos, vêm surgindo alguns trabalhos tratando da questão da transferência dessas tecnologias para os países em desenvolvimento (como, por exemplo, o de Mizzuno, 2007), principalmente Índia e China, como uma medida imprescindível para o combate às mudanças climáticas. No entanto, não foram encontrados trabalhos que questionem o fato de algumas NFRs (o principal exemplo é a eólica) já estarem num ponto avançado das suas trajetórias de desenvolvimento e de que algumas tecnologias já são claramente dominadas por um grupo restrito de países. O leque de oportunidades não está mais tão aberto em se tratando de algumas novas NFRs, em contraponto aos níveis cada vez mais elevados de apropriabilidade e cumulatividade das tecnologias.

Considerando que o aprendizado não é automático, nem previsível, tem-se que os benefícios de ordem ambiental não devem ser o único aspecto a ser considerado pelos países em desenvolvimento. A dependência tecnológica se torna uma questão cada vez mais premente, de forma que os países que optarem por incorporarem as NFRs em suas matrizes elétricas já se veem diante de três opções: fazê-lo através da importação de equipamentos (e tecnologia) ou da atração de fabricantes multinacionais ou empreender um esforço de aprendizado tecnológico.

A forma como um país administra o seu desenvolvimento e a mudança tecnológica é o que o diferencia em relação aos outros, tendo em vista que todos estão diante do mesmo contexto de acesso (ou falta de) a tecnologias e equipamentos disponíveis no mundo (LALL, 2005). E, se o caminho escolhido para as NFRs for o do aprendizado, isto significa que as políticas de promoção às NFRs devem levar em consideração questões adicionais, especialmente aquelas relativas ao processo de dominar a tecnologia estrangeira ou de *catching-up* tecnológico.

Primeiro, o país que visa empreender o *catching up* tecnológico deve ser capaz de criar seu próprio processo de coevolução que instaure uma dinâmica de aprendizado e que leve posteriormente a desenvolvimentos autônomos. E, a primeira forma de aprendizado consiste no modo mais ou menos autônomo como o país importa a tecnologia: por meio da atração de Investimento Direto Estrangeiro (IDE) ou do licenciamento tecnológico ou de outra transação que envolva a transferência de tecnologia para uma empresa doméstica (NELSON, 2006). A tecnologia internalizada pela empresa multinacional pode restringir esse processo ao domínio das atividades operacionais essenciais ao processo produtivo (*know-how*). A incorporação da tecnologia por empresas domésticas vai demandar a compreensão da tecnologia (*know-why*), podendo proporcionar um aprimoramento das aptidões tecnológicas (LALL, 2005).

Em segundo lugar, o país precisa ir além da cópia (ou imitação duplicativa), que pode constituir numa vantagem competitiva de curto prazo se os custos salariais forem compensadores, mas não se vai se traduzir em uma estratégia de industrialização sustentável no longo prazo. É a imitação criativa ou engenharia reversa que proporciona interação intra e extra empresa. Esta interação vai se intensificando na medida em que os produtos se tornam mais complexos, abrangendo, inclusive, universidades e institutos de pesquisa (NELSON & KIM, 2005), ou seja, abrem-se espaços para formação de sistemas de inovação locais e o desencadeamento de trajetórias autônomas.

Em terceiro lugar, enfatiza-se que a trajetória tecnológica dos países em processo de desenvolvimento passa por fases diferentes daquelas dos países avançados. Em linhas gerais, pode-se dizer que os países avançados partem geralmente de uma inovação radical, que ganha formatos variados nos nichos de mercado que vão se constituindo. Posteriormente, estabelece-se um design dominante e se atingem capacidades e escalas de produção relevantes. Por fim, o produto ou o processo se torna altamente padronizado, prevalecendo as inovações incrementais

(ABERNATHY & UTTERBACK, 1978). Já os países em desenvolvimento passam pelas fases de aquisição da tecnologia importada (geralmente madura), na qual as atividades de produção se restringem a montagem dos insumos estrangeiros. Depois, eles passam pela fase da assimilação, na qual o aumento da concorrência entre aqueles que adquiriram a tecnologia podem desencadear esforços locais, de caráter técnico (não de P&D), tal como a engenharia reversa[16]. Por fim, chegam à fase de aperfeiçoamento da tecnologia, na qual as atividades de P&D se tornam relevantes, se a estratégia for a de realizar melhoramentos criativos de produtos já existentes (KIM, 2005).

Nessas circunstâncias, como devem, então, atuar as políticas de promoção? Teriam as políticas dos países em desenvolvimento os mesmos componentes acima mencionados (demanda, oferta de tecnologia etc.)? As análises das estratégias de desenvolvimento dos países de industrialização recente trazem algumas contribuições nesse sentido. Essas contribuições podem pontuar os elementos essenciais que devem compor uma estratégia de promoção voltada para o aprendizado, ainda que esses trabalhos tenham como foco outras indústrias que não a de energia elétrica.

Segundo Kim (2005) – que tem como base de análise o processo de *catching up* da Coréia do Sul –, a criação de mercado (ou demanda por novas tecnologias) é o primeiro passo de uma estratégia de promoção de aprendizado. Mas, nesse caso, o mercado ganha uma conotação bastante diferente daquela do início deste capítulo. No caso dos países em desenvolvimento não se trata de corrigir a desvantagem de uma nova tecnologia frente à antiga, mas de criar um mercado interno – e uma indústria local – para uma tecnologia já madura. Dessa forma, ganha relevância a aplicação de incentivos à formação de capital, à substituição de importações (por exemplo, acesso ilimitado a insumos estrangeiros) etc., e, principalmente, à proteção do mercado local, como instrumentos para a criação de um mercado interno e obtenção de economias de escala[17].

---

[16] Lembrando a instauração de um processo de imitação por meio de engenharia reversa também não é uma tarefa simples, tendo que vista que a atividades e habilidades necessárias são as mesmas do processo de inovação em P&D (KIM, 2005).

[17] Tem-se ciência de que o contexto de política internacional atual é bem diferente daquele de 30 anos atrás e que algumas medidas de política industrial não são mais aplicáveis em razão das regras da Organização Mundial do Comércio (OMC). Porém, considera-se que a estrutura analítica proposta por Kim (2005) para analisar a experiência da Coréia é bastante válida para

As políticas de oferta de tecnologia (ou políticas tecnológicas) devem dispor, especialmente nas fases iniciais da trajetória de aprendizado, de instrumentos específicos, que impulsionem a incorporação da tecnologia estrangeira pelos atores locais, e não a realização de P&D. Nisto, entram os incentivos à transferência de tecnologia e à importação de bens de capital (principal fonte de aprendizado, através da engenharia reversa), por meio de concessões fiscais, descontos alfandegários etc. As restrições à importação de tecnologias que podem competir com aquelas em desenvolvimento no mercado interno também fazem parte do pacote. Os institutos de pesquisa, ao seu turno, têm o papel de auxiliar as empresas no processo de aquisição e transferência de tecnologia estrangeira.

Os incentivos à P&D e a infraestrutura pública de pesquisa ganham relevância quando a tecnologia estrangeira já foi dominada e começa a ser melhorada por iniciativas locais. Neste momento, o setor privado percebe a importância da P&D e inicia a construção de estruturas próprias de pesquisa. Aos institutos públicos de pesquisa cabe a execução de programas que apoiem as atividades das empresas, tais como programas de qualidade, desenvolvimento de produtos estratégicos etc. É também neste momento, quando o país já "aprendeu" a fazer e volta-se para o aprimoramento, que toma corpo o processo de liberalização do mercado interno. Caem, então, as restrições às importações, ao acesso do investimento direto estrangeiro etc. A promoção da competição torna-se, então, um elemento essencial na estratégia de desenvolvimento, que foca agora a inovação, já passada a fase do aprendizado (KIM, 2005).

Obviamente, esses passos de intervenção governamental (e as políticas sugeridas para cada etapa da trajetória dos países em desenvolvimento) não esgotam o repertório de atuação do governo como facilitador do aprendizado tecnológico. Esses passos também não podem constituir uma receita a ser replicada em outros contextos. Mesmo porque há um conjunto de outros fatores, além das políticas de promoção, a serem considerados que podem influenciar o processo de aprendizado e produzir resultados totalmente diferentes quando aplicado em contextos diversos. Entre os principais estão: a qualidade da educação formal que impacta no desenvolvimento e na

---

demonstrar que a trajetória de desenvolvimento dos países em desenvolvimento tem uma dinâmica específica e que as políticas têm que ser coerentes com esta dinâmica. Além disso, no Capítulo 3, será possível observar que a China reproduziu muitos aspectos da estratégia da Coréia para desenvolver sua indústria de energia eólica na última década.

acumulação de capacidades tecnológicas pelas empresas; o ambiente sociocultural, que diz respeito às crenças, normas e valores da sociedade que influenciam a forma de atuação da força de trabalho, e que influenciam a forma como as empresas são estruturadas e administradas (KIM, 2005).

O contexto nacional de capacidade tecnológica e empresarial e o grau de sofisticação da demanda local também influem no processo de aprendizado, podendo determinar a duração e os custos envolvidos, tais como as perdas decorrentes da ineficiência produtiva, por exemplo. Nos países em desenvolvimento, de uma forma geral, a base de conhecimento interno para dominar a tecnologia é limitada e a estrutura de suporte às empresas, bem como as instituições e o capital humano, são subdesenvolvidos (LALL & TEUBAL, 1998).

Em suma, as esferas identificadas ao longo do capítulo – a política da demanda, a política da oferta e a adaptação institucional – se repetem como elementos fundamentais de uma estratégia de promoção ao aprendizado e ao domínio futuro da tecnologia. A diferença fica por conta da forma como essas políticas são aplicadas e do tempo de cada uma. Ou seja, do momento em que uma ou outra ganha maior ou menor ênfase nas fases da trajetória de desenvolvimento da tecnologia.

1.5. Considerações Finais

O capítulo demonstrou que as questões que envolvem os sistemas de energia, bem como o avanço das novas tecnologias de energia são complexas e multifacetadas, de forma que depreendem a conjugação de instrumentos múltiplos e coordenados de política. Também se ressaltou que esses instrumentos devem ser dinâmicos e acompanhar a evolução da tecnologia. Tratando os sistemas tecnológicos de modo mais específico, o caráter dinâmico e coevolutivo do contexto institucional ficou ainda mais evidente, além da necessidade de se conhecer previamente o contexto no qual o instrumento de incentivo será aplicado. E, quando os países em desenvolvimento e a questão do aprendizado tecnológico são adicionados à discussão, as políticas de inovação ficam ainda mais complexas, já que outros elementos devem ser levados em consideração.

Dessa forma, o capítulo cumpriu o papel de ampliar o debate em torno das políticas de inovação às NFR. O debate recente (HVELPLUND, 2001; MEYER, 2003; LIPP, 2007; IEA,

2008 etc.) está centrado na eficiência dos mecanismos de criação de mercado ou da promoção do desenvolvimento da tecnologia pelo lado da demanda. No entanto, o capítulo elencou as razões pelas quais a atuação dessas políticas deve ir muito além da correção das falhas de mercado ou da indução do avanço tecnológico através da demanda.

Em primeiro lugar, colocou-se que a oferta de tecnologia também é um componente importante das políticas de promoção às novas fontes de energia. Um conjunto de estudos mostrou que os países líderes em NFRs vêm investindo em programas de P&D há várias décadas (LOITER & NORBERG-BOOM, 1999; MENANTAU, 2000; BUEN, 2006; TAYLOR, 2008). Os casos dos países líderes em fontes alternativas são geralmente utilizados como evidências de que os instrumentos de criação de mercado se mostraram eficazes para promover o avanço das tecnologias alternativas de energia. No entanto, essa análise deve agregar outros componentes, especialmente o fato de que as bases e as capacidades tecnológicas vêm sendo construídas e aprimoradas por esses países há bastante tempo. E, que quando a indução pela demanda começou dar o tom das políticas de promoção, os programas de pesquisa focados no desenvolvimento daquelas fontes já vinham cumprindo o seu papel.

Em segundo lugar, foram trazidas as abordagens alternativas à Economia Ambiental, que enfatizam o caráter cumulativo e coevolutivo do avanço tecnológico e que destacam o caráter sistêmico da inovação. Nesse sentido, foi observado um conjunto de trabalhos (KEMP, 1997; KEMP, SCHOT & HOGMA, 1998; UNRUH, 2002, TSOUTOS & STAMBOULIS, 2005; SANDÉN & AZAR, 2005; JACOBSON & BERGEK, 2004, JACOBSSON & LAUBER, 2006) em linha com as abordagens evolucionárias e sistêmicas do desenvolvimento econômico, que vêm tratando do avanço das NFRs de energia, bem como tentando situar o papel das políticas de promoção. Por esses trabalhos, depreendeu-se que há todo um quadro sócio institucional que se constitui em torno das fontes tradicionais de energia – e coevolui com elas – e que torna a competição com as novas fontes uma questão muito mais ampla do que a simples correção de preço.

Em terceiro lugar, adicionou-se a perspectiva dos países em desenvolvimento, já que o objetivo final do estudo em questão é analisar o caso brasileiro. Nesse caso, partiu-se da visão de que adoção das NFRs de energia por esses países deve implicar esforços tecnológicos compatíveis para se dominar suas respectivas tecnologias. Para tanto, recorreu-se aos estudos

(LALL, 2005; NELSON & KIM, 2005; KIM, 2005) que tratam do processo de aprendizado tecnológico dos países em desenvolvimento de uma forma geral, como um meio de somar mais esse aspecto à discussão sobre as políticas de promoção às NFRs.

É essa visão ampliada da discussão que vai nortear, posteriormente, a construção dos quadros de referência das políticas de inovação em energia eólica apresentados nos Capítulos 3 e 4. Os quadros de referência, por sua vez, vão corroborar a necessidade dessa visão ampliada.

CAPÍTULO 2 – A indústria de energia eólica no mundo: tecnologia, atores principais e países líderes

Este capítulo tem por objetivo apresentar uma contextualização da indústria de energia eólica. Essa contextualização visa mostrar os avanços, as movimentações recentes e o funcionamento da indústria de energia eólica no mundo, destacando o fato que o crescimento da atividade de geração está fortemente atrelado à fabricação doméstica de turbinas e componentes.

A indústria de energia eólica envolve aspectos e questões variadas e pode ser tratada sob óticas diversas. Além disso, tem-se o fato de que a energia eólica é só mais uma das várias fontes de geração dentro do setor elétrico (hidráulica, gás natural, carvão mineral, derivados de petróleo, biomassa, etc.), interagindo, portanto, diretamente com este setor que, por si só, é um vasto objeto de análise. Sendo assim, este capítulo se atém àquelas questões e aspectos da indústria que dizem respeito aos objetivos da tese. O capítulo não trata, por exemplo, dos impactos da inserção dessa fonte de energia nos sistemas elétricos, porque estes impactos não estão dentro do escopo das políticas de inovação em energia eólica, mas das políticas e planejamento concernentes ao setor elétrico como um todo.

Optou-se por abrir o capítulo com uma seção que aborda resumidamente a tecnologia e seus principais avanços – o entendimento da tecnologia facilita a compreensão das seções posteriores. Na segunda seção, são identificados os principais atores da indústria de energia eólica, evidenciando a forte interação entre a atividade de geração e fabricação de equipamentos, bem como a divisão de papéis que vem se consolidando na indústria. A terceira seção apresenta o crescimento da energia eólica no mundo e situa os países líderes em capacidade instalada, bem como aqueles que vêm puxando o crescimento recente da indústria. A quarta seção trata da fabricação de turbinas eólicas, mostrando também as empresas e os países que lideram esta atividade, bem como as mudanças recentes na organização da indústria e distribuição das unidades produtivas. A última seção faz as considerações finais, destacando os aspectos que contribuem para o desenvolvimento subsequente do trabalho.

2.1. A tecnologia e seus principais avanços

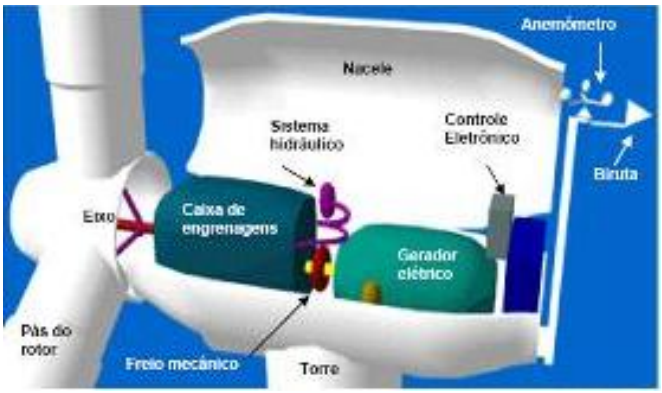
A energia eólica advém diretamente da energia solar. O aquecimento diferenciado da atmosfera, em virtude da orientação dos raios solares e dos movimentos da terra, ocasiona variação na massa específica e nos gradientes de pressão das camadas de ar, fazendo com que elas se movimentem. A energia eólica é, portanto, a energia cinética contida nas massas de ar em movimento canalizada pelos ventos. A energia cinética é transformada em energia mecânica pelo rotor do aerogerador[18] e, depois, em energia elétrica, no gerador. Por depender da incidência solar e de outros fenômenos meteorológicos, a energia eólica é uma fonte intermitente.

Em teoria, a potência que pode ser extraída dos ventos é proporcional ao cubo da velocidade do vento e diretamente proporcional a área varrida pelas pás. Todavia, apenas uma parte dessa potência é capturada pelas turbinas.

A turbina eólica está estruturada em três macrocomponentes: a torre, o rotor de pás e a nacele. É na nacele, carcaça montada sobre a torre, que é colocada a maior parte dos demais componentes da turbina, tais como o gerador e a caixa de engrenagem. A Figura 2.1 ilustra a arquitetura básica de uma turbina.

[18] O rotor gira em razão das forças aerodinâmicas, principalmente as forças de sustentação, em detrimento das forças de arrasto. Para que as turbinas eólicas entrem em operação, é necessária uma velocidade mínima do vento (geralmente, em torno de 4 m/s). Por outro lado, ventos muito fortes podem danificar o equipamento e impactar excessivamente a tensão da rede elétrica à qual a turbina está conectada. Por isso, a movimentação das hélices é controlada por mecanismos que limitam a potência máxima gerada à potência nominal do aerogerador.

Figura 2.1 – Principais componentes de uma turbina eólica



Torre - é o elemento que sustenta o rotor e a nacele na altura adequada ao funcionamento da turbina eólica (esse item estrutural de grande porte é de elevada contribuição no custo inicial do sistema).
Rotor - é o componente que efetua a transformação da energia cinética dos ventos em energia mecânica de rotação. No rotor são fixadas as pás da turbina. Todo o conjunto é conectado a um eixo que transmite a rotação das pás para o gerador, muitas vezes, através de uma caixa multiplicadora.
Nacele - é o compartimento instalado no alto da torre e que abriga todo o mecanismo do gerador, o qual pode incluir: caixa multiplicadora, freios, embreagem, mancais, controle eletrônico, sistema hidráulico.
Caixa de multiplicação (transmissão) – é o mecanismo que transmite a energia mecânica do eixo do rotor ao eixo do gerador.
Gerador – é o componente que tem função de converter a energia mecânica do eixo em energia elétrica.
Mecanismos de controle – as turbinas eólicas são projetadas para fornecerem potência nominal de acordo com a velocidade do vento prevalecente, ou seja, a velocidade média nominal que ocorre com mais frequência durante um determinado período.
Anemômetro - Mede a intensidade e a velocidade dos ventos, normalmente, de 10 em 10 minutos.
Pás do rotor – Captam o vento e convertem sua potência ao centro do rotor.
Biruta (sensor de direção) – São elas que captam a direção do vento, pois ele deve estar perpendicular à torre para se obter um maior rendimento.

Fonte: CE-Eólica/PUC-RS (2011).

As turbinas eólicas passaram por avanços significativos nas últimas três décadas, mas a arquitetura básica ou design que se tornou dominante no mercado - com rotores de eixo horizontal do tipo hélice compostos por três pás, posicionado a montante das torres[19] - mudou pouco.

[19] O design que domina atualmente já coexistiu com o modelo de rotor vertical, com o modelo de duas pás e com os rotores posicionados à jusante das torres, mas a configuração atual tende a produzir menos barulho.

A transformação mais evidente está no tamanho dos equipamentos, sendo acompanhada pelo avanço dos materiais, dos processos e até mesmo na logística. Houve, claramente, inovações em design, mas elas se concentram essencialmente em maximizar o desempenho das turbinas e no desenvolvimento dos componentes e no uso de novos materiais. Essas inovações foram no sentido de aumentar a eficiência, aumentar a confiabilidade e a integração com os sistemas elétricos locais e reduzir as perdas na geração, aspectos diretamente relacionados com o incremento do tamanho dos equipamentos (EWEA, 2009a).

Enquanto que em meados dos anos de 1980 a capacidade média dos equipamentos era de 150 kW, com rotor de 15 metros de diâmetro, em 2010, a maioria das turbinas instaladas em terra firme (*onshore*) tinham capacidade entre 2 e 3 MW, com rotor entre 80 e 100 metros de diâmetro. As turbinas instaladas em alto mar (*offshore*) eram ainda maiores, com capacidade entre 3,6 e 5 MW. A necessidade de otimizar os custos de instalação *offshor*e, especialmente aqueles relacionados à fundação, tem impulsionado a fabricação de equipamentos cada vez maiores (GWEC, 2011).

As turbinas maiores, além de possibilitarem o acesso a melhores condições de vento (ventos mais estáveis e mais velozes) e, claro, a geração de mais eletricidade, permitem economias de escala bastante relevantes. O custo de vários componentes, como os sistemas de controles, por exemplo, não varia proporcionalmente ao tamanho da turbina. Além disso, o crescimento das turbinas levou também a ganhos de escala com a infraestrutura de instalação dos parques eólicos, tais como abertura de vias de acesso, fundações, cabeamento para conexão à rede elétrica etc., reduzindo os custos por MW instalado (EWEA, 2009a).

Atualmente, predominam no mercado mundial as turbinas de velocidade variável, com mecanismo de controle de passo[20], em oposição às de velocidade constante, com controle estol[21],

[20] O controle de passo (*pitch)* atua sobre a inclinação das pás, fazendo com que elas girem em torno do seu eixo longitudinal; isto é, as pás mudam o seu ângulo de passo para reduzir o ângulo de ataque sempre que a velocidade do vento ultrapassa a potência nominal do aerogerador. É um sistema ativo que entra em ação mediante as informações recebidas do dispositivo instalado na turbina que compara as velocidades do vento.

[21] O controle estol (*stall)* permite que, quando aumenta a velocidade do vento, se reduzam as forças de sustentação e aumentem a força de arrasto. Para isso, é escolhido um ângulo de passo para fixar as pás, que não podem girar em torno do seu eixo longitudinal e têm um design específico para que o efeito ocorra. Trata-se de um sistema passivo que a reage à velocidade do vento.

que lideravam o mercado até meados dos anos 2000[22]. Os geradores de velocidade variável precisam de um conversor de frequência eletrônico, necessário para fazer a conexão à rede elétrica, de forma a estabilizar a frequência variável produzida pela rotação da turbina que vai se movimentar de acordo com a velocidade do vento. As principais razões apontadas para o domínio dos equipamentos de velocidade variável são que estes proporcionam maior flexibilidade operacional e são mais "*grid friendliness*", pois permitem uma operação contínua das turbinas, mesmo durante regimes de faltas elétricas, além de serem capazes de produzir energia reativa (EWEA, 2009b).

Outras mudanças tecnológicas já são observadas, como a forma de conexão ao gerador, por exemplo, mas ainda não há uma vertente única. O modelo ainda mais utilizado é o que emprega multiplicadores de velocidade (como o da Figura 2.1) para acoplar o rotor ao gerador. O modelo alternativo já não usa o multiplicador, acoplando o rotor diretamente ao gerador. Com todos esses avanços não está distante o tempo de se alcançar o limite teórico de 59% da eficiência máxima observada por Betz.

Além das turbinas e dos materiais e processos a elas subjacentes, devem ser mencionados também os avanços tecnológicos em outras áreas, especialmente das ferramentas de análise e medição dos ventos.

Os recursos eólicos são tidos como o principal determinante da rentabilidade dos investimentos em parques eólicos. As condições locais de vento são um componente essencial do cálculo dos riscos econômicos. Quanto mais acurada as estimativas sobre o potencial eólico de um dado sítio, menores as incertezas sobre o potencial real de geração do empreendimento e, portanto, sobre seus custos e lucratividade. O atlas eólico consiste num primeiro indicador do potencial eólico de uma região. É amplamente reconhecido que o desenvolvimento do *European Wind Atlas Methodology* nos estágios iniciais da indústria de energia eólica teve mais impactos para os ganhos de produtividade na produção de eletricidade do que os melhoramentos no design das turbinas (EWEA, 2009b).

[22] Em 2009, dos 95 modelos (acima de 1 MW) disponíveis no mercado, 72 eram de velocidade variável, contra nove de velocidade fixa e 14 com sistema de velocidade combinado (EWEA, 2009a)

Vale também lembrar que o vento é intermitente e que o bom funcionamento do sistema elétrico requer um equilíbrio apurado entre a oferta e a demanda por energia. A possibilidade de armazenar eletricidade é limitada e a estabilidade na quantidade de carga que é injetada nas redes é fundamental para se preservar a qualidade da eletricidade entregue ao consumidor final.

Há basicamente três tipos de estimativas relacionadas aos recursos eólicos. Há aquelas que enunciam o potencial eólico de um sítio específico ou até uma região e orientam os estudos de viabilidade e as instalações dos parques eólicos. Há as ferramentas de previsão de longo prazo, que indicam o comportamento dos ventos do sítio ao longo dos anos, prevendo a variação na produção anual de energia e a rentabilidade do parque. E há também as ferramentas de curto prazo, de um a sete dias, que possibilitam programar com maior precisão as cargas de energia que serão entregues pelo parque eólico e um melhor aproveitamento da energia eólica pelo sistema elétrico (EWEA, 2009b). O domínio tecnológico dessas ferramentas e de outras relacionadas aos outros tipos de estimativas é da Dinamarca, o que explica a alta penetração da energia eólica no sistema elétrico desse país.

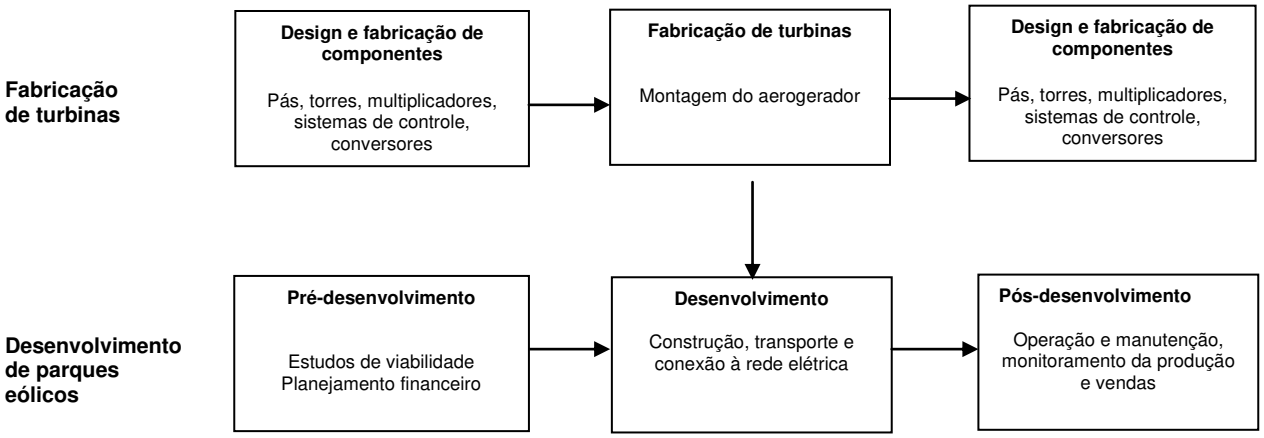
2.2. Os principais atores da indústria de energia eólica

Os principais atores da indústria de energia eólica podem ser subdivididos em três categorias:

- a dos que fabricam equipamentos – as fabricantes de turbinas e os fornecedores de componentes para turbinas;
- a dos que planejam, constroem e mantêm os parques eólicos – as empresas de planejamento, construção e logística de parques eólicos, as firmas de consultoria e design de parques eólicos, os provedores de serviços de manutenção e operação de parques eólicos; e
- a dos que produzem e investem em energia eólica – as concessionárias de eletricidade, os produtores independentes de energia e investidores com interesse puramente financeiro.

A Figura 2.2 apresenta uma cadeia de valor simplificada da indústria de energia eólica que facilita o entendimento do papel desses atores na indústria.

Figura 2.2 – Cadeia de valor da indústria de energia eólica



Fonte: Lema et al.. (2011).

Essa distribuição de papéis na indústria, especialmente entre a fabricação de componentes e o desenvolvimento de parques eólicos, também é recente, o que ajuda a explicar o fato de ainda não haver uma divisão tão clara entre esses papéis. Há um conjunto de razões para que as relações entre usuários e produtor da tecnologia ao longo da trajetória de desenvolvimento da indústria de energia eólica sejam sobrepostas.

Comparados às tecnologias de geração de eletricidade por combustíveis fósseis, para as quais os custos se concentram, principalmente, nos gastos com combustíveis e de operação e manutenção (O&M), os sistemas eólicos são intensivos em capital. As turbinas consistem no principal custo de implantação de um parque eólico e podem representar, somados os custos de transporte e instalação, entre 65 a 84% do custo total dos projetos *onshore,* dependendo do país, do modelo do equipamento, da localização do parque eólico, etc. Essa proporção muda bastante quando se tratam das instalações *offshore.* Os custos de capital dessas instalações representam praticamente o dobro do dos sistemas *onshore* e são mais distribuídos, pesando os custos de conexão e infraestrutura, etc. em alto-mar (Quadro 2.1).

Quadro 2.1 – Distribuição dos custos de capital dos sistemas eólicos nos países da OCDE, 2009

	Onshore	Offshore
Custos de capital (USD/kW)	1.700-2.450	3.300-5.000
Custo da turbina (%)	65-84	30-50
Custos de conexão à rede elétrica	9-14	15-30
Custos de infraestrutura (%)	4-16	15-25
Outros custos (%)	4-10	8-30

Fonte: Compilado por IRENA (2011)

O fato de um parque eólico demandar investimentos substanciais em capital nas suas fases iniciais de implantação impacta na sua viabilidade financeira. É necessário que estejam disponíveis em torno de 80% do montante total a ser investido ainda durante a fase de construção do parque (que dura aproximadamente dois anos). Por outro lado, por não dependerem do fornecimento de combustíveis, os custos de geração de energia elétrica são completamente previsíveis, o que é uma vantagem da energia eólica (BLANCO, 2009). Nessas circunstâncias, a participação das fabricantes de turbinas, como desenvolvedoras e proprietárias de parques eólicos, foi o caminho encontrado por essas empresas para viabilizar o financiamento desses investimentos até que a indústria atingisse certa maturidade.

A participação das concessionárias de eletricidade e grandes produtores de energia (como a Shell, por exemplo) como principais investidores em capacidade instalada em energia eólica é uma tendência que se consolidou somente na segunda metade dos anos 2000 (MERRIL LYNCH, 2007), revertendo, a partir de então, o modelo de investimento observado nos países pioneiros. Os recursos para instalação dos parques eólicos em países como Dinamarca e Alemanha provinham principalmente de instituições financeiras locais, sendo requisitados por investidores independentes (BUEN, 2006) – entre os quais as próprias fabricantes de turbinas eólicas e outros de origem variada (indústrias correlacionadas, comunidade, etc.), atraídos pelos incentivos e subsídios governamentais a esse tipo de energia. Hoje, com a indústria já consolidada, as fabricantes não têm mais que financiar a construção dos parques eólicos, porém, a disponibilidade de canais de financiamento e as condições de pagamento ainda são essenciais para viabilizar a construção desses empreendimentos.

Os desenvolvedores de parques eólicos que planejam e constroem os empreendimentos também começaram a ganhar espaço na indústria a partir de meados dos anos 2000, quando a

indústria iniciou seu movimento de consolidação, abrindo caminho para novas oportunidades de negócio e a incorporação de novos atores. Os desenvolvedores são geralmente empresas de serviços de engenharia que viram a oportunidade de entrar em um novo negócio. Até meados dos anos 2000, era bastante comum que o planejamento e a administração de parques, e até mesmo a produção de energia, ficassem a cargo das fabricantes de turbinas eólicas. Isso ainda ocorre principalmente nos países nos quais a cadeia de desenvolvimento de parques eólicos não avançou no mesmo passo que a cadeia de manufatura de turbinas[23] (LEMA et al., 2011). A espanhola Gamesa e a indiana Suzlon, por exemplo, são duas das grandes fabricantes mundiais de turbinas que ainda atuam no pré-desenvolvimento e no desenvolvimento de parques eólicos.

Sendo assim, hoje se pode dizer que há duas lideranças na cadeia da indústria de energia eólica: as fabricantes de turbinas eólicas, comandando a manufatura de equipamentos e componentes, e as concessionárias de eletricidade e produtores independentes de energia, puxando o desenvolvimento de parques eólicos.

Já em 2006, as concessionárias de eletricidade e algumas grandes empresas de energia foram responsáveis por 50% dos novos incrementos em capacidade instalada daquele ano (BTM, 2007). As grandes concessionárias europeias de energia adotaram uma estratégia bastante agressiva para expandir seus portfólios de energia eólica, adquirindo parques eólicos já em operação e também projetos de parques eólicos em estágios iniciais de desenvolvimento. Na Espanha, as grandes concessionárias – Acciona, Endesa, EDP e Iberdrola – já controlavam, em 2006, 70% da capacidade instalada total em energia eólica em operação no país (MERRIL LYNCH, 2007).

Nesse novo contexto, as concessionárias de eletricidade e as grandes empresas de energia se tornaram os alvos preferenciais das fabricantes de turbinas. A garantia e a promessa de novos contratos proporcionada por esse tipo de investidor, cujo negócio principal é a geração de energia, dá visibilidade e aumenta a confiança na energia eólica. Nesse ínterim, as fabricantes de

[23] Assim como na indústria de turbinas, a cadeia de desenvolvimento de parques se desenvolveu primeiro e se encontra muito mais avançada nos países pioneiros. Na pioneira Dinamarca, por exemplo, a cadeia de desenvolvimento de parques eólicos, incluindo O&M, vendas etc., já concentra quase que 40% dos empregos da indústria de energia eólica do país. Já na China, a cadeia de desenvolvimento de parques eólicos ainda é bastante falha, tanto pela falta de firmas em quantidade suficiente para atender a demanda por construção de parques eólicos no país, quanto pela falta de competências internas, especialmente nas fases de pré-desenvolvimento e pós-desenvolvimento (LEMA et al., 2011).

turbinas passaram a comprometer suas capacidades produtivas dos anos subsequentes com poucos grandes produtores de energia (MERRIL LYNCH, 2007). Essa nova dinâmica, ditada pelo poder de investimento dos grandes produtores, somada ao aumento do preço das matérias-primas (principalmente o aço)[24], contribuiu para crescimento dos custos de capital, invertendo a tendência de queda verificada desde o final da década de 1980[25]. Os preços das turbinas voltariam a cair em 2010, como um reflexo tardio da crise econômica de 2008, ainda que o ritmo de expansão da capacidade instalada em energia eólica no mundo não tenha se reduzido em 2009 (ROLAND BERGER, 2011).

O Quadro 2.2 mostra a evolução dos custos de instalação dos sistemas eólicos nos países líderes nos anos 2000.

[24] O próprio aumento do tamanho das turbinas e as economias de escala proporcionadas por este crescimento, já que o preço é determinado pelo diâmetro do rotor, e os gargalos na cadeia de suprimento de componentes para turbinas eólicas também contribuíram para o aumento dos custos de capital.

[25] Historicamente, os custos de capital seguiram por uma trajetória de declínio nos países pioneiros no desenvolvimento da energia eólica desde meados da década de 1980 até o início dos anos 2000, graças ao desenvolvimento da tecnologia e aos ganhos de economia de escala. Sabe-se que a cada geração de turbinas que a Dinamarca adicionou ao seu portfólio naquele período, os custos de instalação dos parques eólicos no país caíram entre 4-5% - uma nova geração de turbina foi introduzida aproximadamente a cada dois anos. Comparando as turbinas dinamarquesas que entraram no mercado na década de 1980 a aquelas que entraram nos anos 2000, a redução dos custos de capital chega a 50% (EWEA, 2009a). Esta trajetória se inverte nos anos 2000, quando os custos de instalação dos parques eólicos se elevam nos países pioneiros.

Quadro 2.2 – Custo de instalação dos sistemas eólicos *on-shore* nos países líderes, 2003-2010

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
				(em US$/kW de 2010)				
Dinamarca	790	725	886	1.331	1.503	1.759	1.840	1.367
Alemanha	1.044	956	1.084	1.750	1.979	2.174	2.122	1.773-2.330[26]
Estados Unidos	752	683	849	1.522	1.840	2.124	2.144	2.154
Espanha	903	802	896	1.657	1.802	2.086	1.770	1.882
India[27]	-	-	-	-	1.075	1.152	1.194	1.460
China[28]	-	-	-	-	1.472	1.463	1.392	1.287-1.354

Fonte: adaptado de IRENA (2011).

Ao entrar no negócio de energia eólica, o intuito principal das concessionárias europeias era o de ampliar seus portfólios de energias renováveis e cumprirem as metas estipuladas pela União Europeia para incremento dessas fontes. Entretanto, outras razões devem ser mencionadas para que essas empresas, e outras grandes empresas de energia, tenham-se voltado para a energia eólica na segunda metade dos anos 2000:

- a energia eólica é uma opção mais rápida – a construção de um parque leva de três a cinco anos – para fazer frente ao crescimento da demanda por eletricidade;
- pode minorar a exposição dos riscos de abastecimento e variação dos preços do petróleo e do gás natural;
- a "janela de oportunidade" aberta pela crise financeira que se iniciou em 2008, reduzindo o acesso ao crédito para pequenos e médios investidores do setor e o preço dos ativos (locação de terra, equipamentos e *know-how*) de energia eólica;

[26] A Alemanha trabalha com duas faixas de custos de instalação de parques eólicos porque o seu sistema de incentivo ao preço da energia diferencia alto potencial eólico e baixo potencial eólico, pagando mais no segundo caso (Seção 3.1), o que permite que se invista em turbinas maiores e mais caras do que em outros mercados (com torres mais alta e rotor com diâmetro maior, compatível como tamanho do gerador) para captar as melhores velocidades de vento nas áreas de menor potencial eólico.

[27] O tamanho dos equipamentos também é o principal fator que explica os custos da Índia. A média do tamanho dos equipamentos instalados no país só ultrapassou a faixa de 1 MW no ano de 2009, a média da Dinamarca e da Alemanha já estava em torno de 2 MW. O incremento recente dos custos do país para 2010 reflete um misto de crescimento do tamanho médio dos equipamentos instalados no país, bem como das condições macroeconômicas locais que elevaram os custos de investimento dos parques eólicos (GWEC/WISE/IWTMA, 2011).

[28] A principal explicação para essa diferença de custos da China em relação aos países da OCDE está no preço das turbinas (Seção 2.4.4).

- os incentivos sobre o preço da energia eólica (p.e. *feed-in tarriffs* e isenção fiscal) somados à redução de custo proporcionada pelo avanço da tecnologia tornaram essa fonte de energia uma opção bastante atrativa;
- a preocupação das empresas com imagem: os investimentos em energia eólica são usados como bandeiras nas questões relacionadas ao meio ambiente (ROLAND BERGER, 2010).

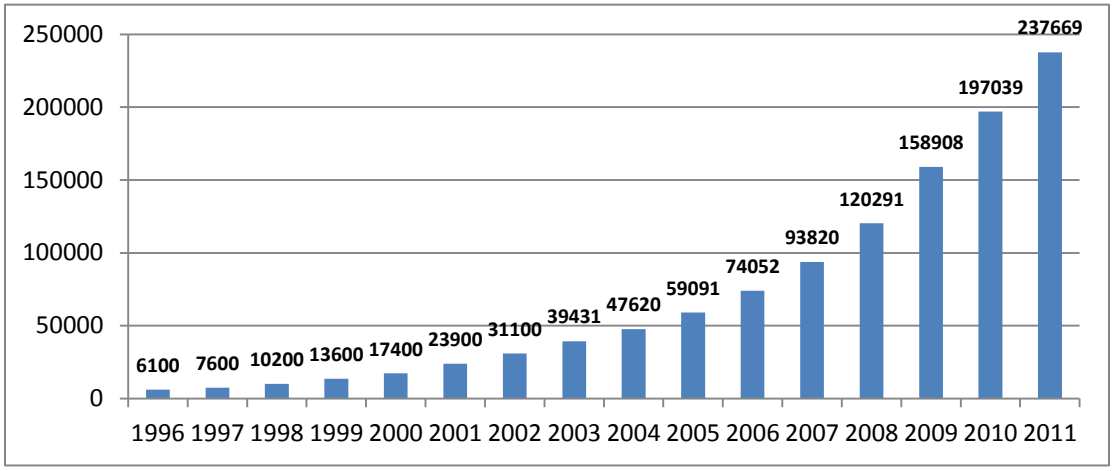
A emergência das concessionárias de eletricidade como principais investidoras em ativos de geração de energia configurou, então, uma nova dinâmica para a indústria e norteou o caminho do seu amadurecimento em termos de organização industrial. Até então, a energia eólica estava à margem do setor elétrico, adentrando as redes de distribuição por meio de obrigatoriedades impostas pelo arcabouço regulatório. Atualmente, essa fonte de energia, em especial nos países líderes em capacidade instalada, é uma opção real de geração de eletricidade. Dessa forma, assim como a geração térmica e hidráulica, a energia eólica segue para se tornar um negócio restrito a grandes empresas de energia.

2.3. Evolução da capacidade instalada e os países que lideram o crescimento da energia eólica no mundo

A capacidade acumulada em energia eólica cresceu 30% ao ano, em média, desde meados da década de 90. Desde 1995, a capacidade acumulada em energia eólica no mundo dobrou a cada quatro anos aproximadamente, alcançando 237,6 GW em 2011 (Figura 2.3). Apesar de essa expansão ter se dado num ritmo menor em 2011, em função da crise financeira global, não há sinais de que essa tendência de crescimento vá se inverter nos próximos anos[29].

[29] O IEA *World Energy Outlook 2010 New Policies Scenario* (IEA, 2011) estima que a capacidade instalada global em energia eólica aumente em mais de 400% até 2035.

Figura 2.3 – Capacidade acumulada em energia eólica no mundo – 1996-2011 (em MW)



Fonte: GWEC (2012).

Em se tratando da participação da energia eólica na soma das potências instaladas de todas as fontes produtoras de energia elétrica, esta respondeu por 33% de toda a capacidade instalada entre 2000 e 2009 na Europa e por 10% nos Estados Unidos. Somente no ano de 2009, a energia eólica representou 39% de toda a capacidade instalada na Europa, atingindo o mesmo percentual nos Estados Unidos. Na China esse percentual foi de 16% em 2009. Considerando a capacidade global, a energia eólica participou com 20% na soma das potências de todas as fontes instaladas em 2009 (IPCC, 2011).

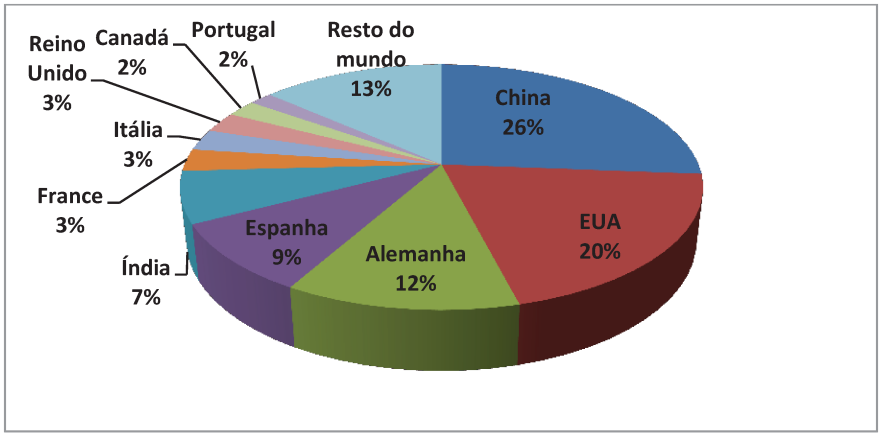
Esse crescimento acelerado reflete a evolução da tecnologia nos últimos 30 anos e a redução dos custos de instalação e geração. Mas reflete também a evolução e a consolidação da indústria de energia eólica no mundo, fortemente estimulada pelas múltiplas políticas de incentivo ao desenvolvimento dessa fonte de energia (Capítulos 3 e 4).

O crescimento da capacidade instalada no mundo tem sido historicamente liderado por alguns países europeus – como Dinamarca, Alemanha e Espanha – e pelos Estados Unidos. Não coincidentemente, três destes países são os pioneiros em estabelecer uma política de inovação para essa indústria (Capítulo 3) e a Espanha um *latecomer*.

Em 2010, a liderança em capacidade acumulada passou, pela primeira vez, a ser de um país que entrou tardiamente na indústria. Em 2010, a China, que desbancou os Estados Unidos, passou a deter o maior volume de capacidade instalada em energia eólica no mundo. Em 2011, o

país ampliou ainda mais sua participação na capacidade acumulada em energia eólica, como mostra a Figura 2.4.

Figura 2.4 – Distribuição da capacidade acumulada em energia eólica no mundo – 2011 (em MW)



Fonte: GWEC (2012).

A Figura 2.4 também permite visualizar que cinco dos países estudados nesta tese (China, Estados Unidos, Alemanha, Espanha e Índia) responderam por aproximadamente 65% de toda a capacidade instalada em energia eólica no mundo em 2011. A Dinamarca não aparece na Figura 2.6 por contabilizar somente 1,6% do total da capacidade acumulada. Mas este percentual deve ser relativizado em função do tamanho reduzido do país, já que a fonte eólica foi responsável por 28% do suprimento da demanda nacional de eletricidade na Dinamarca em 2011. Esse percentual se explica pelo pioneirismo da Dinamarca no desenvolvimento da tecnologia.

O Quadro 2.3 traz um conjunto de dados que ajuda a dimensionar melhor os pioneiros e os *latecomers* em termos de avanço físico e absoluto da energia eólica, bem como a situar o estágio de desenvolvimento tecnológico desses países.

Quadro 2.3 – Dados relativos à capacidade instalada, tamanho da turbina, geração de energia eólica e demanda de eletricidade dos países líderes em 2011

	Capac. instalada total (MW)	Capac. instalada *offshore* (MW)	Nova capac. instalada (MW)	Capac. média das novas turbinas instaladas (kW)	Eletricidade de fonte eólica (TWh/a)	Demanda nacional por eletricidade (TWh/a)	Demanda nacional suprida por eólica (TWh/a)
Dinamarca	3.952	871	206	2.155	9,8	35	28%
Alemanha	29.075	200	2.007	2.243	46,5	608	7,6%
EUA	46.916	0	6.816	2.000	119,7	3.769	2,9%
Espanha	21.673	0	1.050	1.807	41,8	255	16,4%
India	13.066	0	2.331	1.117	-	-	-
China	62.364	108	17.631	1.545	73,2	4.693	1,6%

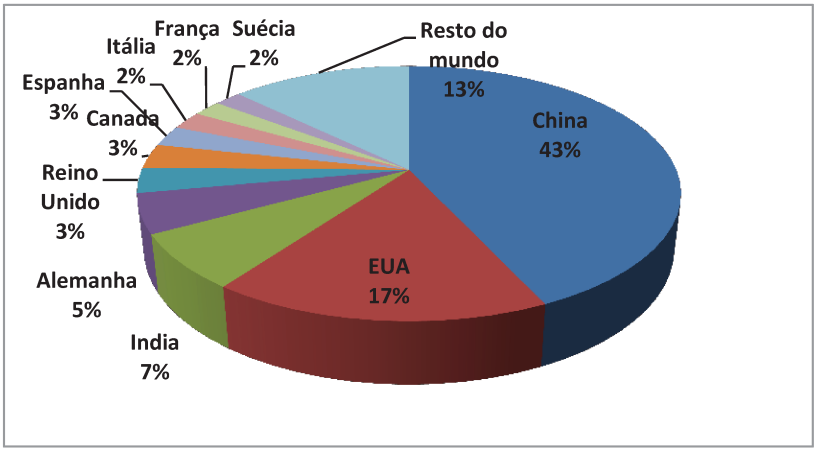
Fonte: IEA Wind (2012) para Dinamarca, Alemanha, EUA, Espanha e China; GWEC/WISE/IWTMA (2011) para Índia.

Pelo Quadro 2.3, observa-se que a Dinamarca, além do maior percentual de demanda suprida por energia eólica, também é o país que mais tinha avançado até 2011 nas instalações *offshore*, o que evidencia que o país ainda se mantém na ponta e lidera o avanço tecnológico da indústria. Outro indicativo de superioridade tecnológica é o tamanho médio das novas turbinas instaladas. Nota-se que, até 2011, a Índia e a China estavam bem atrás dos países líderes nesse quesito, e que a Espanha estava mais próxima de alcançar os Estados Unidos e a Dinamarca. Nesse caso, não se pode desconsiderar que na Índia, além da questão tecnológica, há o fato das redes elétricas locais não suportarem a carga produzida pelas turbinas maiores.

Ademais, constata-se que os Estados Unidos têm menos capacidade instalada do que a China em termos absolutos, mas produz muito mais energia eólica, o que se explica pela menor eficiência na geração desse tipo de energia do país oriental. Segundo Wang, Yin & Li (2010), enquanto que com 1 MW de capacidade instalada se produzia 2.076 MWh de eletricidade nos EUA em 2007, na China essa quantidade caía para 955 MWh. Apesar disso, vale destacar que a China tem dobrado anualmente a sua capacidade instalada total desde 2006 e vem num processo intenso de aprendizado tecnológico – a demanda estratosférica por eletricidade somada à combinação bastante agressiva de políticas de promoção à indústria de energia eólica explica esse crescimento acelerado (Capítulo 4).

Inclusive é a liderança da China, somada aos reflexos da crise financeira mundial, que fez com que em 2010, também pela primeira vez na história da indústria de energia eólica, o crescimento do mercado tenha sido puxado pelas economias emergentes e não pelos países da OCDE[30]. Somando o percentual da China e da Índia (Figura 2.5), tem-se que pelo menos 50% da nova capacidade de geração de eólica de 2011 foi erguida nos países em desenvolvimento. Cabe mencionar que a Índia também é um *latecomer* e vem incrementando de forma significativa sua capacidade instalada nas últimas duas décadas[31].

Figura 2.5 – Distribuição da nova capacidade instalada no mundo entre Janeiro-Dezembro 2011 (em MW)



Fonte: GWEC (2012).

Esse percentual pode ser ainda maior considerando-se que a América Latina também se beneficiou desse movimento de redirecionamento dos investimentos em energia eólica. Em 2010, foram instalados 703 MW no continente, 50% a mais do que em 2009. Do total instalado na

[30] O mercado mais atingido pela crise financeira internacional foi o norte-americano, já que o crescimento de 2010 representou metade do verificado em 2009. Nos mercados europeus, o incremento em 2010 foi somente 7,5% menor do que em 2009. O crescimento, nesse caso, não foi menor porque os países do Leste Europeu, liderados pela Romênia e Polônia, também figuraram entre os mercados emergentes (GWEC, 2011) e porque a maioria dos países da União Europeia conta com um conjunto de incentivos e linhas de financiamento específicas para energia eólica que asseguraram o acesso ao crédito para novos parques.

[31] A Índia partiu de uma capacidade instalada de 41.3 MW em 1992 para 13.066 MW em Dezembro de 2010 (GWEC/WISE/IWTMA, 2011)

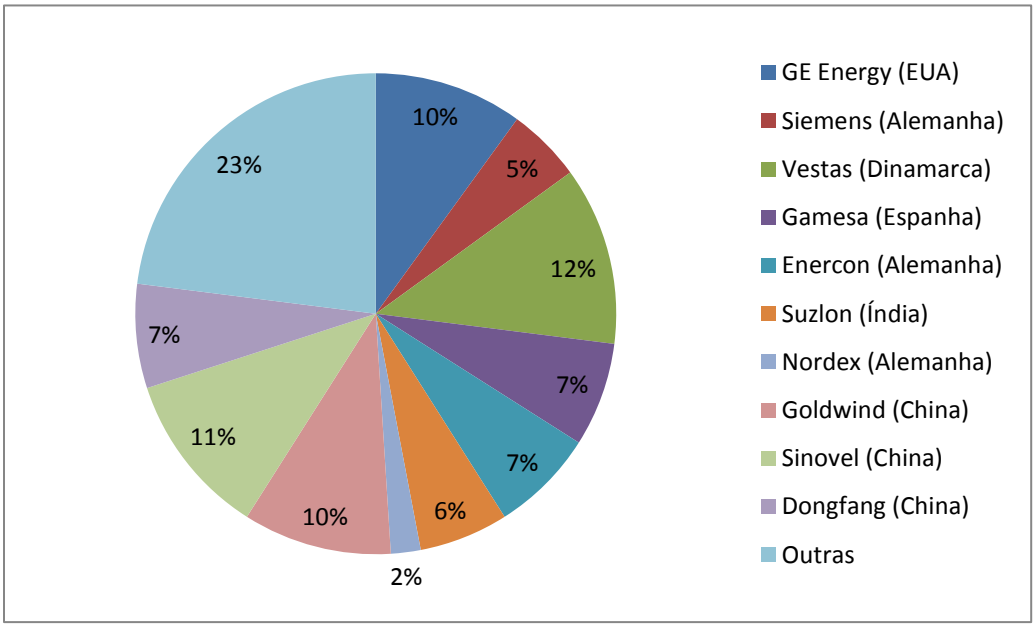
América Latina em 2010, o Brasil respondeu por 326 MW e o México por 316 MW (GWEC, 2011).

2.4. A fabricação de turbinas e as mudanças no mercado e na organização da indústria

Os maiores fabricantes mundiais de turbinas eólicas são OEMs – O*riginal equipment manufacturers* –, isto é, são companhias que desenham seus equipamentos e os vendem sob marca própria (Vestas, Gamesa, GE, etc.). As OEMs se caracterizam essencialmente pelo design único dos seus equipamentos, embora a variação entre eles seja mínima. A diferença se encontra principalmente em alguns componentes essenciais.

Assim como a indústria de equipamentos elétricos sob encomenda, a indústria de manufatura de turbinas eólicas de grande porte também está concentrada em um grupo restrito de empresas. Em 2011, dez empresas responderam por 77% do mercado mundial de turbinas (Figura 2.6). Mas essa concentração já foi maior. Em 2005, apenas sete empresas detinham 88% do *market-share* global. Somente a dinamarquesa Vestas vendeu 28% do total das turbinas comercializadas no mundo naquele ano – em 2011 o *market-share* da Vestas caiu para 12% (Figura 2.6).

Figura 2.6 – Distribuição do *market-share* global, por OEM – 2010 (em % de MW instalado)



Fonte: Roland Berger (2011).

Essa redistribuição do mercado mundial de turbinas eólicas reflete as mudanças que ocorreram na indústria durante a última década. A primeira metade dos anos 2000 foi marcada pelos movimentos de fusões e aquisições de empresas dos países líderes. A China ainda não tinha aparecido no cenário internacional. A entrada das empresas chinesas na indústria trouxe uma nova dinâmica competitiva, de redução do domínio das pioneiras europeias.

Atualmente, identificam-se quatro grupos de empresas no mercado de turbinas eólicas[32]. A divisão das empresas em grupos também ajuda a situar o momento que cada um dos países líderes se iniciou na indústria de energia eólica – com exceção dos Estados Unidos (a política norte-americana para eólica começou décadas antes da entrada da GE no negócio de turbinas – Seção 3.1). Os quatro grupos são:

- as *entrantes de primeira geração,* que são as empresas pioneiras, oriundas também de países pioneiros – a Dinamarca e a Alemanha, que produziram suas primeiras turbinas ainda na década de 1980. Neste grupo estão a Vestas, a Enercon e a Nordex;
- *a*s *entrantes de segunda geração*, que são basicamente a Gamesa e a Suzlon, que produziram suas primeiras turbinas em meados dos anos de 1990 e vêm respectivamente da Espanha e da Índia, tratados nesse trabalho como *latecomes*;
- as *entrantes de terceira geração,* que são empresas consolidadas de equipamentos elétricos as quais entraram na indústria já nos anos 2000 através da aquisição de uma empresa pioneira. Nesse grupo estão a GE Wind Power e a Siemens Wind Power, que compraram a alemã *Enron Wind Corporation,* em 2002, e a dinamarquesa Bonus, em 2005, respectivamente, além da japonesa Mitsubishi;
- as *entrantes de quarta geração*, que são as empresas que emergiram a partir da segunda metade dos anos 2000 e vêm se desenvolvendo na esteira do crescimento dos seus mercados domésticos de energia eólica. Esses mercados podem ou não ser os mesmos das entrantes de primeira ou segunda geração, como é o caso da francesa Alstom. Na América Latina, tem-se a argentina Impsa, que atua no segmento de hidroelétricas e abriu sua primeira unidade produtiva em 2008 no Brasil, estimulada pelo crescimento do mercado

[32] Essa classificação deu-se a partir da conjunção do estudo da trajetória de desenvolvimento da indústria de energia eólica com a classificação proposta por Roland Berger (2011).

do país vizinho (Seção 5.2) Nesse grupo, os maiores destaques são as empresas chinesas, que vêm incrementando rapidamente seus *market-shares*, fazendo do país o mais recente *latecomer* da indústria.

As entrantes de primeira geração vinham dominando o mercado mundial de turbinas desde quando a indústria começou a dar seus primeiros passos nos anos de 1980. Há uma década, todas as empresas que figuravam entre as dez maiores fabricantes de turbinas eólicas no mundo eram europeias. As empresas europeias ainda têm um percentual considerável do *market-share* global, mas elas vêm perdendo posições rapidamente nos últimos anos, especialmente para as empresas chinesas. O domínio histórico das fabricantes dinamarquesas e alemãs de turbinas está diretamente relacionado ao surgimento e à trajetória de desenvolvimento da indústria (Capítulo 3).

Essas empresas se desenvolveram fortemente ancoradas nos seus mercados domésticos de energia eólica, mercados estes por vezes bastante incentivados e protegidos (Seções 3.1 e 3.3). O Quadro 2.4 traz o percentual de turbinas instaladas por empresas domésticas nos países líderes em 2006.

Quadro 2.4 – Capacidade acumulada e % de turbinas fabricadas por companhias domésticas - 2006

	Capacidade acumulada de geração por fonte eólica (em MW)	**Companhias domésticas**	**% de turbinas instaladas fabricadas pelas companhias domésticas**
Alemanha	16.649	Enercon, REpower, Nordex, Fuhrlander, Siemens	55
Espanha	11.614	Gamesa, Ecotecnia, ENH/Ingetur	76
Estados Unidos	11.575	GE Wind	37
Índia	6.228	Suzlon; NEPC	52
Dinamarca	3.101	Vestas	100

Fonte: BTM, 2007.

O cenário hoje para Dinamarca e Alemanha é de baixo crescimento dos mercados domésticos: 9% para a Dinamarca e 6% para a Alemanha em 2010, com muitas das novas turbinas instaladas *offshore*. Vale lembrar que suas matrizes elétricas já comportam um percentual elevado de energia eólica (21% na Dinamarca e 9% na Alemanha) (GWEC, 2011). A

competição enfrentada pelas empresas europeias está, então, predominantemente fora dos mercados europeus. Nesse contexto, as fabricantes europeias de turbinas se voltaram nos últimos anos para os mercados em franco crescimento, especialmente os Estados Unidos e a China.

No segundo grupo, estão as empresas que se aproveitaram da janela de oportunidade criada pela combinação dos incentivos à criação de mercado à energia eólica nos seus países de origem com a facilidade de acesso a uma indústria ainda não madura e com poucos competidores. A fundação da Gamesa em 1994 coincide com a primeira política de preço fixo para energia eólica da Espanha (Seções 1.1 e 4.1), além de outras medidas que protegeram o mercado interno (Seção 4.3). A *joint-venture* da espanhola com a dinamarquesa Vestas, interessada em tomar parte do promissor mercado local, proporcionou acesso à tecnologia de ponta da época (Seção 3.2). Desde então, a Gamesa sempre respondeu por pelo menos metade da demanda por turbinas eólicas do mercado espanhol.

A fundação da Suzlon, por sua vez, se deu nos anos subsequentes ao primeiro pacote de incentivos estabelecido pelo governo indiano para energia eólica (Seção 4.1), em 1995. Depois de cinco anos, a empresa já figurava entre as dez maiores empresas de energia eólica no mundo. No mercado local, a Suzlon foi ganhando espaço frente às subsidiárias de multinacionais que lá atuavam à medida que o mercado indiano avançava (Seção 4.3). Em 2009, a Suzlon respondeu por 55% do mercado local, sendo que o restante ficou dividido entre a alemã Enercon com 16%, a dinamarquesa Vestas (7%) a RRB[33] (9%) e outras empresas indianas menores e subsidiárias de multinacionais que entraram no mercado indiano nos últimos anos (LEWIS, 2011). A Seção 4.3 ajuda a compreender melhor a composição do mercado indiano.

No terceiro grupo estão as empresas que já tinham relações de longa data com o setor elétrico e viram no crescimento acelerado da capacidade instalada em energia eólica uma oportunidade de diversificar seus negócios. Essas empresas também se valeram dos amplos incentivos em seus mercados domésticos (como a GE no mercado norte-americano, por exemplo), bem como da confiabilidade e a qualidade dos equipamentos, um fator competitivo comum à indústria de bens de capital sob encomenda. As empresas do terceiro grupo entraram no

[33] A empresa era parte de uma *joint-venture* com a Vestas formada em 1987 e dissolvida em 2006.

negócio de energia adquirindo empresas pioneiras, que não tinham uma participação expressiva no mercado internacional, quando a indústria parecia caminhar para uma maior concentração. A GE Wind adquiriu, em 2002, a Enron Wind Corporation, da Alemanha, e a Siemens Wind, comprou em 2005, a Bonus, da Dinamarca.

O quarto grupo é formado principalmente por empresas chinesas, que vêm avançando rapidamente no esteio do crescimento do seu mercado interno, e por algumas outras empresas regionais. As fabricantes chinesas de turbinas possuem sua origem na indústria de maquinaria pesada, tendo como sócias as próprias concessionárias de eletricidade (que são estatais). Juntam-se, assim, firmas que tem capacitação em manufatura e gerenciamento de cadeias produtivas, bem como no desenvolvimento de projetos de infraestrutura (LEMA et al., 2011).

Hoje, o mercado chinês compõe-se de um misto de três empresas chinesas estatais, que vêm buscando se estabelecer no mercado internacional (Goldwing, Sinovel e Donfang), e de aproximadamente 40 empresas também chinesas com atuação local, cuja maioria também tem participação estatal (Seção 4.3) (LIU & KOKKO, 2010). A Goldwing vendeu sua primeira turbina fora do mercado chinês em 2008 e abriu sua primeira subsidiária em Chicago em 2011. As subsidiárias de multinacionais vêm perdendo espaço a passos largos no mercado chinês, como um resultado claro das políticas tecnológica e industrial locais para a energia eólica (Seções 4.1 e 4.3).

O crescimento das empresas chinesas vem colocando em cheque o domínio dos outros grupos de empresas (entrantes de primeira, segunda e terceira geração) no mercado internacional. Pelo Quadro 2.5, nota-se que em apenas cinco anos (2005-2010), as maiores empresas chinesas de turbinas (Goldwind, Sinovel e Dongfang) conquistaram 28% do *market-share* mundial, enquanto que as empresas dos demais grupos "perderam" juntas 30% do mercado. Isso sem considerar que dentro de "outras" há também empresas chinesas que não figuram entre as dez maiores do mundo, como a Mingyang, mas que somam fatias expressivas dentro do mercado chinês.

Quadro 2.5 – Distribuição do *market-share* das OEMs entre 2005 e 2010 (em % de MW instalado)

		2005	2008	2009	2010
Entrantes de primeira geração	Vestas	28%	18%	13%	12%
	Enercon	14%	8%	9%	7%
	Nordex	3%	3%	3%	2%
		45%	**29%**	**25%**	**21%**
Entrantes de segunda geração	Gamesa	13%	11%	7%	7%
	Suzlon	6%	8%	10%	6%
		19%	**19%**	**17%**	**13%**
Entrantes de terceira geração	GE Energy	18%	17%	12%	10%
	Siemens	6%	6%	6%	5%
		24%	**23%**	**18%**	**15%**
Chinesas (entrantes de quarta geração)	Goldwind		4%	7%	10%
	Sinovel		4%	9%	11%
	Dongfang	1%	3%	7%	7%
		1%	**11%**	**23%**	**28%**
	Outras	11%	17%	18%	23%

Fonte: Adaptado de Roland Berger (2011).

Além da estagnação dos seus mercados locais, é no próprio mercado chinês que as empresas europeias, entrantes de primeira e segunda geração, perderam parte relevante do seu *market-share*, sendo substituídas pelas fabricantes locais de turbinas. Enquanto que em 2006, a Vestas e a Gamesa obtiveram juntas 44% daquele mercado, em 2010, esse percentual foi de 13%. As empresas chinesas, que tinham somente 31% do mercado local em 2006, mais que dobraram sua participação no mercado doméstico em 2010, ficando com 71% do *market-share* local (ROLAND BERGER, 2011).

Como o mercado chinês está em franco crescimento, as empresas europeias ainda vêm tirando grande proveito dele, mas já se observa que a expansão da capacidade de produção dessas empresas não tem mais como foco principal a China. O mercado mais promissor nos últimos anos tem sido o dos Estados Unidos: foram abertas em 2011 dezesseis novas unidades produtivas de turbinas e componentes no país – em 2010, foram 10 (WISER & BOLINGUER, 2012). Mas outros países também vêm entrando nessa rota de redirecionamento dos investimentos e o Brasil é um deles (Seção 5.3).

Além de poder escoar boa parte da sua produção no mercado doméstico, a principal arma competitiva das empresas chinesas é o preço. Elas têm, inclusive, contribuído para puxar o preço médio global das turbinas para baixo, que caiu 22% entre 2008 e 2011. O preço médio praticado pelas OEMs chinesas no mercado local em 2010 equivaleu a quase que a metade do preço médio praticado pelas OEMs europeias em seus próprios mercados[34] (IRENA, 2011). E quando exportadas para o mercado europeu, as turbinas chinesas podem chegar 20% mais baratas do que os equipamentos locais, mesmo depois de adicionados os custos de transporte, da torre e outros componentes locais utilizados na montagem (ROLAND BERGER, 2011).

Pesam para a China os custos menores de mão de obra, de matéria-prima, os investimentos estatais na indústria de turbinas (Seção 4.3), mas colabora também para os preços bem abaixo das turbinas "o modelo chinês" de organização dessa indústria (Seção 2.4.1). Além disso, tem-se o fato que o tamanho médio das turbinas instaladas no país também está abaixo dos países europeus e dos Estados Unidos – lembrando que o preço da turbina é calculado pelo diâmetro do rotor.

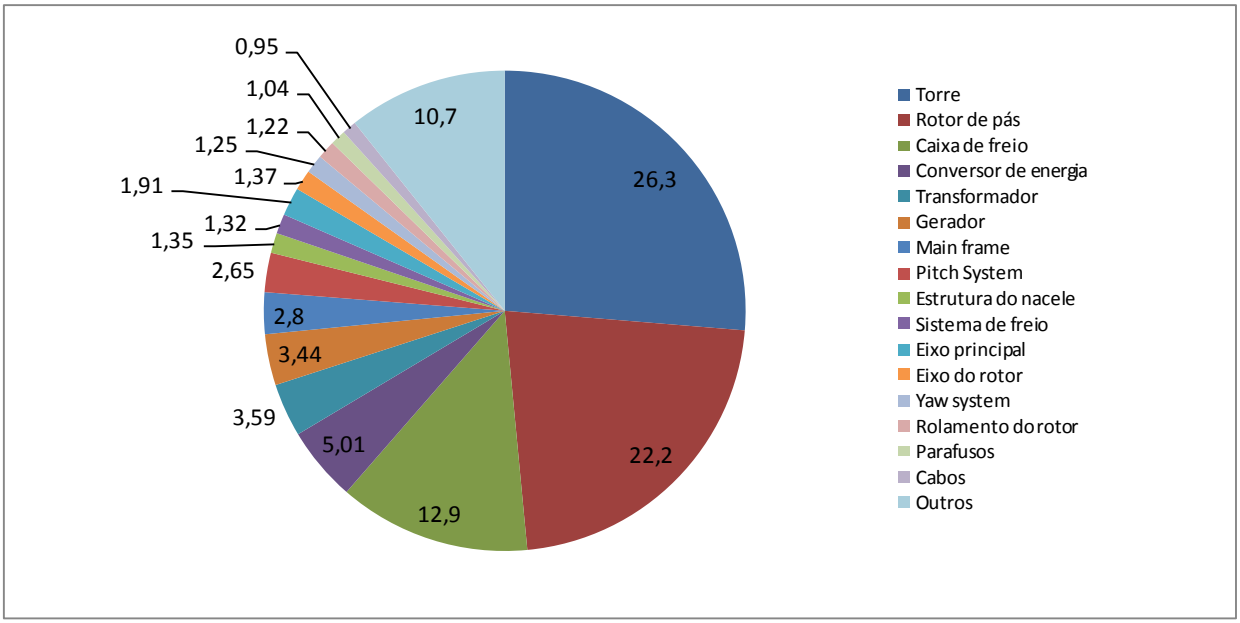
Esse cenário tem forçado as OEMs europeias e americanas a buscarem reduzir seus custos, especialmente através de melhoramentos no design dos principais componentes da turbina, o uso de novos materiais e o emprego cada vez maior de fornecedores locais. A necessidade de equilibrar certo nível de localização das atividades com uma configuração global é o principal desafio atual das OEMs (ROLAND BERGER, 2011). A forma como está organizada a cadeia produtiva das empresas pioneiras em comparação com a organização das empresas chinesas ajuda a entender melhor os desafios da competição global na indústria de energia eólica.

[34] Enquanto que na pioneira Dinamarca o preço médio dos equipamentos (sem considerar custos de instalação) em 2006 era de US$ 1.147, na China era de US$ 885 (em dólares de 2010). Em 2010, o preço médio das turbinas na China chegou a US$ 644, praticamente a metade do preço médio de US$ 1.234 praticado no mercado norte-americano naquele ano (IRENA, 2011).

2.4.1. O "modelo tradicional" e o "modelo chinês" de organizar a produção de turbinas eólicas

Em minúcia, uma turbina pode ter até 8.000 componentes, mas são poucos os que têm representatividade no custo total do equipamento. Trata-se de uma cadeia produtiva bastante pulverizada, na qual a maioria dos fornecedores não consegue auferir ganhos de valor agregado. As empresas que montam as turbinas são as principais beneficiadas desse processo, já que somam 20% de valor adicionado quando entregam o equipamento completo (LEMA et al., 2011). A *Wind Directions* (EWEA, 2007) elenca apenas 16 componentes com custos superiores a 1% do custo total da turbina com base num modelo da RePower (MM92) (Figura 2.7).

Figura 2.7 – Representatividade dos componentes no custo total da turbina (em %)



Fonte: Adaptado de Wind Direction Jan-Fev 2007, disponível em www.ewea.org

A estrutura das OEMs é organizada em função da fabricação e montagem dos três macrocomponentes da turbina (torre, pás e nacele) e alguns componentes essenciais, como o gerador, caixa de freio, conversores e sistemas de controle (ver Figura 2.1).

Pela Figura 2.7 acima, observa-se que a torre e o rotor de pás representam juntos quase 45% do custo total de uma turbina. O terceiro componente mais caro de uma turbina é a caixa de freio. O custo do gerador, comparado aos dos macrocomponentes, é relativamente baixo. O

nacele, por embutir os principais componentes da turbina, concentra a maior parte do trabalho de montagem[35].

As torres, juntamente com partes moldadas e forjadas e a cobertura do nacele, fazem parte do grupo de componentes de menor conteúdo tecnológico. A manufatura desses componentes é em geral terceirizada. Esses componentes são fabricados a partir de técnicas padronizadas e aos seus fornecedores são demandadas somente especificações relacionadas à qualidade. Isso, somado ao fato de as torres serem o componente mais pesado de uma turbina, o que impacta enormemente nos custos de transporte e explica o porquê de a atividade de produção de torres ter sido sempre a menos verticalizada da indústria e a existência de uma boa quantidade de empresas capazes de fabricá-las.

Já a produção de pás, embora intensiva em mão de obra – a colocação de camadas de fibra de vidro aos moldes das pás demanda muitas horas de trabalho – requer atividades de design sofisticadas (MERRILL LYNCH, 2007).

As atividades de produção de pás e dos componentes essenciais (gerador, caixa de freio, conversores e sistemas de controle) de maior conteúdo tecnológico são mais ou menos verticalizadas. Porém, a organização da produção depende da estratégia da OEM e, principalmente, do país de origem, da história da empresa e do momento no qual ela entrou na indústria de energia eólica. Dessa forma, tem-se o seguinte:

- as empresas europeias (entrantes de primeira geração), como Vestas, a Enercon, e a Gamesa (entrante de segunda geração) são relativamente verticalizadas. Elas produzem em torno de 50% das pás e dos seus componentes essenciais internamente e terceirizam o restante para alguns poucos fornecedores especializados. A Siemens Wind Power (entrante de terceira geração) segue estratégia similar (MERRILL LYNCH, 2007; LEMA et al., 2011);
- a indiana Suzlon (uma entrante de segunda geração) é a empresa mais verticalizada da indústria, tendo internalizado integralmente a sua produção de pás e boa parte dos

[35] A montagem de um nacele leva em média uma semana.

componentes essenciais através da aquisição de fornecedores especializados, principalmente europeus (MERRILL LYNCH, 2007; LEWIS, 2011);

- a norte-americana GE (entrante de terceira geração) optou por terceirizar grande parte dos componentes de suas turbinas, utilizando-se de suas experiências e vantagens competitivas em outras áreas de negócio para administrar sua rede de fornecedores (MERRILL LYNCH, 2007);
- as chinesas (entrantes de quarta geração) produzem apenas alguns poucos componentes internamente e são verticalmente "desintegradas", se comparadas às empresas europeias e abastecidas por uma rede comum de fornecedores domésticos (LEMA et al., 2011).

O que faz as fabricantes europeias terem uma estrutura mais verticalizada do que as chinesas é a trajetória de desenvolvimento dessas empresas, fortemente ancorada nos seus sistemas locais de inovação, que levou ao que hoje se pode chamar de "modelo tradicional" de organização da indústria de manufatura de turbinas eólicas.

A Vestas e a Enercon desenvolveram suas turbinas tendo como base inovações próprias, o que na indústria de energia eólica pode ser traduzido como equipamentos de designs específicos. Esses equipamentos demandam a produção individualizada das pás e outros componentes essenciais ou de maior valor adicionado, o que explica a opção da empresa dinamarquesa e da empresa alemã por produzirem internamente uma boa parte deles. E, para complementar a produção interna, essas empresas lideraram o desenvolvimento de uma rede de fornecedores especializados em seus países de origem com os quais elas mantêm uma relação de longa de data.

A outra europeia, a Gamesa, não é uma inovadora, mas uma seguidora, já que não entrou no mercado com tecnologia própria. Além disso, não tem como país de origem um país pioneiro, mas a Espanha, um *latecomer*. Porém, ao fazer um acordo de cooperação conjunta com a Vestas, em 1994, a Gamesa não incorporou somente a tecnologia, mas também o modelo organizacional e até mesmo os fornecedores especializados da empresa dinamarquesa. Alguns desses fornecedores foram, inclusive, para a Espanha, atraídos pelo mercado local de energia eólica que se criava também com base em um conjunto de incentivos (Seção 4.3). No entanto, a Gamesa, ainda que tardiamente, também liderou o desenvolvimento de um conjunto relevante de fabricantes nacionais de componentes, que se aproveitaram das competências oriundas da indústria automobilística e aeronáutica. Segundo Bolon et al. (2007), essas indústrias tinham uma

base qualificada de engenheiros aeronáuticos, engenheiros mecânicos, cientistas de materiais, designers e programadores que contribuiu para que as fabricantes espanholas focassem na produção dos componentes de maior valor adicionado.

A Suzlon também é uma seguidora, pois entrou no mercado de turbinas através de um acordo de cooperação tecnológica com uma empresa alemã de pouca expressividade no mercado internacional (Seção 4.2) em meados da década de 1995 e também vem de um *latecomer*, a Índia. Mas o que faz da Suzlon a empresa mais verticalizada da indústria é que ela vem incorporando competências ao longo do tempo através de meios diversos:

- licenciamento de tecnologias e acordos de cooperação de tecnologia que previam o suporte técnico para a produção de macrocomponentes, como a fabricação de pás, obtida através de um acordo com a Aerpac B.V e a Enron Wind Rotor Production B.V. em 2001;
- *joint-ventures* com fabricantes de componentes essenciais, como a realizada com a fabricante australiana de aerogeradores Elin EBG Motoren GmBH em 2005. Essa *joint-venture* resultou na abertura de uma filial da Suzlon para a fabricação desses componentes, com participação de 74,9% da fabricante indiana;
- compra de fabricantes de componentes essenciais, com destaque para a aquisição da belga Hasen, em 2005, a segunda maior fabricante de multiplicadores de velocidade do mundo na época (MERRIL LYNCH, 2007).

A Suzlon teve, na verdade, que buscar um meio de se encaixar no "modelo tradicional da indústria", sem ter como contar com uma rede local de fornecedores especializados ou acesso aos fornecedores de ponta, já que o sistema local de inovação indiano não acompanhou o ritmo de desenvolvimento da empresa (Seção 4.2).

O "modelo tradicional" de organização da indústria de turbinas eólicas foi fundamental para o rápido avanço da tecnologia, considerando que as relações de longo prazo entre fornecedores e fabricantes de turbinas favoreceu o aprendizado de ambos. Mas esse modelo já mostrou suas limitações ao desvelar, a partir de 2006, um sério gargalo na cadeia dos fornecedores dos componentes essenciais e, por consequência, dos subfornecedores. Estes se viram frente ao desafio de atender uma demanda, que além de crescer mais de 20% ao ano por quase uma década, se acelerou frente ao poder de compra das concessionárias de eletricidade e dos grandes produtores de energia que passaram a liderar o desenvolvimento de parques eólicos

(MERRILL LYNCH, 2007) (Seção 2.1). A crise econômica que emergiu em 2008 e os investimentos em novas unidades produtivas, especialmente nos Estados Unidos (Seção 2.4.2) nos últimos dois anos, acabaram por arrefecer os gargalos.

Um dos principais gargalos apareceu no suprimento de caixa de freios, cujo mercado internacional era dominado por três companhias europeias – a Winergy (atualmente parte da Siemens), a Hansen (parte da Suzlon) e a Moventas, fornecedoras da maioria das principais OEMs (MERRILL LYNCH, 2007). O número limitado de fornecedores capazes de produzir rolamentos e fundições no porte das turbinas eólicas, especialmente nos Estados Unidos, também se tornou um problema. As fabricantes europeias vêm capacitando seus fornecedores locais ao longo do tempo, mas para a maioria das fabricantes de rolamentos, esta atividade não é seu negócio principal (USITC, 2009). A indústria de geradores é menos concentrada do que a de caixas de freio, por exemplo, mas mesmo assim algumas das OEMs começaram a produzir geradores internamente nos últimos anos em uma tentativa de se precaver dos entraves da cadeia de suprimentos (MERRILL LYNCH, 2007). Nessas circunstâncias, o "modelo chinês" de organização da indústria de turbinas eólicas é bem mais flexível, possibilitando economias externas de escala. A quantidade de fornecedores de componentes essenciais com os quais as três empresas chinesas, que figuraram entre as dez maiores do mundo em 2010, se relacionam é muito maior do que a quantidade de fornecedores que as empresas europeias se relacionam.

Diferentemente das pioneiras europeias (e suas seguidoras), as empresas chinesas trabalham com turbinas eólicas com partes padronizadas, o que tem permitido a constituição de uma base comum de suprimento de componentes (LEMA et al., 2011). A indústria chinesa trabalha com equipamentos similares, pois ao entrar tardiamente na indústria, valeu-se do acesso à tecnologia importada já dominada no mercado internacional (Seções 4.2 e 4.3) – principalmente de turbinas de 750kW a 1 MW (LIU & KOKKO, 2010) – para criar uma cadeia produtiva local de turbinas relativamente padronizada.

Pode-se dizer que a China vem com uma nova proposta de organização da indústria de manufatura de turbinas eólicas, que rompe com o modelo tradicional de organização integrado verticalmente. A China leva a indústria para um modelo de especialização flexível e desintegração vertical, que contribui para explicar as reduções brutais de custos e os impactos que suas empresas têm causado no cenário competitivo do mercado internacional (LEMA et al.,

2011). O "modelo chinês" de organização industrial de produção de turbinas eólicas é mais um dos reflexos da estratégia agressiva do país de promoção ao desenvolvimento de uma indústria doméstica de turbinas eólicas, na qual os investimentos estatais e a capacitação de fornecedores locais têm um papel essencial (Seções 4.1 e 4.3).

Há aproximadamente cinco anos, as empresas chinesas ainda dependiam muito da importação de componentes essenciais, especialmente dos de maior valor agregado. Hoje há várias opções de fornecedores para todo tipo de componente e o percentual de conteúdo local das turbinas varia de 70 a 90%, dependendo do tamanho do equipamento. O maior percentual de componentes importados está nas turbinas maiores (de 2 MW), que atendem o mercado internacional[36]. Nesse caso, firmas como Goldwind e Sinovel são abastecidas através de contratos de longo prazo, algumas por fornecedoras europeias e norte-americanas. Esse é o caminho para o acesso aos componentes de ponta, enquanto os fornecedores locais ainda não podem supri-los integralmente (LEMA et al., 2011).

No entanto, já se reconhece que a padronização dos componentes é o caminho do futuro para indústria de energia eólica como um todo. As pressões competitivas são cada vez maiores, não somente por parte das empresas chinesas, mas também pelos produtores de energia eólica, que demandam menores custos de investimento para manter a competitividade no contexto de mudança dos marcos regulatórios dos países líderes (Seção 3.2).

2.4.2. Distribuição das unidades produtivas das OEMs

Em se tratando dos macrocomponentes (pás, nacele e torres), a proximidade com o mercado consumidor e o acesso a múltiplas opções de meios de transporte (presença de uma boa malha viária[37], estradas de ferro e hidrovias, acesso a portos, etc.) são os fatores que mais pesam nas decisões de localização das atividades produtivas, visto os altos custos de transporte e

[36] Mais de dois terços da capacidade instalada em geração de energia eólica na China compõem-se de turbinas de médio porte. A tecnologia padrão das empresas chinesas que atendem o mercado doméstico e que não concorrem no mercado internacional é de turbinas de 1,5 MW (Liu & Kokko, 2010).

[37] Internamente, a maioria dos macrocomponentes é geralmente transportada por caminhões em virtude das localizações remotas dos parques, havendo necessidade de construção de vias de acesso, caso a localização não seja próxima ao eixo viário.

desafios de logísticas envolvidos na exportação. Além disso, a importação e exportação implicam custos tarifários e riscos associados à flutuação monetária.

Em 2009, as OEMs revelavam uma preferência clara por ter uma base produtiva nos principais mercados de atuação, seja através da instalação de uma subsidiária (46% das empresas) ou através de *joint-ventures* com investidores locais (43% empresas). A exportação é a melhor opção para apenas 9,5% das OEMs, conforme o *survey* realizado pela consultoria alemã DEWI GmbH[38] (USITC, 2009).

No entanto, a emergência de novos mercados de energia eólica (Seção 2.3) fora dos tradicionais mercados europeu e norte-americano – além da crise econômica e esgotamento dos sítios *onshore* na Europa – mostrou que a exportação de turbinas e macrocomponentes é uma atividade rentável. Nessas circunstâncias, a escolha de locais para a instalação de novas unidades produtivas vem recaindo sobre os mercados de maior porte, com perspectivas de crescimento sustentado no longo prazo e que também possam servir como plataforma de exportação para os países mais próximos.

Prova disso é o fato que quase todas as maiores OEMs têm unidades produtivas nos EUA e têm utilizado o país como base de exportação. Entre 2007 e 2010, as exportações de conjuntos para a montagem de turbinas (nacele e outros componentes exportados juntamente com ele) cresceram de US$ 15 milhões para US$ 147 milhões. Considerando o período de 2005-2011, o principal destino dessas exportações foram o Canadá (54%), o Brasil (19%), o México (10%), a China (6%) e Honduras (4%) (WISER & BOLINGUER, 2012).

Mais recentemente, para fazer frente à concorrência com as empresas chinesas, as OEMs começaram também um movimento de busca por aliar proximidade com o mercado consumidor ao baixo-custo de produção, especialmente para a manufatura de componentes intensivos em mão de obra. A japonesa Mitsubish, por exemplo, estabeleceu uma *joint-venture* com a europeia TPI Compositec para produzir pás no México para a sua unidade norte-americana.

[38] DEWI GmbH (Deutsches Windenergie-Institut pela HUSUM WindEnergy), Wind Energy Study 2008, encomendado por HUSUM WindEnergy, disponível em: http://www.uri.edu/cels/lar/lar445/docs/Husum%20Germany%20summary-windenergy-study-2008_en.pdf

O Quadro 2.6 mostra a distribuição das unidades de manufatura de macrocomponentes de algumas das principais OEMs e das principais fabricantes mundiais de pás em 2009.

Quadro 2.6 – Distribuição da produção de macrocomponentes em 2009

Fabricantes de turbinas									
	China	**Índia**	**Dinamarca**	**Alemanha**	**Polônia**	**Espanha**	**Canadá**	**México**	**EUA**
Acciona	Nacele					Nacele (2) Pás			Nacele
Clipper									Nacele
Gamesa	Nacele Pás					Nacele (4) Pás (5) Torres (4)			Nacele Pás Torres
GE	Nacele			Nacele		Nacele	Nacele		Nacele (3)
Nordex									
Siemens			Nacele Pás (2)			Pás			Nacele Pás
Fabricantes de pás									
LM Glasfiber	Pás (2)	Pás (2)	Pás (2)		Pás		Pás		Pás (2)
Molded Fiberglass									Pás
TPI composite	Pás							Pás (2)	Pás

Fonte: Adaptado de USITC (2009); os números entre parênteses indicam a quantidade de unidades produtivas.

No quadro acima se observa que a produção de nacele é bastante descentralizada. Todas as OEMs listadas no Quadro 2.6 atuam no mercado americano e têm unidades produtivas desse macrocomponente naquele país. A China também conta com um número significativo de plantas de produção de nacele. A americana GE, por sua vez, tem fábrica de naceles na China, na Alemanha, na Espanha e no Canadá, além dos Estados Unidos. A Siemens Wind Power, por sua vez, que também tem fábrica nos Estados Unidos, entrou no mercado de turbinas eólicas através da compra de uma empresa da Dinamarca e lá se manteve.

Todavia, ao se olhar para a origem das importações dos Estados Unidos de conjuntos para montagens de turbinas no período de 2005-2011, contata-se que a maioria delas vem dos países dos principais fabricantes mundiais de turbinas: Dinamarca, Espanha, Índia e Alemanha (WISER & BOLINGUER, 2012). Isso comprova que essas empresas ainda estão fortemente atreladas aos seus clusters locais de fornecedores especializados (Seção 2.4.1).

Por fim, cabe notar que a produção de nacele nem sempre é vantajosa para o país hospedeiro. A montagem local desse equipamento pode representar poucos benefícios se a

atividade de produção não estiver conectada a uma rede de fornecedores locais. A fabricação de nacele é uma atividade essencialmente de montagem que agrega pouco valor.

O caso dos Estados Unidos ilustra esse fato. É bem verdade que o aumento da capacidade instalada em energia eólica foi o principal motor do crescimento do déficit da balança norte-americana de componentes no período 2003-2008. Entretanto, o crescimento da importação de geradores (gastos de US$ 69,6 milhões em 2003 contra US$ 644,5 milhões em 2008) e de pás (dispêndios de US$ 363 milhões em 2003 contra US$ 1,8 bilhão em 2008) indica que o aumento da produção doméstica não tem sido suficiente para reduzir o desequilíbrio na balança comercial (USITC, 2009). Nem mesmo o grande crescimento das exportações no período 2005-2011 não foi suficiente para tornar positiva a balança de turbinas e componentes para geração de energia eólica do país (WISER & BOLINGUER, 2012). O fato de as OEMs terem trabalhado até recentemente com o conteúdo local médio de 50% nos seus equipamentos montados nos Estados Unidos ajuda a explicar esse desequilíbrio (LEMA et al., 2011). Em 2011, esse percentual aumentou para 60% em razão da quantidade de unidades de componentes que abriram no mercado norte-americano, especialmente de empresas europeias, buscando alternativas à concorrência chinesa (WISER & BOLINGUER, 2012).

No caso das pás, por ser uma atividade intensiva em mão de obra, os países que têm esse recurso a baixo custo também podem ser atrativos, ainda que não tenham mercado para energia eólica, como é o caso da Polônia. Apesar do tamanho desse macrocomponente e da logística envolvida, o comércio internacional de pás é intenso. A brasileira Tecsis, por exemplo, é a principal fornecedora de pás da norte-americana GE (USITC, 2009).

2.5. Considerações finais

O capítulo apresentou o contexto recente da indústria de energia eólica no mundo, identificando os principais atores desta indústria e enfatizando o redirecionamento da expansão do mercado de energia eólica para os países emergentes e as reconfigurações na liderança e na cadeia produtiva da indústria de turbinas.

Do cenário apresentado cabe, em primeiro lugar, destacar os elementos que vão orientar a construção e o entendimento dos quadros de referência a partir da experiência dos países líderes.

Um dos elementos é o relacionamento entre os atores da indústria. É evidente, nesse caso, a forte dependência entre os produtores e os usuários da tecnologia, representados especialmente nas figuras dos fabricantes de turbinas e componentes, dos desenvolvedores de parques eólicos e dos produtores de eletricidade. O fato de os equipamentos embutirem a maior parte dos custos dos parques eólicos reforça essa dependência. Não é por acaso que as fabricantes de turbinas dos países líderes sempre detiveram uma fatia expressiva dos seus mercados domésticos de turbinas. O relacionamento entre os atores da indústria refletiu (e ainda reflete) na configuração das políticas de inovação em energia eólica. Como será visto nos capítulos 3 e 4, essas políticas devem não somente atuar sobre os vários atores da indústria por meio de esferas diversas de intervenção, como também devem estimular o relacionamento entre eles.

Outro elemento é a identificação dos países líderes e da subdivisão entre *latecomers* e pioneiros. Ao longo do capítulo, buscou-se trabalhar com as informações disponíveis sobre esses países, de forma a demonstrar que são eles que puxaram (e ainda puxam) o desenvolvimento da tecnologia e a expansão da energia eólica no mundo. Buscou-se, ainda, associar a emergência das fabricantes de turbinas de cada um deles com o momento da entrada desses países na indústria de energia eólica. A liderança ou o atraso tecnológico também ficou evidente através do tamanho das turbinas utilizadas e do modelo de cadeia produtiva adotado por cada um desses países.

Em segundo lugar, vale refletir sobre os impactos causados pelos acontecimentos recentes da indústria: a crise econômica e a emergência das empresas chinesas e sua nova proposta de organização de cadeia produtiva.

A crise econômica forçou a redução de preços, já que as concessionárias e os grandes produtores de energia, que vinham desde meados dos anos 2000 num processo acelerado de compra de parques eólicos, reavaliaram suas perspectivas de investimento. A crise também acelerou o processo de exportação de turbinas, já que o comércio internacional desses equipamentos estava essencialmente concentrado no eixo Estados Unidos – Europa e nos mercados regionais. A crise também forçou uma maior internacionalização das atividades produtivas, embora o foco ainda esteja restrito aos países com mercados expressivos, com potencial considerável de crescimento e que possam ser polos regionais de exportação.

Já as empresas chinesas e seu novo modelo organizacional vêm forçando a redução de custos, o redirecionamento das atividades de pesquisa dos países líderes, bem como a

reconfiguração dos seus sistemas locais de inovação. Pensando sob a perspectiva de novos entrantes, o novo modelo organizacional trazido pela China pode ter efeito contraditório sobre as barreiras à entrada. Se, por um lado, a padronização de componentes reduz uma das principais barreiras da indústria, que é o relacionamento entre os fornecedores especializados e as montadoras de turbinas; por outro, a redução cada vez maior dos custos, aumenta significativamente a pressão competitiva. Essas circunstâncias desvelam que o contexto atual da indústria já é bem diferente daquele de quando os *latecomers* iniciaram sua trajetória, reforçando a necessidade de coevolução das políticas tecnológica e industrial.

CAPÍTULO 3 – Quadro de referência das políticas de inovação em energia eólica a partir da experiência dos pioneiros: Dinamarca, Alemanha e Estados Unidos

Este capítulo tem por objetivo apresentar um quadro de referência das políticas de inovação em energia eólica, tendo como base a experiência de três países pioneiros no desenvolvimento da tecnologia de geração eólica: Dinamarca, Estados Unidos e Alemanha. Além disso, o capítulo visa também demonstrar a evolução dessas políticas em relação ao avanço da tecnologia e que foco de atuação dessas políticas foi se alterando ao longo do tempo, sendo moldado tanto pelas características essenciais da tecnologia quanto pelo seu avanço.

O quadro de referência compõe-se de instrumentos de política tecnológica, política de mercado e política industrial, as três esferas de intervenção identificadas como essenciais na composição da política de inovação em energia eólica. Apesar de se enfatizar neste trabalho a necessidade de que as múltiplas políticas sejam coordenadas, de que os instrumentos de incentivo atuem de forma concomitante em todas as esferas de intervenção, optou-se, por questões de organização, retratar cada uma dessas esferas separadamente.

No caso das políticas tecnológicas, evidencia-se o papel das políticas de oferta ou dos programas de P&D, especialmente nas fases iniciais do desenvolvimento da tecnologia, bem como a importância dos instrumentos voltados para promoção da interação e da criação de vínculos entre os principais atores da indústria. No que diz respeito às políticas de mercado, demonstra-se que os instrumentos regulatórios e de incentivo não atuam somente sobre o preço ou o demanda por energia, mas também sobre outras questões essenciais para a constituição da demanda e da oferta de energia eólica. Em se tratando das políticas industriais, registra-se que medidas tradicionais, como a proteção da indústria nascente ou o estímulo à criação de mercados externos também fizeram parte da trajetória de desenvolvimento da indústria de energia eólica.

O capítulo está estruturado em três seções, além das considerações finais. A primeira seção aborda as políticas tecnológicas, a segunda trata das políticas de mercado e a terceira das políticas industriais. Optou-se por iniciar o capítulo com as políticas tecnológicas porque são elas que abrem e direcionam a trajetória da indústria moderna de energia eólica.

3.1. Políticas tecnológicas

As políticas tecnológicas dos países pioneiros congregam um conjunto de instrumentos que foram e ainda são essenciais para o desenvolvimento da energia eólica. Além disso, essas políticas desvelam que é fundamental que os seus instrumentos acompanhem o avanço progressivo e cumulativo da tecnologia e não prescindam do componente interativo que está por traz desse avanço.

O Quadro 3.1 resume os principais instrumentos de política tecnológica dos países pioneiros e os fatos principais relacionados à adoção destes instrumentos.

Quadro 3.1 – Instrumentos de políticas tecnológicas e fatos principais dos pioneiros

Principais instrumentos	Fatos principais		
	Dinamarca	**Estados Unidos**	**Alemanha**
Programas de P&D	1977: projeto das turbinas Nibe (640kW): 1981-2008: *Energy Research Program* (ERP), administrado pela *Danish Energy Agency* (financiava entre 50 e 80% do projeto) Desde 2000: Programa de subsídio à P&D dos serviços públicos 2004: Fundos para P&D	1974 – 1982: *Mod Program*, financiado pelo DOE, gerenciado pela NASA e coordenado o NASA *Lewis Research Center* Desde 1992: *Wind Energy Program* (DOE) 2009: consórcio de pesquisa com universidades (financiado pelo *Recovery Act* funds)	1976-1990: Growian I e II (financiados pelo BMFT) Desde 1991: *R&D Program* (financiado pelo BMU) Desde 2001: *Offhore Sitting program* 2009: *Offshore Wind Research Program* (RAVE)
Pogramas Demonstrativos/ testes de campo	1982-2002: *Program for development, demonstration and information of Renewable Energy* (UVE), administrado pela *Danish Energy Agency*) 1982-1989: Individual Energy Projects 2007: *Energy Technology Development and Demonstration Program* (EUDP)	1990: *Advanced Wind Turbine* (AWT) Program (coordenado pelo NREL) (*1a. Fase e 2a. fase*) – em 1992 se torna parte do *Wind Energy Program* 1990-1998: financiamento de projetos demonstrativos de concessionárias pelo DOE	1989-1998: 100/250 *MW Mass Testing Program* 1989-2006: *Scientific Measuring Evaluation Program* (WMEP), do governo federal 2010: programas para turbinas de médio porte
Centros de pesquisa/ estações de testes	1979: *Risø Test Station* (1984: *Risø National Laboratory*) 1998, 2004, 2007: novas para turbinas multi MW 2009: novas estações onshore 2007: centro para desenvolver componentes 2010: novas estações *onshore* e *offshore*	1974: *Solar Energy Institute* 1991: *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) 1994: *National Wind Technology Center* (NWTC); 2009: *Wind Technology Test Center* 2009: construção de novas estações de testes para componentes	1988: *Fraunhofer-Institute for Wind and Energy System Technology* (IWES) 2004: fusão do IWES com o *Fraunhofer Center for Wind Energy and Maritime Engineering* e o *Institute for Solar Energy Technology* 2005: *Centre of Excellence for Wind Energy Schleswig-Holsteins* 2010: *Competence Centre for Wind Energy* (*Technical University Berlin*) 2011: novas estações de testes para componentes *offshore*
Programas de padronização e certificação de turbinas	1979-1990: *Type Approval and System Certificate Program* 1991-2004: *Type Approval and Turbine Certificate Program* Desde 2004: *Type Approval Scheme*	1994: *National Avian-Wind Power Planning* (financiado pelo DOE, executado pelo NREL)	1992: certificação torna-se mandatória

Fonte: Elaboração própria.

Programas de P&D

Foram os grandes programas de P&D – ou a política da oferta de tecnologia (Seção 1.2) que deram início à trajetória da indústria moderna de energia eólica logo após a primeira crise do petróleo em 1973. Esses programas também acabaram moldando e direcionando essa trajetória.

Esses programas foram estruturados por um conjunto de países desenvolvidos, dentro de uma visão de que esta fonte de energia pudesse se tornar um *backup* das fontes tradicionais. Estados Unidos e Alemanha estavam entre os países que apostaram no desenvolvimento de turbinas de 3MW, ao envolverem empresas do setor aeroespacial em programas de pesquisa focados nesses equipamentos (Mod e Growian) (LOITER & NORBERG-BHOM, 1999). O salto tecnológico esperado não ocorreu, já que as turbinas multi MW não passaram do nível de protótipo[39]. Mas nem por isso esses programas deixaram de ter um papel essencial no desenvolvimento da indústria moderna de energia eólica.

Esses programas foram fundamentais no direcionamento da busca tecnológica para as turbinas de grande porte, de três pás e conectadas à rede elétrica (STREET & MILES, 1996). Esses programas também criaram oportunidades tecnológicas, ao testar uma grande quantidade de tecnologias, materiais e ferramentas de análise que estão na base das turbinas modernas. Além disso, esses programas preconizaram que o desenvolvimento de turbinas eficientes e confiáveis pressupunha um processo gradativo de incremento da capacidade dos equipamentos. Constatou-se, assim, que os modelos da indústria aeronáutica não poderiam substituir as experiências acumuladas em testes de campo (LOITER & NORBERG-BHOM, 1999; MENANTEAU, 2000; MIZUNO, 2007).

A busca pelo incremento gradativo do tamanho dos equipamentos foi o caminho traçado pela Dinamarca, que partiu de uma proposta mais modesta de programa de pesquisa para energia eólica, ao começar pela construção de turbinas de médio e pequeno porte. Esses projetos precederam a formalização dos primeiros programas de P&D do país no início nos anos de

[39] Nos Estados Unidos, foram produzidos e testados os seguintes protótipos de turbinas: MOD-0 (100kW, com teste de campo realizado entre 1975-1978); MOD-0A (200kW, testada entre 1977-82); MOD-1 (2MW, testada entre 1979-83); MOD-2 (2,5 MW, testada entre 1982-88) e MOD-5B (3.2MW, testada entre 1987-92) A alemã MBB conseguiu desenvolver turbinas comercialmente viáveis de até 640kW, interrompendo suas atividades no segmento de energia eólica no início dos anos de 1990 (MIZUNO, 2007).

1980[40]. Um deles, o *Energy Research Program* (EEP), tinha a pesquisa básica como caminho para a criação de possibilidades tecnológicas que ajudassem a colocar em prática a política dinamarquesa de energia – altamente focada na redução da dependência de combustíveis fosseis. Esse programa era executado através de projetos cooperativos entre instituição de pesquisa, indústria de equipamentos e concessionária (IEA WIND, 2001).

A Dinamarca se diferenciou dos demais países pioneiros pela estabilidade dos seus programas de P&D ao longo das últimas três décadas e pelo fato de o governo nunca ter deixado de apoiar a pesquisa básica (MIZUNO, 2007). Muito desta continuidade se deveu à persistência da Dinamarca em manter a questão ambiental e a redução da dependência dos combustíveis fósseis e da energia nuclear em destaque na sua política energética, mesmo quando os preços do petróleo arrefeceram. O mesmo não ocorreu com a Alemanha e os Estados Unidos[41], que diminuíram drasticamente os recursos públicos para P&D em eólica durante os anos de 1980 (LOITER & NORBERG-BHOM, 1999; JACOBSSON & LAUBER, 2006).

O interesse pela energia eólica somente ressurgiria nos Estados Unidos com a Guerra do Golfo, iniciada em 1989. Na Alemanha, foi o acidente de Chernobyl, em 1986, o episódio que abriu espaço para novos programas de P&D em energia eólica.

Nos Estados Unidos, a nova etapa da política de inovação em eólica se iniciou com o *Advanced Wind Turbine* (AWT), criado em 1990 pelo *U.S. Department of Energy* (DOE) (MIGLIORE & CALVERT, 1999). O programa de pesquisa seria ampliado a partir do *Energy Policy Act* de 1992. Esta legislação e suas emendas e modificações subsequentes constituíram a base primária para o estabelecimento do *Wind Energy Program* e dos subsídios para a produção de eletricidade (Seção 3.2). O programa envolvia: pesquisa aplicada, que ficou a cargo dos laboratórios nacionais; pesquisa em turbinas, realizada em cooperação com a indústria, além de testes de campo também realizados em cooperação para a solução de problemas técnicos (IEA WIND, 2001).

[40] Na década de 1980, a Dinamarca ainda contou com o *Individual Energy Programs*, que financiava projetos demonstrativos de parques eólicos.

[41] Nos Estados Unidos, os gastos com P&D em eólica alcançaram um pico de US$ 126 milhões em 1981, caindo para US$ 10,6 milhões em 1990, quando se encerra o MOD Program (HARBONY & HENDRY, 2009).

Fica nítido, nesse caso, que comparado aos programas iniciados na década de 1970, a ênfase saiu da P&D liderada pelo governo para a P&D em cooperação com a indústria. Além disso, a pesquisa básica deu lugar à pesquisa aplicada, tendo como foco os projetos experimentais (testes de campo) e demonstrativos. O foco dos programas de P&D também já não era mais o porte da turbina, mas a viabilidade econômica e o aumento progressivo da confiabilidade da tecnologia (IEA WIND, 2002). Nesse novo contexto, os projetos de pesquisa passaram a ter como ponto de partida designs pré-concebidos e a ser orientados pelas demandas colocadas pelas fabricantes de turbinas (HARBONY & HENDRY, 2009), que começaram a liderar os sistemas de inovação em energia eólica.

A Alemanha seguiu pelo mesmo caminho, reforçando o sentido de adaptação da política ao avanço progressivo da tecnologia. Em 1991, o *Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety* (BMU) também lançou um programa de P&D[42] para financiar projetos de engenharia de turbinas multi MW. Os projetos executados por esse programa ao longo dos anos de 1990 estavam fortemente relacionados com os resultados observados nos programas experimentais ou demonstrativos (IEA WIND, 2001).

Os programas de P&D instituídos no início dos anos de 1990 pelos Estados Unidos e Alemanha se mantinham até 2011 (último ano desta pesquisa). No entanto, houve mais uma vez uma nítida mudança de foco desses programas em relação ao foco observado nos anos 2000, quando a indústria entrou num processo de crescimento e difusão acelerada (Capítulo 2). Atualmente, esforços de pesquisa estão direcionados para projetos de geração *offshore*. Esse direcionamento ocorreu principalmente nos casos da Dinamarca e da Alemanha[43] que lidam com o esgotamento dos sítios *onshore* (IEA WIND, 2007). Nos Estados Unidos, a pesquisa em geração *offshore* começou a ganhar destaque apenas em 2010[44] (IEA WIND, 2011). No caso da geração *onshore*, saíram de cena os esforços de P&D voltados para tornar a eólica uma opção

[42] O programa de P&D financia projetos a serem executados pela indústria em parceria com centros de pesquisa, mas também já financiou protótipos de turbinas desenvolvidos pelas fabricantes alemães. A Enercon está entre as principais beneficiadas (IEA WIND, 2005).

[43] Em IEA Wind (2007), a Alemanha colocou que a pesquisa tecnológica continua sendo prioridade do BMU, mas somente para *offshore.*

[44] O *Wind Energy Program* 2000 se focou nos anos 2000 principalmente no desenvolvimento de turbinas para áreas de baixa velocidade de vento através da assistência à indústria de equipamentos e questões relacionadas à integração da energia eólica à rede elétrica (IEA WIND 2004, 2006, 2010).

tecnológica e economicamente viável de geração de eletricidade e entraram aqueles voltados para redução de custo.

Além disso, vale notar que os três países passaram a incrementar seus esforços[45] de pesquisa em componentes essenciais para turbinas na segunda metade dos anos 2000. O momento que começou a ampliação desses esforços coincidiu com os gargalos apresentados pela cadeia produtiva da indústria de turbinas na época (Capítulo 2).

Programas demonstrativos e testes de campo

Os testes de campo consistem em colocar a turbina em operação em um sítio eólico e analisar seu desempenho por um período de tempo, fazendo os ajustes necessários. Os projetos demonstrativos são realizados já em uma fase pré-comercial e abrangem uma quantidade maior de turbina. Além de verificarem a viabilidade técnica, esses testes também analisam a viabilidade econômica (explorando os custos de construção, operação e manutenção) e comercial dos parques eólicos. Os testes de campo, além de produzirem demandas para novas atividades tecnológicas, envolvem os principais atores da indústria num único projeto (fabricantes de turbinas, operadores dos sistemas elétricos, pesquisadores, técnicos etc.) (HARBONY & HENDRY, 2009), forçando a criação de canais de interação.

A Dinamarca também é pioneira no desenvolvimento de um programa voltado para o desenvolvimento de projetos demonstrativos e testes de campo. Em paralelo ao programa de pesquisa básica, a Dinamarca também começou a desenvolver no início dos anos de 1980 o *Program for development, demonstration and information of Renewable Energy* (UVE). Esse programa tinha um caráter prático, voltando-se para as demandas específicas da atividade de desenvolvimento de turbinas, como testes de campo, projetos demonstrativos e atividades de padronização e certificação (IEA WIND, 2001).

[45] A Dinamarca, por exemplo, começou em 2007 a construção de um centro de competência em componentes que foi concluído em 2009. Os componentes também ganharam destaque em 2007 nos programas norte-americanos, principalmente as caixas de freio, os sistemas de controle e as pás. A Alemanha também iniciou em 2007 a expansão da infraestrutura de testes e pesquisas em componentes, destacando-se o centro de competência em pás (IEA WIND, 2007).

Na Alemanha, o *250* MW *Wind Program*[46] (instituído em 1989 como 100 MW *Wind Program*) marcou o início d e uma nova etapa da política tecnológica do país depois do fracasso dos projetos de turbinas de grande porte. O programa alemão tinha por objetivo testar a aplicação da energia em escala industrial em longos períodos, através da instalação de projetos demonstrativos de parques eólicos. O programa concedia subsídio ao investimento e à produção de energia, estando ambos atrelados ao desempenho do empreendimento. A entrada de novos projetos demonstrativos no *250 Wind Program* se encerrou em 1998, mas os testes perduraram até 2008[47].

Pelo Quadro 3.1 apresentado no início da seção, observa-se que os programas demonstrativos ficaram quase que inteiramente concentrados num intervalo de tempo (década de 1990 principalmente). À medida que a capacidade instalada em energia eólica nesses países se expandiu, não havia mais necessidade de se realizar projetos dessa natureza. A exceção, nesse caso, ficou para os projetos *offshore*. A Dinamarca, por exemplo, criou em 2008 um programa exclusivo para desenvolvimento e demonstração para esse tipo de tecnologia (IEA WIND, 2005 e 2009). Já os testes de campo ainda são atividades fundamentais tanto para a tecnologia *onshore*, quanto *offshore*. Vale notar que a construção de novas estações de testes se tornou o elemento de destaque das políticas tecnológicas em energia eólica na segunda metade dos 2000. A intensificação dos testes de campo visa atender à busca de soluções para as demandas de curto prazo de aprimoramento da tecnologia e de redução de custos colocada pelo mercado em crescimento acelerado.

Centros de pesquisa e estações de testes

Os centros de pesquisa especializados em energia eólica funcionam tanto como líderes na realização e gerenciamento das atividades de P&D em energia eólica, quanto como ponto focal na interação entre os atores essenciais da indústria. Esses centros atuam em todos os estágios das

[46] O número 250 não se refere à capacidade a ser instalada, mas ao sistema de conversão de energia a 250 MW com a velocidade de vento de 100 m/s (IEA WIND, 2001).

47 Na mesma época, o *Scientific Measuring and Evaluation Program* (WMEP) trabalhava na coleta de dados de produção de energia, considerando as condições naturais (tempestade, gelo etc.) e também as falhas na rede direcionar o desenvolvimento de turbinas adequadas ao contexto local e também gerar um prognóstico do sistema de transmissão (IEA WIND, 2001).

pesquisas energia eólica (pesquisa, design, testes de campo e demonstração) ou fazem a interface entre todos esses estágios. E, por disporem de infraestrutura de pesquisa e estações testes, também atraem fabricantes de turbinas, concessionárias de energia eólica, outras instituições de pesquisa etc.

Os programas de pesquisa em energia eólica na Dinamarca foram comandados desde o início pelo *Risø National Laboratory*[48], hoje *Risø National Laboratory for Sustainable Energy* (Risø DTU), o principal centro de pesquisa em energias renováveis da Dinamarca. O centro de pesquisa liderou desde o desenvolvimento dos projetos demonstrativos e testes de campo até aquelas atividades relacionadas à padronização e à certificação de qualidade dos equipamentos e componentes. É reconhecido que a atuação do centro de pesquisa acabou por desencadear uma dinâmica de interação entre os usuários (proprietários de parques eólicos e concessionárias de energia) e os produtores da tecnologia (fabricantes de turbinas e componentes). Essa interação teve papel fundamental para a criação dos efeitos de aprendizado (*learning by using, learning by doing* etc.), o aprimoramento gradativo dos equipamentos (MENANTEAU, 2000; BUEN, 2006) e a formação de um sistema local de inovação já nas etapas iniciais da trajetória da indústria dinamarquesa. O condicionamento da obrigação de certificação de qualidade das turbinas à obtenção dos subsídios para a produção de energia eólica (Seção 3.2) funcionou como um dos principais catalisadores desse processo. Essa condição levou o usuário e o produtor da tecnologia a um interesse mútuo pela melhora dos equipamentos (BUEN, 2006).

Os Estados Unidos e a Alemanha começaram a estruturar centros especializados em energia eólica no início dos anos de 1990. Antes disso, os esforços estavam distribuídos em projetos pontuais executados por universidades ou outras instituições de pesquisa. Nos Estados Unidos, o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) já atuava em projetos de pesquisa em energia eólica desde meados dos anos 1980. Porém, as atividades em eólica ganharam outra dimensão com a construção do *National Wind Technology Center* (NWTC), em 1994, voltado exclusivamente para a execução dos programas de P&D acima mencionados.

[48] O Risø era um laboratório de pesquisas em energia nuclear em funcionamento desde 1958, cujas atividades foram sendo gradualmente reestruturadas para abrigar atividades de pesquisa em NFRs à medida que a energia nuclear foi perdendo espaço na política energética dinamarquesa. As atividades em energia eólica começam com criação de uma estação de testes em 1978, a *National Teste Station for Small Windmills*.

Assim como já ocorria na Dinamarca, os centros de pesquisa dos Estados Unidos e da Alemanha passaram também a mediar as relações entre os diversos atores da indústria. A exemplo do centro dinamarquês, os centros alemão e norte-americano também abrigam estações de testes de campo e gerenciam projetos demonstrativos de parques eólicos, atividades que envolvem atores variados da indústria.

Além da relação com as fabricantes de turbinas e as concessionárias de eletricidade, também é visível que esses centros mantêm uma forte relação com as universidades locais. Essas instituições acabam suprindo as demandas por pesquisas regionais e por formação de mão de obra especializada. Em 2002, por exemplo, o Risø DTU estabeleceu um consórcio com três universidades dinamarquesas para aprimorar o relacionamento entre a pesquisa, a área de educação e a indústria (IEA WIND, 2003). Na Alemanha, todos os centros de pesquisa em eólica foram (e ainda são) criados em universidades. O *Fraunhofer-Institute for Wind and Energy System Technology* (IWES), o principal centro de pesquisa para energia eólica no país, foi registrado em 1988 como um instituto associado à Universidade de Kassel (reconhecida pelas suas pesquisas em sistemas de geração de energia elétrica).

Mais recentemente, as políticas tecnológicas da Dinamarca e da Alemanha estão claramente empenhadas em fortalecer e expandir seus sistemas de inovação em energia eólica. Esse empenho pode ser um reflexo das pressões causadas sobre esses sistemas tanto pela internacionalização das cadeias produtivas quanto pela concorrência com a China (Capítulo 2). Na Alemanha, o IWES[49] se fundiu em 2009 ao *Fraunhofer Center for Wind Energy and Maritime Engineering* e ao *Institute for Solar Energy Technology* (IEA WIND, 2011). Esta fusão e a criação de outros centros locais em parceria com universidades nos últimos anos (ver Quadro 3.1) refletem o esforço do governo alemão em fortalecer as redes de pesquisas em NFRs e o próprio sistema nacional de inovação. A Dinamarca, por sua vez, vem buscando expandir seu sistema de inovação reforçando a cooperação internacional com os países nórdicos e também com outros países da União Europeia, tendo o Risø DTU como principal liderança de pesquisa em eólica na região (IEA WIND, 2007; 2009).

[49] Além do IWES, encontram-se também na Alemanha centros regionais especializados em componentes, acompanhando configuração dos clusters locais de rotor de pás etc. (IEA WIND, 2008).

Programas de padronização e certificação de turbinas

Outro instrumento essencial presente nas políticas de inovação em energia eólica são os programas de padronização e certificação de qualidade das turbinas[50]. Estes programas demandam testes variados e impulsionam e direcionam os esforços de P&D da indústria na busca por atingir parâmetros específicos. E, dependendo do modo como forem gerenciados e organizados, esses programas podem também catalisar a interação entre os diversos atores do sistema de inovação. Esse é o caso da Dinamarca, primeiro país a exigir já em 1979 a certificação dos equipamentos. Hoje, a Dinamarca é referência mundial no desenvolvimento desses sistemas[51], que são assistidos pelos programas e fundos de P&D[52] (IEA WIND, 2004). O gerenciamento do sistema dinamarquês prevê que todos os atores da indústria participem do conselho de certificação e assistam a *Danish Energy Agency* (DEA) na preparação das métricas, o que contribuiu para fomentar a interação entre os vários atores da indústria.

A Alemanha também começou a trabalhar na construção de um sistema de padronização e certificação de turbinas a partir de 1979. Todavia, a exigência de certificação das turbinas para a instalação em solo alemão se tornou mandatória somente em 1992, um ano após a instituição do FIT (Seção 3.2). O sistema alemão tem um caráter mais técnico e menos interativo do que a Dinamarca, já que a certificação de turbinas está vinculada ao setor de construção (segue as leis que regulamentar este setor). Além disso, os sistemas de certificação são desenvolvidos por instituições com foco exclusivo em certificação, e não por centros de pesquisas em fontes renováveis, como ocorre na Dinamarca.

---

[50] Na indústria de energia eólica, o que se busca com mecanismos de padronização é a qualidade uniforme das turbinas e a garantia de que o parque eólico tenha um desempenho satisfatório de forma a mitigar os riscos do projeto (MIZZUNO, 2007; IEA, 2010). A padronização e a certificação de um dado tipo de turbina significam, em linhas gerais, que o desenho e a fabricação do equipamento e seus componentes seguiram design e parâmetros específicos (nível de barulho, integridade estrutural, desempenho, identificação, rotulagem etc.) validados previamente por uma instituição certificadora. E, tanto a validação de um modelo de equipamento pela instituição certificadora quanto à obtenção da certificação pelas fabricantes de turbinas demandam a realização de testes variados por instituições especializadas e autorizadas.

[51] O *Technical Criteria for Type Approval and Certification* de 1991 e suas atualizações subsequentes (*Type Approval Scheme* em 2004) são a base do atual sistema de certificação dinamarquês e reiteram o condicionamento do incentivos à produção de energia aos requisitos de certificação.

[52] As metodologias de execução de testes e os padrões criados pelo Risø DTU são as mesmas usadas pela *International Electrotechnical Comission* (IEC) - organismo de avaliação e conformação de padrões internacionais para todos os campos na eletrotecnologia.

Os Estados Unidos, por sua vez, começaram apenas em 1994 o desenvolvimento de capacitação em certificação com o *National Avian-Wind Power Planning,* que visava a internalização dessas atividades no país. A certificação das turbinas instaladas em solo americano até hoje não é mandatória, apenas recomendada (WALLACE, KURTS & LIN, 2012). E, o que se desenvolveu no país foram competências internas para desenhar e realizar os testes (feitos pelo NWTC) de turbinas; os padrões que orientam estes testes são da IEC, que por sua vez são criados pela Dinamarca.

3.2. Políticas de criação de mercado

Nos países pioneiros, as políticas de criação de mercado congregam quatro eixos principais de intervenção: o preço da eletricidade, o investimento em parques eólicos, o planejamento da expansão e a conexão ao setor elétrico. A Dinamarca é o primeiro país que adotou todas estas medidas já no início dos anos de 1980, abrindo precedentes sobre os elementos que devem perfazer as políticas de mercado para a energia eólica. E, assim como as políticas tecnológicas, as políticas de mercado da Dinamarca são marcadas pela continuidade. A Alemanha e os Estados Unidos vão incorporando os instrumentos essenciais progressivamente, até constituírem, no início dos anos de 1990, um pacote mais estável para as políticas de mercado.

O Quadro 3.2 lista os principais instrumentos empregados pelos países pioneiros para criação de mercado para a energia eólica (ou NFRs).

Quadro 3.2 – Instrumentos de políticas de mercado e fatos principais dos pioneiros

Principais instrumentos	Fatos principais		
	Dinamarca	**Estados Unidos**	**Alemanha**
Subsídio/ Garantia de preço mínimo	1981: subsídio ao preço da eletricidade 1984: primeira versão do FIT (garantia 85% do preço de varejo, excluindo taxas) 1991: preço fixo mandatário (*Wind Mill Law*) 1999: reforma do setor elétrico - reduz incentivo ao preço para *onshore* (período de transição) 2008: redução progressiva do incentivo ao preço *(Renewable Energy Act)*	*1978: Public Utility Regulatory Act (PURPA),* subsídio ao preço das NFRs 1992-2013: *Renewable Electricity Production Tax Credit* (PTC) - crédito fiscal sobre o preço da energia ajustado à inflação	1979: tarifa especial para NFRs 1989-1996: 100/250 MW *program*, subsídio ao preço da eletricidade 1991: *Electricity Feed-in Law*, introduz garantia de preço fixo (90% do preço de varejo) 2000: EEG - diferenciação de preços por fonte e redução progressiva do incentivo
Subsídio/ Incentivos ao investimento	1979-1989: reembolso de parte dos custos de investimento (redução progressiva) 1976-1996: isenção do imposto sobre a renda dos investimentos A partir de 1997: esquema especial de tributação para pequenos produtores Desde 2000: linhas preferenciais de crédito	1977-1984: crédito fiscal sobre o investimento em parques eólicos 1982-1987: Califórnia tem versão própria do incentivo 2009-2012: *American Recovery and Reinvestment Act* (ARRA), crédito fiscal sobre investimento e custo da propriedade	1989-1996: 100/250 MW *program,* subsídio ao custo dos investimentos A partir de 1990: *Environmental Fund* (DtA e KfK), créditos em condições especiais A partir de 1990: incentivos fiscais Desde 2000: linhas preferenciais de crédito
Metas de médio e longo prazo	1985-1997: impõem metas de expansão da capacidade instalada em energia eólica 1990-2000: associa metas de consumo à capacidade instalada em energia eólica A partir de 2000: metas conjuntas de consumo para todas as renováveis	1989-1995: metas de redução de custo da eólica 2000-2005: *Wind Powering America*, metas de produção e capacidade instalada em eólica 2002: metas estaduais de expansão da capacidade instalada 2005: EPAct coloca metas de curto prazo para consumo de eletricidade de NFRs	EEG 2000, 2004 e 2008: planos gerais de expansão para renováveis 2010: cenários de expansão conjunta para renováveis
Acesso da energia eólica ao sistema elétrico	1981: garantia de acesso da eólica à rede elétrica 1985-2003: impõem compartilhamento dos custos de conexão às concessionárias; libera energia eólica dos encargos de uso da rede 2003: custos de conexão passam a ser de responsabilidade do gerador 2003: gerador passa a pagar encargos de rede 2003: prioridade de despacho se torna mandatória	1978: PURPA – garante acesso das NFRs à rede elétrica 2003: FERC determina que os geradores de NFRs são responsáveis por todos os custos de conexão	2000: EEG – garante legalmente acesso da eólica à rede elétrica e prioridade de acesso às renováveis 2004: EEG – dá despacho prioritário 2006: *Infraestructure Aceleration Act*, pagamento dos custos de conexão *offshore* pelos operadores

Fonte: Elaboração própria.

Subsídio/Garantia de preço mínimo

Os instrumentos que buscam estabelecer um preço diferenciado para as fontes renováveis estavam presentes em todos os países pioneiros já nos estágios iniciais do desenvolvimento da indústria de energia eólica. Mas os instrumentos tradicionais de criação de mercado, nos moldes daqueles abordados na Seção 1.1, foram formalmente introduzidos pela Dinamarca e a Alemanha somente no início da década de 1990, precedendo iniciativas (fracassadas ou não) de subsidiar o preço de eletricidade de base renovável. Posteriormente, ao serem instados a reduzir os incentivos ao preço, esses países reformularam esses instrumentos. Já os Estados Unidos seguiram por um caminho diferente ao retomar no início dos anos de 1990, no contexto da desregulamentação do mercado norte-americano de eletricidade, a proposta de subsidiar a produção de eletricidade, em vez de garantir um preço mínimo.

A Dinamarca começou sua política de preço para a energia eólica em 1981, quando passou a conceder um adicional fixo à produção de eletricidade por kWh, tendo por base o valor dos impostos cobrados sobre a eletricidade produzida por combustíveis fósseis (MIZUNO, 2007). Esse subsídio veio se somar em 1984 ao que se pode considerar uma primeira versão do FIT. Naquele ano, os órgãos reguladores do setor elétrico e as concessionárias chegaram a um acordo voluntário sobre pagamento da energia eólica e a um conjunto de regras para o cálculo dos custos de conexão e reforço das redes de distribuição (NEIJ et al., 2003). Os acordos[53] prosseguiram até 1992, quando foi instituída a *Wind Mill Law*, que torna a condição de preço fixo mandatória.

Em 1999, a liberalização do mercado dinamarquês de eletricidade[54] veio junto com um novo modelo de incentivo que não mais garantia um preço mínimo para as instalações *onshore.* O novo modelo de incentivo oferecia um adicional sobre os preços de mercado, considerando o tempo de vida útil da turbina e a data de instalação[55]. O redesenho das tarifas teve por objetivo criar um cenário de transição que possibilitasse reduzir ou até mesmo eliminar o incentivo à

[53] Acordos de longo prazo entre governo e concessionárias de energia são uma característica da política dinamarquesa de promoção à energia eólica (NEIJ et al., 2003).

[54] A Diretiva 96/92/EC do Parlamento Europeu, que estipula as primeiras regras para o mercado comum de eletricidade da União Europeia e estabelece as diretrizes iniciais para a liberalização gradativa dos mercados de energia elétrica dos países membros é que orienta o início deste processo no bloco. A diretiva foi substituída em 2003 (2003/54/EC) e em 2009 (2009/72/EC).

[55] As instalações antigas (anteriores a reforma do setor elétrico) agora contam um período máximo de 10 anos de incentivo; as novas instalações ainda contam com o prazo de 20 anos, mas por outro lado o adicional sobre o preço de mercado é bem menor.

energia eólica. A ideia central do novo modelo era a de que as instalações menos competitivas (turbinas mais antigas, de menor escala) e mais custosas (instalações em alto-mar) deveriam receber um nível maior de incentivo. Também foram introduzidos os Certificados de Energia Renovável como uma forma de criar um mercado de transição para este tipo de energia, aproximando-se, assim, do formato do Sistema de Cotas (Seção 1.1) (MUNKSGAARD & MORTHORST, 2008).

O FIT se manteve no seu formato prévio apenas para as instalações *offshore*. Essas instalações ainda usufruíam a garantia de preço mínimo por um período de dez anos e depois disto entravam no chamado período de transição, submetendo-se ao mesmo esquema de incentivo das instalações *onshore* (adicional sobre o preço de mercado). Porém, mesmo assim, o mecanismo fugia da sua concepção original, uma vez que o preço mínimo não era mais definido em lei, mas através de um leilão prévio que selecionava os projetos mais competitivos. Antes da reforma do setor elétrico dinamarquês, as tarifas pagas à energia eólica eram relativamente estáveis e embutiam uma parte de subsídio governamental, além daquela parcela de custo que era dividida entre todos os consumidores. Atualmente o preço extra é pago somente pelos consumidores (MUNKSGAARD & MORTHORST, 2008). O *Renewable Energy Act* de 2008[56] reiterou a política de subsídio ao preço da eletricidade e a categorização por tempo de instalação da turbina e colocou a redução progressiva dos benefícios.

A Alemanha também introduziu nos anos de 1980 um mecanismo com um princípio muito similar ao PURPA, já que obrigava as distribuidoras de eletricidade a comprar a eletricidade de base renovável a uma tarifa especial baseada nos custos evitados. O cálculo dos custos evitados não levou a um patamar de tarifa atrativo às NFRs, não causando nenhum impacto significativo sobre o desenvolvimento dessas fontes (EIA, 2005). O primeiro subsídio efetivo ao preço da energia eólica seria instituído no país apenas em 1989, no contexto do *100/250 MW Wind Program* (Seção 3.1). O programa dava aos participantes a opção de escolher entre um subsídio ao investimento em parques eólicos ou um adicional sobre o preço da

[56] Disponível em http://www.ens.dk/en-US/Info/Legislation/Energy_Supply/Documents/Promotion%20of%20Renewable%20Energy%20Act%20-%20extract.pdf

eletricidade gerada (JACOBSSON & BERGEK, 2006). Dois anos depois, o FIT seria implementado com o *Electricity Feed-in Law* de 1991.

Na Alemanha, o processo de liberalização do setor elétrico também produziu reflexos nos sistemas de garantia de preço fixo. No entanto, a flexibilização do incentivo de preço naquele país deu-se num grau bem menor do que na Dinamarca. O *Renewable Energy Source Act* (EEG[57], sigla em alemão) de 2000 manteve os princípios básicos do FIT, depois de provar que o mecanismo não estava em conflito com as regras do mercado comum europeu de eletricidade – o custo era repassado aos consumidores e não embutia subsídio governamental. As principais mudanças trazidas pelo EEG são a diferenciação de preços por fonte de energia (eólica, solar etc.). O EEG levou em consideração as curvas de aprendizado de cada uma das tecnologias, a programação de redução das tarifas no longo prazo[58] e a inclusão das concessionárias de eletricidade como beneficiária do incentivo. Anteriormente, o incentivo estava restrito aos produtores independentes de energia (IEA WIND, 2001, 2004). O potencial eólico do local onde o parque está instalado também determina, desde 2000, o preço da tarifa, como forma de compensar a menor lucratividade dos parques construídos nas áreas de menor potencial eólico e de evitar a concentração de empreendimentos nas áreas com melhores regimes de vento (IEA WIND, 2001, 2008; MIZZUNO, 2007).

Os Estados Unidos introduziram a primeira medida no sentido de incrementar o preço das fontes renováveis com o *Public Utility Regulatory Policy Act* (PURPA), de 1978. O programa impunha às concessionárias de eletricidade a compra de eletricidade de produtores independentes de base renovável (de até 80 MW) ou em cogeração a custos evitados. Ao colocar o cálculo e a interpretação dos custos evitados a cargo dos Estados[59], o instrumento acabou produzindo resultados não uniformes na expansão das fontes renováveis ao longo do país[60] (EIA, 2005).

---

[57] O EEG é revisado a cada quatro anos, quando as tarifas discriminadas na lei, são atualizados.

[58] No caso da fonte eólica, as tarifas *premium* são pagas por cinco anos para a instalações *onshore* e nove anos para as instalações *offshore*, com a possibilidade de estender estes prazos em mais cinco anos. Depois disto, as tarifas começam a se reduzir em cerca de 1%, se expirando quando o parque atingir 20 anos de idade – na lei de 1999, não constava um tempo limite para a aplicação dos incentivos (IEA WIND, 2008).

[59] Em 1995, o *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) tomou a responsabilidade pela interpretação dos custos evitados, levando a uma padronização dos incentivos, e à redução em alguns casos, com o da própria Califórnia (EIA, 2005).

[60] A Califórnia foi o estado que adotou o cálculo mais favorável ao incremento de preços das NFRs, o que ajuda a explicar a concentração da capacidade instalada em energia eólica na região. A Califórnia baseou seu cálculo dos custos evitados nas

Nos Estados Unidos, as perspectivas de incremento do mercado de energia eólica ganharam novo impulso com *Energy Policy Act* (EPAct) de 1992. O EPAct institui o *Renewable Electricity Production Tax Credit* (PTC), um crédito fiscal por dez anos para os produtores independentes de energia e as concessionárias privadas de eletricidade – as concessionárias públicas também usufruem de incentivo semelhante, mas sob outro regime.

Vale lembrar que é o EPAct é a lei que promove a desregulamentação do setor elétrico nos Estados Unidos, levando à abertura das redes de transmissão aos produtores independentes de energia e forçando a concorrência entre os fornecedores de eletricidade. Nesse contexto, o PURPA perdeu sua relevância. As concessionárias de eletricidade deixaram de ser obrigadas a realizar contratos com os produtores independentes de energia. O PTC foi, então, instituído com a proposta de corrigir a distorção de preços das energias renováveis frente às fontes tradicionais (EIA, 2005).

Nos Estados Unidos, o PCT ainda é considerado como a medida mais importante de promoção à energia eólica adotada em âmbito federal (WISER & BOLINGUER, 2009 e 2012), embora careça de estabilidade, já que depende de renovação – a última ocorreu em 2012. Mas também vale destacar que o movimento de descentralização das políticas de criação de mercado para NFRs nos Estados Unidos, que se intensificou nos anos 2000. A opção dos estados norte-americanos recaiu sobre o sistema de cotas (Seção 1.1): até 2010, 47 estados norte-americanos tinham adotado este mecanismo[61]. Entre 1998 e 2007, 50% das novas capacidades instaladas em NFRs nos Estados Unidos ocorreram em estados com Sistema de Cotas mandatórios[62] – 93% das novas adições foram de fonte eólica (IEA WIND, 2007).

---

previsões de preços do gás natural e do petróleo, além de inovar ao proporcionar contratos de longo prazo aos produtores independentes (de 20 a 30 anos) e preço fixo por pelo menos dez anos. Já no Estado do Texas, os maiores favorecidos pelo cálculo adotado foram os autoprodutores de energia (LOITER & NORBERG-BHOM, 1999).

[61] As cotas de produção de eletricidade por NFRs a serem cumpridas pelas concessionárias locais variam de 4 a 30% do total gerado em dado intervalo de tempo (IEA WIND, 2007).

[62] Há estados que optaram pela versão voluntária do mecanismo, na qual os consumidores são estimulados a escolher a fonte de energia com menor impacto ambiental para atingir a meta colocada pela política.

Subsídio/Incentivo ao investimento

No tocante aos investimentos em parques eólicos, observou-se que os países pioneiros também dispuseram de medidas que amenizassem o peso dos custos de capital para os desenvolvedores de parques eólicos. Embora esses instrumentos não sejam objeto de destaque nos estudos sobre NFRs, eles foram empregados em momentos cruciais, senão ao longo de toda a trajetória de desenvolvimento da indústria. Dependendo do país, essas medidas tomaram a forma de subsídios diretos ao investimento, crédito fiscal, linhas preferenciais de investimento e, mais recentemente, passaram a ser disponibilizadas as garantias de investimento.

Os Estados Unidos foram o primeiro país a instituir um incentivo voltado para os custos de capital. O crédito fiscal de 10% sobre o investimento em energia eólica vigorou no período de 1977-1985 e autorizava os proprietários dos empreendimentos a reduzirem a base de cálculo do montante total investido (LOITER & NORBERG-BOHM, 1999). A Califórnia criou uma versão própria deste instrumento em 1982[63]. Este incentivo combinado à interpretação favorável do PTC fez com que, entre os anos de 1982 e 1985, aquele estado se tornasse o centro eólico do mundo[64]. Os incentivos fiscais foram retirados em 1987[65], desencadeando um retrocesso no movimento de expansão da energia eólica no Estado da Califórnia (STREET & MILES, 1996). Os incentivos ao investimento em parques eólicos no plano federal voltaram a ganhar destaque nos Estados Unidos somente em 2009, com o *American Recovery and Reinvestment Act* (ARRA) – o que desvela o caráter conjuntural dos instrumentos de promoção daquele país. O ARRA concedeu aos projetos eólicos iniciados em 2009 e 2010 um crédito fiscal de 30% sobre o investimento e um subsídio de 30% sobre o custo da propriedade, além de condições especiais de crédito. O programa foi estendido para até o final de 2012. Além disso, vários estados norte-

[63] Os créditos alcançavam até 50% do custo de capital dos projetos (25% financiado pelo governo federal e 25% pelo governo estadual).

[64] Na época, os Estados Unidos concentravam 90% do mercado mundial dos equipamentos e componentes de geração a partir de fonte eólica (STREET & MILES, 1996).

[65] Isso ocorreu tanto em função do arrefecimento do preço do petróleo e da ineficácia do incentivo. Ao priorizar a oferta de parques eólicos sem a produção de energia, os créditos fiscais tornaram a produção de energia eólica viável no curto prazo, mas não sustentável no longo prazo porque não se considerou o fator capacidade ou quantidade de energia a ser entregue. Com isso, não se estimulou um aumento da eficiência, nem o aprimoramento da tecnologia, abrindo caminho para a instalação de equipamentos inadequados ao contexto local e não suficientemente desenvolvidos (LOITER & NORBERG-BOHM, 1999).

americanos também contam com programas de incentivo ao investimento em projetos de geração de energia eólica (IEA WIND, 2009 e 2011).

A Dinamarca também adotou no início dos anos de 1980 um subsídio ao investimento que previa o reembolso direto de 30% dos custos de capital de turbinas eólicas aos indivíduos[66] que investissem nesses equipamentos – lembrando que o incentivo estava atrelado à certificação das turbinas pelo RisØ (Seção 3.1). O percentual do incentivo foi se reduzindo gradualmente, na medida em que a confiabilidade e a eficiência das turbinas dinamarquesas melhoravam, até ser completamente extinto (BUEN, 2006). Além disso, os investimentos em turbinas eólicas e as rendas derivadas desses investimentos também ficaram isentos de impostos por um período de 20 anos. A partir de 1997, as rendas passaram a ser taxadas, mas até hoje a energia eólica goza de um esquema especial de tributação que beneficia especialmente os proprietários individuais de turbinas eólicas e os pequenos produtores independentes de energia (MIZUNO, 2007).

Na Alemanha, os anos de 1990 são marcados por uma provisão em grande escala de financiamentos com taxas de juros bem menores do que aquelas praticadas no mercado para projetos de energia eólica. Os incentivos ao investimento começaram a ganhar forma a partir do programa *100/250 MW Wind Program* (1989-1996), que subsidiava até 60% dos custos de investimento do projeto de parque eólico (JOHNSON & JACOBSSON, 2002; MIZZUNO, 2007). O Fundo Ambiental financiou, até meados dos anos de 1990, 75% do investimento em capital em parques eólicos – ou até 100% no caso de empresas de pequeno e médio porte – a taxas de juros bastante reduzidas e com longos prazos de amortização. Além disso, os investidores em parques eólicos na Alemanha foram e ainda são beneficiados por incentivos fiscais, como deduções sobre o imposto de renda e a possibilidade de depreciação acelerada dos equipamentos (MIZUNO, 2007).

Atualmente, a Dinamarca e a Alemanha ainda mantêm linhas preferenciais de investimento para a energia eólica, ainda que elas não constem como um instrumento formal de política de promoção e façam parte de iniciativas pontuais. Mas em 2010, por exemplo, o *Nordic*

[66] A política dinamarquesa de promoção às fontes renováveis preza pelo aspecto comunitário e descentralizado da geração em energia eólica. Daí o foco nos indivíduos e não nos grandes investidores de energia (BUEN, 2006). Até hoje os incentivos são muito maiores para o pequeno produtor ou o proprietário de uma única turbina.

Investment Bank (NIB), lançou, em conjunto com um banco regional (*Ringkjøbing Landbobank*), um programa de investimento para financiar parques eólicos na costa oeste da Dinamarca[67]. Recentemente, o governo alemão estabeleceu um fundo especial (*Offshore Wind Energy Program*), que abriu uma linha de crédito de €5 bilhões para apoiar a construção de dez parques eólicos na Alemanha, em linha com o seu foco *offshore* (IEA WIND, 2009).

Metas de médio e longo prazo

Metas concretas de incremento da capacidade de geração de energia para o médio e longo prazo funcionam como um sinalizador da expansão do mercado tanto para os investidores em parques eólicos, quanto para a indústria de turbinas e componentes.

Se tais metas implicarem em reserva de mercado como ocorreu por mais de uma década na Dinamarca, o efeito pode ser ainda mais promissor, especialmente nas etapas iniciais de desenvolvimento da indústria. O governo dinamarquês se utilizou por mais de uma década de mandados de expansão para capacidade instalada, que foram instituídos a partir de acordos pré-estabelecidos com as concessionárias de eletricidade. Entre 1985 e 1997, as concessionárias foram obrigadas a cumprir e rever suas metas de instalação de capacidade de geração em energia eólica por cinco vezes, criando, assim, um nicho específico para o desenvolvimento da fonte de energia em questão (BUEN, 2006; MIZZUNO, 2007). A partir de 1990, o governo dinamarquês mudou o enfoque do planejamento da expansão da energia eólica e passou também a planejar metas de consumo como complemento às metas de capacidade instalada através da divulgação de planos oficiais (*Energy 2000*, de 1990 e *Energy 21*, de 1996).

Mas associar as metas de expansão da capacidade instalada em eólica com reserva de mercado não é a regra para os demais países pioneiros. As metas tiveram e ainda têm como papel predominante mostrar o comprometimento do país com a fonte de energia em questão – ou com as NFRs em geral – no longo prazo.

[67] O financiamento, que tem um prazo de maturação de dez anos, é voltado às novas e pequenas empresas de energia renováveis.

Não constam da trajetória da Alemanha, por exemplo, metas exclusivas para energia eólica. Segundo a IEA Wind (2001), o EEG traz metas de caráter geral (para todas as renováveis), mas que na prática funcionam mais como sinalizadores do que como planos concretos de expansão da capacidade instalada. Todavia, a política alemã também está vinculada desde 2003 às diretivas da União Europeia de redução de emissões de CO_2 e à ampliação da participação das NFRs no consumo de energia. Em 2004, o governo federal alemão estabeleceu a meta de dobrar a participação das renováveis no consumo bruto de energia até 2010, o que também refletiu nos objetivos de incrementar o consumo de eletricidade gerada a partir dessas fontes, que deveria alcançar 20% em 2020 (IEA WIND, 2004).

A própria Dinamarca adotou os anos 2000, no contexto da liberalização do mercado de eletricidade, uma nova configuração para os planos de expansão das renováveis. Desde então, o país passou a tomar como ponto de partida os limites de emissão de CO_2, estipulados pelas Diretivas da União Europeia, e as metas de consumo de eletricidade passaram a considerar todas as NFRs[68] (IEA, 2010). A nova configuração acabou por eliminar a reserva de mercado exclusiva para a eólica. Mas como a energia eólica era a que estava num estágio de desenvolvimento mais avançado do que as outras fontes (solar, biomassa etc.), o cumprimento das metas na primeira década dos anos 2000 dependeu majoritariamente dela.

Nos Estados Unidos, até os anos 2000, as metas estiveram mais focadas na redução de custo e não na capacidade instalada, partindo do raciocínio de que à medida que a tecnologia se tornasse mais barata, a expansão seria automática. O *Renewable Energy and Energy Technology Competitiveness Act* de 1989, por exemplo, colocou como meta a redução dos custos da eletricidade de fonte eólica por kWh e por kW de capacidade instalada, além da redução dos custos de manutenção e do aumento do fator capacidade (IEA, 2005). Ademais, não há nos Estados Unidos vínculo entre as metas de expansão das fontes renováveis e as metas de caráter ambiental, como ocorre na Alemanha e na Dinamarca.

[68] No plano de 2008, previu-se atingir um percentual de 20% de renováveis no consumo bruto de energia em 2011, o que foi alcançado já em 2010.

Metas consistentes de consumo e expansão da capacidade instalada ganharam destaque no país apenas no período 2000-2005, no âmbito do *Wind Powering America* do DOE[69] (IEA WIND, 2002, 2003, 2010). A revisão do EPAct de 2005 complementou estas iniciativas com metas de consumo de curto prazo para fontes renováveis de uma forma geral[70]. De 2005 em diante, foram divulgadas apenas projeções de longuíssimo prazo, com previsões de que 20% da eletricidade consumida nos Estados Unidos em 2030 possam prover de fonte eólica (IEA WIND, 2005, 2007, 2010).

Garantia de acesso da energia eólica ao sistema elétrico

As políticas de acesso aos sistemas elétricos nacionais devem obedecer dois princípios básicos: (i) a garantia de conexão do parque eólico à rede elétrica, obrigando, inclusive, os operadores de rede a prover infraestrutura apropriada até o ponto de conexão; (ii) a prioridade do despacho da eletricidade gerada dado o caráter intermitente da tecnologia. A política pode ir além ao impor o compartilhamento dos custos de conexão e o reforço das redes, ao desobrigar as plantas dos pagamentos dos encargos de utilização da rede etc.

Dentre os países pioneiros, a Dinamarca é o único que foi além dos princípios básicos por ter imposto o compartilhamento dos custos de conexão às concessionários e a liberação dos encargos de utilização de rede até que a indústria estivesse madura o suficiente para incorrer nesses custos. Segundo Buen (2006), o acordo de 1984 com as concessionárias de eletricidade estabeleceu que estas empresas tinham que arcar com 35% dos custos de conexão dos parques eólicos à rede elétrica. Em 1996, o *Danish Electricity Reform Act* formalizou essas práticas. Os custos de conexão do parque eólico até a rede elétrica passaram a ser de responsabilidade do proprietário do parque eólico somente em 2003, a partir do *Act on Electricity Supply* (com renovações e emendas subsequentes). Os proprietários dos parques eólicos passaram também a

[69] O programa estipulou que 5% da eletricidade gerada em 2020 deve ser de fonte eólica, com metas de expansão de capacidade instalada em 10 GW para 2010 e 80GW em 2020 – o programa também colocou metas de consumo para o governo federal (5% de toda eletricidade consumida até 2010) (IEA WIND, 2000)

[70] Pelo menos 3% entre 2007 e 2009; 5% entre 2010 e 2012 e pelo menos 7% de 2013 em diante (IEA WIND, 2005).

pagar os encargos de uso da rede. A medida ainda garantiu a prioridade de despacho às NFRs em relação às fontes convencionais de energia (IEA WIND, 2003).

Na Alemanha, as questões referentes à conexão à rede elétrica apareceram no marco legal das NFRs somente nos anos 2000, com a segunda revisão do EEG, que deu às NFRs a garantia formal e a prioridade de acesso à rede elétrica. Os proprietários de parques eólicos no país devem pagar por qualquer custo incorrido no reforço da rede ou extensão decorrente da instalação da turbina. E, os operadores não são obrigados a estender a rede elétrica para acomodar novos parques, mas apenas reforçá-la. O EEG de 2000 também liberou os parques eólicos dos encargos de uso de rede (IEA WIND, 2000; MIZUNO, 2007). Já a revisão de 2004 do EEG tornou compulsório o despacho prioritário na rede elétrica das NFRs beneficiadas pelo FIT (IEA WIND, 2004). E, em linha com a prioridade da política para a geração *offshore*, o *Infrastructure Acceleration Act* de 2006 obrigou os operadores de rede a pagarem pela infraestrutura de conexão dos parques em alto-mar à rede elétrica em terra firme (IEA WIND, 2007).

Nos Estados Unidos, o PURPA já havia garantido, desde 1978, o acesso das NFRs à rede elétrica – o ato foi revisado em 1995 para abarcar projetos de geração de qualquer tamanho. Atualmente, os Estados Unidos é o país com a política menos favorável no que diz respeito à conexão da energia eólica à rede elétrica. O *Federal Energy Regulatory Commission* (PORTER et al., 2009) determina que os geradores de energia elétrica a partir de NFRs sejam responsáveis por todos os custos de conexão entre a unidade de geração e à rede de transmissão. Os geradores também pagam pelos custos de reforço da rede de transmissão para acomodar as novas plantas. Ao longo do tempo, os proprietários das plantas de geração são reembolsados pelos custos de reforço da rede pelos operadores das redes de transmissão, com juros, através de descontos das taxas de uso de rede. Não há menção na política norte-americana sobre a prioridade do despacho. Isso se explica porque diferente da Alemanha e da Dinamarca, nos Estados Unidos a energia eólica ainda funciona mais como um *back-up* no sistema elétrico, do que como parte essencial da oferta de energia elétrica, como ocorre nos países europeus.

3.3. Políticas industriais

Nos países pioneiros, os instrumentos de política industrial foram aplicados com dois objetivos: de favorecer a indústria doméstica nascente e de abrir novos mercados para tecnologia. Essas medidas foram aplicadas essencialmente pela Alemanha e a Dinamarca. Os Estados Unidos adotaram apenas recentemente uma medida relacionada à promoção de exportações.

O Quadro 3.3 resume os instrumentos dos países pioneiros de política industrial e os fatos principais relacionadas a esta esfera de política.

Quadro 3.3 – Instrumentos de políticas industriais e fatos principais dos pioneiros

Principais instrumentos	Fatos principais		
	Dinamarca	**Estados Unidos**	**Alemanha**
Incentivos/linhas preferenciais de financiamentos atrelados ao uso de tecnologia nacional	A partir de 1990: garantias para financiamento de projetos eólicos com turbinas nacionais	-	A partir de 1990: linhas de financiamento preferenciais para parques construídos com turbinas nacionais; subsídios e subsídios regionais (BMF)
Imposição de parâmetros específicos de certificação de qualidade	1991-2004: exigência de certificação da *Danish Wind Turbine Garantee* A/S para instalação de turbinas no país	-	1992: certificação se torna mandatória
Incentivos à exportação de equipamentos/construção de parques eólicos no exterior	Anos 1980-1990: subsídios para parques eólicos de países em desenvolvimento; 1986-1989: incentivos fiscais para investidores em parques eólicos nos EUA Desde 1990: garantia de crédito para exportação (EKF - *Export Credit Agency*)	2010: *Enrvironmental Exports Program* - garantia de crédito atrelada ao conteúdo local	1991-1999: Programa *El Dorado;* 1995: Programa TERNA Anos 2000: garantia de crédito para exportação

Fonte: Elaboração própria.

Incentivos ou linhas preferenciais de financiamento atrelados ao uso de tecnologia nacional

As medidas que indicam o favorecimento da indústria doméstica por parte da Dinamarca e da Alemanha não constam do rol de incentivos ou subsídios regulamentados, nem aparecem como parte dos programas governamentais de promoção às NFRs ou à energia eólica. Mas é fato

que elas compuseram as políticas de inovação em energia eólica daqueles países e serviram para proteger suas indústrias domésticas da competição, especialmente quando a tecnologia começou a se consolidar. Essa situação de favorecimento se fez mais evidente na Alemanha, o que é coerente com o histórico de proteção das empresas nascentes que marcaram a política industrial do país.

Os subsídios do *Federal Ministry of Finance* (BMF) da Alemanha para a construção de parques eólicos foram, durante a década de 1990, claramente direcionados para projetos que usavam turbinas nacionais (JOHNSON & JACOBSSON, 2002). A concessão de financiamentos preferenciais (com taxas de juros muito abaixo daquelas praticadas no mercado) para a construção de parques eólicos também estava condicionada ao uso de turbinas nacionais (CONNOR, 2003; LEWIS & WISER, 2007). Os recursos para esses financiamentos provinham de fundos públicos. E, embora não seja possível precisar o quanto desses recursos se destinou preferencialmente para as fabricantes alemãs de turbinas, o domínio dessas empresas no mercado doméstico sugere que elas usufruíam de incentivos que não estavam disponíveis para as empresas estrangeiras (CONNOR, 2003).

No caso da Alemanha, devem-se considerar ainda as medidas de promoção regionais. Depois da reunificação do país em 1990, o governo federal proporcionou uma série de subsídios para construção de plantas produtivas na parte oriental do país com vistas a estimular o desenvolvimento industrial da região, o que também beneficiou a indústria de turbinas eólicas (MIZUNO, 2007). Além disso, alguns estados também tinham programas de incentivo direcionados às fabricantes locais. No fim dos anos de 1980, o Estado de North Rein-Wesfalia criou um programa no qual somente as turbinas Tacke (fabricante local adquirida posteriormente pela Enron, também alemã) eram elegíveis para o subsídio de 50% ao investimento em parques eólicos concedidos pelo programa (JOHNSON & JACOBSSON, 2002; MIZUNO, 2007).

A partir de 1990, o governo dinamarquês também passou a dar garantias de financiamento de projetos de parques eólicos que usavam turbinas nacionais. Na prática, o programa visava reduzir o risco financeiro de investimentos dos empreendimentos, mas também tinha como objetivo estimular a indústria local de turbinas e componentes (MIZUNO, 2007).

Imposição de parâmetros específicos de certificação de qualidade

A Dinamarca se valeu do seu pioneirismo tecnológico para criar uma barreira implícita de acesso ao mercado local. Ao impor parâmetros rigorosos de padronização de certificação de qualidade para todas as turbinas a serem instaladas em solo dinamarquês, o país desestimulou a entrada em seu mercado doméstico de empresas com tecnologias menos avançadas (LEWIS & WISER, 2007). Entre 1991 e 2004, todas as turbinas instaladas na Dinamarca (e também aquelas exportadas) tinham que obter um certificado de garantia da *Danish Wind Turbine Garantee* A/S (MIZUNO, 2007). A Alemanha também se utilizou das exigências de padronização e certificação de qualidade. A diferença, no caso da Dinamarca, é que o país se aproveitou da sua liderança tecnológica para blindar seu mercado interno, bem como para estabelecer padrões mais elevados de competição no mercado externo.

Incentivos à exportação de equipamentos ou construção de parques eólicos no exterior

É reconhecido o impacto que a emergência do mercado californiano, no início dos anos de 1980, teve sobre a expansão da indústria dinamarquesa de turbinas e componentes, bem como sobre o avanço da tecnologia (STREET & MILES, 1996; LEWIS & WISER, 2007; MIZUNO, 2007). Entre 1984 e 1987, a quantidade de turbinas exportadas pela Dinamarca para a Califórnia excedeu as vendas no mercado doméstico. Com a extinção dos incentivos pelo estado norte-americano, ao final de 1986, a Dinamarca experimentou uma forte retração das suas exportações e a falência de várias fabricantes locais de turbinas (STREET & MILES, 1996). As primeiras medidas adotadas pela Dinamarca para reverter essa retração foi a concessão de incentivos fiscais (entre 1986-1989) aos investidores em parques eólicos nos Estados Unidos e de garantias para o financiamento de parques no exterior que utilizassem turbinas dinamarquesas (MIZUNO, 2007).

Dessa forma, a Dinamarca percebeu ainda nos estágios iniciais de desenvolvimento da sua indústria de energia eólica, a importância de diversificar os mercados. Nesse contexto, países carentes de recursos financeiros e de capacitação tecnológica – e com grandes gargalos na geração de energia elétrica e enorme potencial eólico – como a China e a Índia, se tornaram alvos preferenciais da Dinamarca. A energia eólica passou a fazer parte do escopo de atuação da *Danish International Development Assistance* (DANIDA) na segunda metade dos anos de 1980, quando a Agência começou a subsidiar o financiamento de projetos demonstrativos. Nesse caso,

os países em desenvolvimento recebiam os recursos financeiros para a implantação do parque eólico, desde que se comprometessem a empregar 50% dos recursos na compra de turbinas dinamarquesas (MIZUNO, 2007).

Essa estratégia foi replicada pela Alemanha no início dos anos de 1990. Apesar de ter ancorado fortemente o desenvolvimento da sua indústria de turbinas e componentes no mercado doméstico, a Alemanha não se absteve da estratégia de diversificar mercados e lançou dois programas na década de 1990. Um deles era o *El Dorado* (1991-1999), administrado pelo BMF, que tinha como foco os países em desenvolvimento com zonas climáticas não encontradas na Europa. O programa operava de forma bastante parecida com o programa dinamarquês. O programa também provia recursos financeiros subsidiados para a compra de tecnologia (até 70% do preço de compra) e cobria até 50% do custo total do projeto. Por meio do programa *El Dorado* foram instaladas turbinas em países da África e do leste Europeu e até mesmo no Brasil (Seção 5.3), mas foi a China, claramente o mercado mais promissor, que mais recebeu recursos do programa alemão. O segundo programa alemão era o *Technical Expertise for Renewable Energy Application* (TERNA), de 1995, que dava uma espécie de consultoria sobre potenciais projetos de energia eólica (não provia recursos financeiros), através de suporte técnico especializado. O suporte técnico incluía a busca por financiamento para a implantação do projeto e o auxílio no relacionamento do novo empreendimento com as concessionárias locais de eletricidade (MIZUNO, 2007).

Com o amadurecimento da indústria de energia eólica e a consolidação da liderança tecnológica da Dinamarca e da Alemanha no mercado internacional, esses programas caíram em desuso, ganhando destaque as garantias de crédito para a exportação[71]. Os recursos para operação desse mecanismo vêm em sua maior parte dos governos locais. A Alemanha é o país que mais tem empregando a garantia de crédito a exportação (*Export Credit Garantee of Federal Governament of Germany*) para financiar tanto parques eólicos quanto novas unidades produtivas no exterior. Os recursos são direcionados principalmente para países em desenvolvimento que

[71] Essas garantias podem ser dadas na forma de crédito (apoio financeiro) e seguro ao crédito em caso de o país de destino descumprir ou atrasar com suas obrigações de pagamento.

ainda não aparecem em destaque no mapa mundial da energia eólica, como a Rússia e Taiwan (HERMES COVER, 2011).

Os Estados Unidos não se utilizaram, ao longo da trajetória de desenvolvimento da energia eólica no país, de mecanismos explícitos ou implícitos que beneficiassem diretamente as empresas nacionais em detrimento das estrangeiras (EIA, 2005). Mesmo porque a atração de IDE em produção de turbinas e componentes foi e ainda é um dos vetores do crescimento da energia eólica nos Estados Unidos. No entanto, recentemente, seja em razão da crise econômica ou dos desequilíbrios da balança norte-americana de componentes para energia eólica (Seção 2.4.2), apareceram algumas iniciativas que se encaixam na esfera das políticas industriais. Uma delas são os créditos fiscais sobre os investimentos em manufatura de equipamentos para renováveis, no âmbito do *American Recovery Reinvestment and Act* (ARRA) de 2009. O *Export-Import-Bank of United States* também passou a operar recentemente o *Environmental Exports Program*, que provê créditos para exportações relacionadas às NFRs. O acesso ao crédito, nesse caso, está condicionado à exigência de conteúdo doméstico (DAVID & FRAVEL, 2012).

3.4. Considerações Finais

O quadro de referência dos países pioneiros corrobora, em primeiro lugar, o caráter cumulativo e coevolutivo das políticas e da tecnologia. Em segundo lugar, esse quadro demonstra que o pacote de políticas adotado para estimular o desenvolvimento da indústria de energia eólica é denso e multifacetado. A experiência dos países pioneiros ainda desvela que ao mesmo tempo em que as esferas de intervenção devem ser pensadas de forma coordenada, cada uma delas – tecnologia, indústria e mercado – segue uma dinâmica própria e não pode prescindir de instrumentos de caráter específico. Dessa forma, cada esfera de intervenção também estabelece um processo de coevolução próprio com a tecnologia.

O quadro de referências dos países pioneiros também indica os instrumentos essenciais que devem estar contidos em cada esfera de intervenção. O momento da aplicação desses instrumentos, os papéis que eles vão desempenhar no sistema de inovação e quais instrumentos devem ser adicionados a esse quadro vão depender do estágio da trajetória tecnológica em que o país entrou na indústria, como será discutido no Capítulo 4.

Mas por ora, pode-se inferir, no caso das políticas tecnológicas, que é necessário a presença de instrumentos que criem oportunidades e supram demandas tecnológicas, como os programas de P&D; de instrumentos que promovam cooperação e sirvam como ponto focal de interação entre pesquisadores, usuários e fabricantes da tecnologia, como os programas experimentais ou demonstrativos e os centros especializados em energia eólica; de instrumentos que catalisem a interação entre o maior número possível de atores da indústria e estimulem o progresso constante e gradativo da tecnologia, como as estações de testes e os programas de padronização e certificação de turbinas. A combinação destes instrumentos se mostrou essencial, pois fez com que eles se tornassem vetores no desenvolvimento de um sistema local de inovação. Vale lembrar que os programas de P&D em energia eólica ainda fazem parte das políticas tecnológicas recentes em energia dos países líderes, denotando que a política de oferta de tecnologia ainda tem um papel relevante, especialmente no avanço da tecnologia *offshore*.

Sobre as políticas de mercado, constatou-se que a criação de mercado para energia eólica passa por um pacote de medidas fundamentais que proporcione um preço e condições especiais de financiamento da capacidade instalada compatíveis com o estágio de desenvolvimento da tecnologia; que garanta o acesso dos parques eólicos ao sistema elétrico e que sinalize a continuidade e a expansão do mercado no longo prazo. Dessa forma, fica evidente que as políticas de mercado não devem agir somente sobre o preço da energia eólica.

Os instrumentos de criação de mercado também coevoluem com a tecnologia. A introdução do FIT pela Alemanha e pela Dinamarca, como principal incentivo para expansão da energia eólica, ocorreu quando a tecnologia já tinha atingido certo grau de maturidade. Já os subsídios ao investimento foram sendo extintos à medida que a tecnologia avançava, se mantendo somente as linhas preferenciais de investimento. No caso das políticas de mercado, o novo contexto do setor elétrico também moldou num segundo momento os instrumentos relacionados ao preço, principalmente nos casos da Alemanha e da Dinamarca. Mas apesar das mudanças, é evidente que esse novo contexto não se sobrepôs aos objetivos de desenvolvimento e expansão traçados previamente para a fonte de energia em questão. E, a despeito das pressões para que se reduzissem os incentivos à energia eólica nesses países, os marcos regulatórios atuais para fontes renováveis da Dinamarca e da Alemanha sinalizam para a manutenção dos mecanismos de criação de mercado por pelo menos mais uma década, especialmente para as instalações *offshore*.

Para os Estados Unidos, a retomada do apoio governamental ao desenvolvimento da energia eólica coincidiu com a aceleração do processo de desregulamentação do setor elétrico do país.

Em se tratando das políticas industriais, o principal indicativo trazido pelos países pioneiros não é sobre o tipo de instrumento utilizado, mas sobre o momento no qual eles foram empregados. O favorecimento da indústria local ocorreu nas etapas iniciais da indústria nos países pioneiros e teve por função principal a proteção da indústria nascente. Os instrumentos voltados para a proteção da indústria local foram caindo em desuso à medida que a indústria avançou e a liderança tecnológica dos países pioneiros se fez evidente. A política de busca por novos mercados, por sua vez, não foi extinta, mas mudou o foco e o conteúdo com as garantias de investimento. A tecnologia não precisa mais provar sua viabilidade através de projetos demonstrativos, mas necessita de novos mercados para dar vazão à produção industrial, já que os mercados europeus estão saturados (Capítulo 2).

Essas conclusões relativas à política industrial são válidas especialmente para os casos da Dinamarca e da Alemanha, já que os Estados Unidos não adotaram nenhuma estratégia de favorecimento da indústria local de turbinas e componentes e a preocupação com o conteúdo local é recente. Comparadas às políticas dos países europeus, fica claro que as políticas norte-americanas voltadas para a energia eólica têm um caráter mais conjuntural do que evolutivo.

CAPÍTULO 4 – Quadro de referência para as políticas de inovação em energia eólica a partir da experiência dos *latecomers*: Espanha, Índia e China

Este capítulo tem por objetivo apresentar um quadro de referência das políticas de inovação em energia eólica, tendo como base a experiência de três *latecomers*: Espanha, Índia e China. Além disso, o capítulo visa também demonstrar que, por entrarem na indústria quando a trajetória tecnológica já estava em andamento, os *latecomers* percorreram um caminho próprio, diferente do caminho dos países pioneiros, tanto em termos de desenvolvimento tecnológico, quanto de políticas de inovação.

As três esferas de intervenção identificadas a partir da experiência dos pioneiros como essenciais na conformação das políticas de inovação em energia eólica – tecnológica, industrial e de mercado – também compõem o quadro de referência dos *latecomers*. Vários dos instrumentos de política empregados pelos pioneiros também foram aplicados pelos *latecomers*. Contudo, estes países também adicionaram novos instrumentos e criaram uma dinâmica própria de coevolução entre a política, a tecnologia e a indústria.

No que diz respeito às políticas tecnológicas, evidencia-se que os instrumentos desta esfera de intervenção integram com relativa clareza as etapas de importação e adaptação da tecnologia estrangeira, seguidas pela busca de autonomia tecnológica. Sobre as políticas de mercado, demonstra-se que os *latecomers* incorporaram os instrumentos essenciais identificados nas políticas dos países pioneiros. Porém, registra-se, também que esses países – em especial a Índia e a China – seguiram por um longo processo de ajustamento dessas políticas até incorporarem todos os elementos e até chegarem a um pacote mais consistente de instrumentos de promoção à energia eólica. Quanto às políticas industriais, enfatiza-se que o direcionamento dado pelos *latecomers* no desenvolvimento de uma indústria doméstica de turbinas e no uso de instrumentos implícitos de proteção a essa indústria.

O capítulo está organizado em quatro seções, incluindo as considerações finais. A primeira seção aborda as políticas tecnológicas, a segunda trata das políticas industriais e a terceira das políticas de mercado. As políticas tecnológicas também abrem este capitulo porque, nesse caso, são elas que orientam o caminho traçado pelos *latecomers*. As políticas industriais foram colocadas na segunda seção porque nos *latecomers* elas têm uma relação clara com o tempo de introdução e ajustamento das políticas de mercado.

4.1. Políticas tecnológicas

Nos *latecomers*, as etapas das políticas tecnológicas são diferentes das etapas das políticas tecnológicas dos países pioneiros, tendo a oferta de tecnologia como o último estágio da política tecnológica e não primeiro. Outra diferença dos *latecomers* em relação aos países pioneiros é que houve um processo de adequação dos instrumentos de política tecnológica aos objetivos da política de importação e domínio da tecnologia estrangeira. Esses objetivos vão mudando à medida que a incorporação local da tecnologia avança.

O Quadro 4.1 resume os principais instrumentos de política tecnológica adotados pelos *latecomers*, bem como os fatos principais que marcam a introdução de cada um deles. Nesse caso, os instrumentos representam uma espécie de linha do tempo, demonstrando a evolução das etapas da política em questão.

Quadro 4.1 – Instrumentos de políticas tecnológicas e fatos principais dos *latecomers*

Principais instrumentos	Fatos principais		
	Espanha	**Índia**	**China**
Projetos experimentais	1979-1991: projetos de turbinas de pequeno e médio porte financiados com recursos públicos 1985: projeto de construção de uma turbina de grande porte com a Alemanha	1982-1992: programa de desenvolvimento de protótipo de turbinas de pequeno porte 1986: instalação de parques eólicos experimentais pela Dinamarca	1986-1996: instalação de parques experimentais eólicos com turbinas de pequeno porte importadas
Transferência e/ou licenciamento de tecnologia estrangeira	Desde 1989: licenciamento de tecnologia dos Estados Unidos e da Dinamarca apoiado pelo *Ministério da Industria e Energía* 1992: licenciamento de tecnologia pela Made e Ecoténia 1996: departamento de transferência de tecnologia no *Centro de Investigaciones Energéticas, Meioambientales y Tecnológicas* (CIEMAT) 1994: acordo entre Vestas e Gamesa para a produção de turbinas de 500kW	A partir de 1991: formação de *joint-ventures* entre empresas indianas e fabricantes de turbinas 1996: Suzlon entra na indústria através licenciamento de tecnologia	1997: *Riding Wind Program* do *State Planning Comitte (*primeiro passo para a importação de tecnologia) 1997: início das *joint-ventures* entre empresas chinesas e fabricantes de turbinas
Programas de testes, padronização e certificação de qualidade	1996: sistema próprio de padronização e certificação aplicado pela ENAC - *Entidad Nacional de Acreditácion*	1995: exigência de comprovação da certificação por órgãos internacionais 2000: parâmetros nacionais para certificação de turbinas (com suporte do *RisØ DTU* da Dinamarca)	2015: previsão para ter um programa próprio
Centros públicos de P&D especializados em energia eólica (ou fontes renováveis)	1992: Departamento de energia eólica no CIEMAT 2002: criação do *Centro Nacional de Energías Renovables* (CENER), que abriga o Departamento de Energia Eólica	1999: criação do *Centre for Wind Energy Technology* (C-WET) como estação de testes 2002: C-WET se torna instituição autônoma de P&D	-
Programas de pesquisa, fundos públicos e outros incentivos à P&D pública e privada	2000: eólica aparece no *National Plan for Scientific Research, Development and Technological Innovation* 2007*: Windlider*	A partir de 1997: *Ministry of New and Renewable Energy* (MNRE) passa a financiar projetos cooperativos de P&D com foco em tecnologias nacionais	2005: *China RE Scale-up Program*; 2006: *Renewable Energy Law* 2006*:* participação da energia eólica no *National Key Basic Research e no National High Technology Development Program and Development Program* e no A partir de 2010: projetos colaborativos entre empresas chinesas e empresas dos países líderes 2010: *Acess Conditions for Wind Power Equipament Industry*

Fonte: Elaboração Própria

Projetos experimentais

Os *latecomers* fizeram seus primeiros contatos com a energia eólica mediante alguns projetos de construção de turbinas de pequeno porte em algum ponto da década de 1980. Essas iniciativas ocorreram no âmbito de algum programa de subsídio à P&D, mas eram extremamente pontuais e contribuíram mais no sentido de desvelar o atraso tecnológico desse grupo países do que para fomentar o desenvolvimento local da tecnologia.

A Índia iniciou um programa de desenvolvimento de protótipos de turbinas de pequeno porte no início dos anos de 1980 em colaboração com a *Bharat Heavy Electrical* (BHEL), uma empresa pública de equipamentos elétricos. Na China, o governo também financiou, a partir da segunda metade dos anos de 1980, algumas tentativas de construir turbinas de pequeno porte a partir de engenharia reversa. Em 1988, por exemplo, o *Hang Zhou Machine Design and Research Institute* desenvolveu em cooperação com empresas e outros institutos de pesquisa uma turbina de 200kW (LIU & KOKKO, 2009).

Porém, tanto na Índia quanto na China, os primeiros parques eólicos foram construídos com turbinas dinamarquesas. A Dinamarca países proveu a China com linhas de financiamento a baixo custo condicionadas à compra de turbinas das suas fabricantes (LEMA & RUBY, 2007). Apesar de contar com a participação dos governos da China e da Índia, os papéis dos países europeus ficaram limitados a introduzir a energia eólica nos países em desenvolvimento, não havendo iniciativas de transferência de tecnologia. Na Índia, quase que a totalidade dos equipamentos utilizados para construir os primeiros parques eólicos conectados à rede elétrica[72] foi importada da Dinamarca e montada localmente – apenas 10% das torres foram fabricadas na Índia (MIZUNO, 2007).

Os primeiros passos da Espanha no desenvolvimento da energia eólica, por outro lado, tiveram um caráter mais autônomo. As primeiras tentativas do país de desenhar e construir uma turbina nacional[73] também não foram bem sucedidas, mas os primeiros parques experimentais

[72] O governo indiano solicitou à Dinamarca ajuda para a implantação de três parques (com capacidade total de 20MW) em solo indiano, com o objetivo de testar a viabilidade da integração da energia eólica à rede elétrica local (MIZUNO, 2007).
[73] A primeira tentativa de construir uma turbina nacional ocorreu no contexto de um programa de pesquisa desenvolvido pelo *Centro de Estúdios de la Energia* do Ministério da Indústria e Energia, mas o equipamento, que entrou em funcionamento em

instalados no país derivaram de iniciativa própria e foram erguidos com turbinas nacionais[74]. Em 1985, a Espanha também se juntou à Alemanha na construção de uma turbina de grande porte, que entrou em operação em 1989 (IDAE, 1999).

Transferência e/ou licenciamento de tecnologia estrangeira

Dos três *latecomers*, apenas a China divulgou um plano formal de fomentar a importação de tecnologia. No entanto, é evidente que o estímulo à importação de tecnologia estrangeira – por meio de transferência ou licenciamento – foi o instrumento que deu uma nova dimensão ao desenvolvimento local da tecnologia e que abriu a perspectiva de criação de uma indústria doméstica nos três países.

Na Espanha, apesar do caráter autônomo dos primeiros projetos experimentais realizados no país, foi a tecnologia estrangeira que orientou os primeiros passos para a constituição da indústria espanhola de turbinas éolicas. O licenciamento de tecnologia está na base das primeiras fabricantes nacionais de turbinas espanholas. A Made e Ecotècnia já atuavam com níveis sustentáveis de competência em equipamentos de pequeno porte em meados dos anos de 1990 (NEIJ et al., 2003). Em 1994, a *joint-venture* entre a espanhola Gamesa e a dinamarquesa Vestas possibilitou à Espanha dar um salto tecnológico ao ter acesso às turbinas mais avançadas para a época (de 500 kW[75]).

Na Índia, embora a importação e a absorção de tecnologia estrangeira também não tenham sido parte de uma política deliberada[76], não há como desconsiderar que as *joint-ventures* entre as empresas indianas e as fabricantes de turbinas dos países pioneiros consistiram no principal canal de acesso do país à tecnologia importada. A formação das *joint-ventures* foi

---

1982, não teve um desempenho satisfatório. A Endesa também financiou na época projetos experimentais de turbinas de pequeno e médio porte, começando com equipamento de 40kW e chegando a equipamentos de 300kW em 1991 (IDAE, 1997).

[74] O primeiro parque espanhol interligado à rede elétrica em caráter experimental data de 1984 e contava com cinco aerogeradores de 24kW (IDAE, 2006).

[75] Em 2001, a Gamesa adquiriu a parte da Vestas, garantindo os direitos de propriedade e de inovar sobre a base tecnológica da empresa dinamarquesa. Este acordo acionou um alerta nas grandes fabricantes de aerogeradores. Aos novos entrantes restou a opção de adquirir tecnologia ou se juntar a empresas de pouca relevância no mercado internacional, como fez posteriormente a China (LEWIS & WISER, 2007).

[76] O foco explícito da política indiana é a cooperação tecnológica de instituições nacionais (públicas ou privadas) com instituições de pesquisa em energia eólica dos países líderes, especialmente da Dinamarca e da Alemanha (MIZUNO, 2007).

alavancada, no início dos anos de 1990, pela abertura do mercado indiano ao IDE (Seção 4.2). O licenciamento de tecnologia também se fez presente, especialmente por iniciativa da Suzlon, que entrou na indústria de energia eólica através da compra de tecnologia de uma empresa alemã de turbinas (a Südwind, que decretou falência em 1996).

Na China, o processo de importação de tecnologia se iniciou com o *Riding Wind Program* do *State Planning Committee* em 1997. O programa formalizou a estratégia de se construir uma indústria doméstica de turbinas por meio da introdução, incorporação e absorção da tecnologia estrangeira. A China começou, então, a licenciar tecnologia de empresas que não figuravam entre as líderes no mercado mundial de turbinas[77] (LEWIS & WISER, 2007; RU *et al*., 2012). A política chinesa ganhou novos instrumentos em 1997, quando o *State Council* reduziu as tarifas de importação de turbinas e componentes de ponta (Seção 4.2) e passou a negociar a formação do *joint-ventures* entre empresas chinesas e empresas estrangeiras, oferecendo como moeda de troca o mercado local (RU *et al.*., 2012; ZHOU *et al.*, 2012).

Programas de testes e de padronização e certificação de qualidade

A estratégia inicial de importação de tecnologia acabou ganhando uma nova dinâmica com a adoção de instrumentos voltados à adaptação desta tecnologia ao contexto local e à criação de capacidades locais. Nessas circunstâncias, os instrumentos de política tecnológica empregados pelos países pioneiros, como os programas de testes e os de padronização e certificação de qualidade acabaram ganhando novos papéis no contexto dos *latecomers*. Além de forçar o aprimoramento dos processos e produtos e a interação usuário-produtor, nesses países esses instrumentos também servem para estimular a adaptação da tecnologia e incrementar o processo de aprendizado tecnológico. Esses estímulos são ainda maiores quando há parâmetros nacionais e capacitação local para realizar os testes de avaliação dos equipamentos.

Na questão da padronização e certificação, a Espanha está à frente da Índia. Os espanhóis colocaram essa questão como prioridade política já nos primeiros estágios da indústria e contam

[77] A licença para a produção de turbinas de 600 kW comprada pela Goldwind (Xinjiang Wind Energy Company, na época) da Jacobs, em 1997, uma fabricante alemã de pequeno porte, retrata a estratégia da época (RU et al., 2012).

com um sistema próprio de padronização e certificação desde meados dos anos de 1990 (IDAE, 1997). A Índia, por sua vez está à frente da China. Desde 2000, vigora no país um sistema próprio de padronização e certificação de qualidade pertinente às condições de vento e às instabilidades da rede elétrica. O programa indiano foi instituído com o suporte técnico do RisØ DTU da Dinamarca (LUNDSAGER et al., 2005).

Até o ano final desta pesquisa (2012), a China ainda estava no início de um processo de construção de um sistema próprio de padronização e certificação de aerogeradores (IEA, 2011). As fabricantes chinesas de turbinas de grande porte que atuavam no mercado internacional tinham que recorrer aos órgãos americanos ou europeus de certificação. A não existência de um sistema nacional de padronização comprometeu a adaptação da tecnologia ao contexto local (RAO et al., 2009), bem como a eficiência operacional dos parques eólicos chineses[78]. Ao final de 2011, foi firmado um acordo entre a China e os Estados Unidos, o *US-China Renewable Energy Paterniship*, para o desenvolvimento em colaboração de um sistema de padronização, teste e certificação para as fontes renováveis, começando pela solar fotovoltaica e a eólica[79]. Prevê-se que a China terá um sistema próprio de padronização e certificação em 2015 (IEA, 2011; WALLACE, KURTS & LIN, 2012).

Centros P&D especializados em energia eólica

Nos *latecomers*, os centros públicos de pesquisa em energia eólica (ou fontes renováveis) nascem da necessidade de prover informações, dedicar-se à medição dos ventos, capacitar recursos humanos e de testar localmente as turbinas, seja para comprovar a viabilidade das tecnologias ou para atender às demandas de certificação e padronização. Essas atividades também colaboram para a adaptação e a capacitação tecnológica. À medida que a indústria avança e as políticas acompanham este progresso, as atividades dos centros de pesquisa em energia eólica podem também evoluir. Esses centros passam então a gerenciar e a realizar projetos de pesquisas

[78] Enquanto em 1 MW de capacidade instalada produzia 2.076 MWh de eletricidade nos EUA em 2007, na China produzia-se somente 955 MWh (WANG, YIN & LI, 2010).
[79] O propósito da parceria é que os dois países se beneficiem e, principalmente, produza uma harmonização dos padrões e processos de certificações, o que ainda é um desafio para a indústria.

básicas e aplicadas – como ocorre nos centros de pesquisa dos países pioneiros – com vistas a atender as demandas dos fabricantes de equipamentos e produtores de energia eólica. Os centros de pesquisa podem, então, nesse caso, assumir papéis mais relacionados à busca e à manutenção da autonomia tecnológica.

Entre os *latecomers*, a Espanha é o país que tem o centro com escopo de atuação mais amplo. O *Centro Nacional de Energías Renovables* (CENER), fundado em 2002, é a instituição que tem a infraestrutura física de testes e pesquisa mais relevante, considerando os estágios da pesquisa em energia eólica (design, testes etc.)[80]. As atividades de teste, adaptação e desenvolvimento da tecnologia já eram realizadas na Espanha pelo *Centro de Investigaciones Energéticas, Meioambientales y Tecnológicas* (CIEMAT) desde o início dos anos de 1990, mas essas atividades, na época, tinham como foco principal o teste de turbinas e o suporte à transferência de tecnologia estrangeira para empresas locais[81].

Na Índia, o *Centre for Wind Energy Technology* (C-WET), criado como estação de testes em 1999, ganhou status formal de centro de P&D em 2002. Porém, pela descrição dos projetos desenvolvidos pelo centro de P&D indiano[82], pode-se inferir que as atividades ainda se voltam basicamente para dar suporte, em cooperação com a indústria, aos problemas técnicos apresentados pelos sistemas eólicos nos testes de campo. Observou-se que em 2012 as pesquisas ainda se limitavam a buscar soluções para os problemas identificados pela indústria.

Vale ressaltar que o C-WET foi estabelecido num momento no qual o fracasso das *joint-ventures* formadas no início da década de 1990 se fez bastante evidente (Seção 4.2). O centro de pesquisa veio, então, para auxiliar essas fabricantes a aprimorarem seus produtos e processos e se especializarem em turbinas de médio porte (LUNDSAGER et al., 2005). Pela listagem dos testes realizados pelo C-WET[83], desde a sua fundação até 2012, foi possível verificar a evolução do

[80] Informações extraídas de www.cener.es, acesso em 12 de Novembro de 2011.
[81] Informações extraídas de http://www.ciemat.es/, acesso em 13 de Novembro de 2011.
[82] Informações extraídas de http://www.cwet.tn.nic.in/, acesso em 21 de Outubro de 2012.
[83] Informações extraídas de http://www.cwet.tn.nic.in/, acesso em 21 de Outubro de 2012.

tamanho dos equipamentos testados[84], especialmente das empresas indianas que atuavam somente no mercado local[85].

Na China, não há uma instituição que se caracterize formalmente como um centro especializado de pesquisa em energia eólica (ou fontes renováveis). Recentemente, foi criado um departamento de testes de turbinas de grande porte no *China Electric Power Research Institute*[86] (CEPRI), o que não supre a carência do país por um centro de P&D em energia eólica. A necessidade de uma instituição dessa natureza é uma das recomendações do *China Wind Energy Development Roadmap* (IEA, 2011) para o aprimoramento da estratégia chinesa de promoção à energia eólica. Todavia, deve-se notar que as principais empresas chinesas de turbinas (Goldwind e Sinovel) são públicas (Seção 4.2) e contam com grandes centros de P&D[87] cujas atividades são financiadas por subsídios do governo chinês.

Vale ressaltar que a primeira turbina de grande porte da Goldwind entrou em operação comercial em 2005 e a que a Sinovel iniciou-se na indústria de turbinas nesse mesmo ano. Essas são as empresas chinesas de turbinas que despontaram recentemente no mercado internacional de turbinas e passaram, portanto, a enfrentar um cenário de maior competição. Como esse cenário demanda um incremento das atividades de P&D (KIM, 2005), os centros de P&D dessas empresas vêm crescendo em ritmo acelerado (LEWIS, 2011).

Programas de pesquisa, fundos públicos e outros incentivos à P&D pública e privada

A realização de esforços de P&D, para além da adaptação e da imitação por parte das empresas locais, também se refletiu na adoção de instrumentos de política que estimulassem o incremento dessas atividades. Estes instrumentos são evidências concretas de que os *latecomers* se voltaram para a busca da autonomia tecnológica.

[84] No início dos anos 2000, esses equipamentos ficavam entre 250kW e 350kW. Em 2012 já havia empresas testando turbinas de 850kW a 1000kW.
[85] Isto sem considerar a Suzlon e as multinacionais do setor presentes no mercado indiano, que também recorrem ao centro para adaptar seus equipamentos de médio porte aos parâmetros locais.
[86] Informações extraídas de http://www.epri.sgcc.com.cn/en/about/address/, acesso em 15 de Outubro de 2012.
[87] A Sinovel, por exemplo, tinha em 2010 mais 600 pessoas trabalhando em P&D (LEMA et al., 2011).

Na Espanha, a busca pela autonomia tecnológica tornou-se explícita com o lançamento do *Plan de Fomento às Energías Renovables* de 1999, que enfatizava a necessidade de incrementar o fomento e os incentivos à P&D em energia eólica para se atingir os objetivos colocados para o desenvolvimento da indústria para o ano 2010. Até então, o esforço para internalizar e dominar as tecnologias essenciais estavam concentrados especialmente na Gamesa[88]. No ano 2000, a energia eólica apareceu pela primeira vez no *Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación* – publicado a cada quadro anos desde 1988. A partir deste Plano, foram direcionados mais recursos para o *Instituto para la Diversificacíon y El Ahorro de La Energía* (IDAE)[89], que também ganhou autonomia para desenhar seus instrumentos de incentivos e distribuir os recursos entre as fontes renováveis. A criação do CENER, mencionado anteriormente, estava entre os objetivos do Plano 1999-2010. O direcionamento de recursos para projetos cooperativos de pesquisa em energia eólica, envolvendo instituições de pesquisa e empresas de turbinas e componentes e empresas de engenharia, aumentou consideravelmente a partir desses Planos (IEA WIND, 2002 e 2003; DINICA, 2008).

Em 2006, as pesquisas com foco na geração *offshore* passaram a ser uma das prioridades da política tecnológica espanhola (IEA WIND, 2007), indicando que o país alcançou definitivamente os países pioneiros. Em 2007, a política tecnológica espanhola também incorporou a oferta de tecnologia com o objetivo de manter o país na fronteira tecnológica da energia eólica com o projeto de pesquisa de longo prazo *Windlider* 2015[90] (IEA WIND, 2007 e 2009).

Na China, desde que a tecnologia foi introduzida no país, o fomento e os incentivos em P&D em eólica deram-se através de programas ou subsídios pontuais[91], estando sujeitos às mudanças no contexto político (WANG, YIN & LI, 2010). O programa que marcou a busca por

---

[88] Além de realizar P&D interna, a Gamesa subcontrata parceiros de instituições de pesquisa utilizando-se dos subsídios governamentais à P&D (ALTRAN, 2010).

[89] O IDAE tem com função básica promover a eficiência energética, o uso racional de energia, bem como a diversificação das fontes de energia e a promoção das energias renováveis na Espanha.

[90] Este projeto é liderado pela Gamesa e Ecotécnia e desenvolvido em conjunto com as instituições de pesquisa locais (IEA WIND, 2009).

[91] Tem-se, como exemplo, um fundo de inovação do *State Coucil,* voltado para aprimorar as capacidades técnicas das empresas de pequeno e médio porte, e o *Ride the Wind Program,* que concedia subsídios para projetos experimentais de turbinas montadas localmente, ambos de 1999 (WANG, YIN & LI, 2010).

uma maior autonomia tecnológica no país é o *China Renewable Wind Energy Scale-up Program*, realizado em cooperação com o Banco Mundial, de 2005. O Programa tinha entre os seus principais objetivos o aprimoramento das atividades de manufatura e montagem de turbinas eólicas por meio da P&D. A promulgação da *Renewable Energy Promotion Law* (REL), também em 2006, acabou formalizando a promoção da P&D às fontes renováveis. A REL prevê em seu artigo 24 a criação de um fundo para apoiar pesquisa tecnológica e científica nessas fontes (CHERNI & KENTISH, 2007; WANG, YIN & LI, 2010). No ano de 2006, projetos de pesquisa em turbinas de grande porte também passaram a fazer parte dos programas nacionais de P&D do governo chinês[92] (IEA WIND, 2011).

A preocupação com a autonomia tecnológica das empresas locais que não atuam no mercado internacional e que ainda não produzem turbinas de ponta (Seção 4.2) também se fez evidente com a publicação do plano "*Access Conditions for Wind Power Equipment Industry*", pelo *Chinese Ministry of Industry and Information Technology* (MIIT) em 2010. O plano tem o objetivo de promover a inovação e o aprimoramento da qualidade dos produtos e de restringir a introdução de tecnologia obsoleta na indústria local[93] (LEWIS, 2011).

Nesse contexto, as *joint-ventures* entre as empresas estrangeiras e as empresas chinesas vêm ganhando um novo propósito: a absorção da tecnologia importada vem dando lugar à cooperação tecnológica. Isso se deve ao fato que os designs e protótipos desenvolvidos pelas principais empresas chinesas já atingiram o mesmo patamar daqueles produzidos pelas empresas ocidentais (RU *et al.*., 2012; ZHOU *et al.*., 2012).

Na Índia, a promoção da colaboração entre os vários atores da indústria dá-se, desde 1997, por meio do financiamento de parte dos custos dos projetos de P&D entre a indústria e as instituições públicas de pesquisa. O *Ministry of New and Renewable Energy* (MNRE) participa com 50% dos custos do projeto[94]. O foco principal dos projetos financiados atualmente pelo

[92] O *National Key Basic Research and Development Program – 973 Program* e o *National High Technology Development Program – 863 Program.*

[93] As empresas que não forem capazes de produzir turbinas de 2,5 MW ou mais, não tiverem pelo menos cinco anos de experiência na indústria e não atenderem aos princípios padronização e controle de qualidade terão suas operações limitadas (LEWIS, 2011).

[94] Em caso de projeto desenvolvido exclusivamente pela instituição de pesquisa, o financiamento pode chegar a 100% (MNRE).

MNRE são as turbinas específicas para baixas velocidades de vento (MNRE, 2010), mais adequadas ao contexto indiano.

Na Índia, a mudança de foco dos programas de P&D, a partir de 1997, teve por objetivo estimular os esforços locais de inovação, especialmente na indústria de turbinas de médio porte. Com isso, os programas de P&D voltaram-se principalmente para a produção de novos conhecimentos e o desenvolvimento local de equipamentos e sistemas adequados às especificidades do país, enfatizando a colaboração entre a indústria, as instituições de pesquisa e os usuários finais da tecnologia. Até então, os esforços de P&D financiados com recursos públicos tinham como focos principais a adaptação da tecnologia estrangeira às condições das redes elétricas locais. Nesse novo contexto, o C-WET se tornou um importante ponto de interação entre produtores e usuários de tecnologia.

No entanto, não se pode inferir que os esforços internos da Índia no sentido de alcançar a fronteira tecnológica da indústria de energia eólica estejam no mesmo patamar dos esforços da Espanha e nem mesmo dos esforços da China – a maioria dos projetos de P&D ainda se concentra em turbinas de médio porte. A liderança da Índia no mercado internacional de turbinas está diretamente relacionada aos esforços internos da Suzlon, que foi adquirindo tecnologia e empresas estrangeiras para se tornar competitiva no mercado internacional. Inclusive, os principais centros de P&D da Suzlon estão localizados fora da Índia – a empresa concentra suas atividades tecnológicas nos países que têm expertises reconhecidas em turbinas ou componentes (LEWIS, 2011). Por outro lado, deve-se pesar que as turbinas de médio porte são as que mais se adaptam às condições da rede elétrica indiana, podendo-se questionar até que ponto as empresas que atendem o mercado interno precisam dominar a tecnologia de turbinas de grande porte.

4.2. Políticas industriais

Nos *latecomers*, as medidas de política industrial concentram-se na formação de estrutura produtiva local e de bases para a constituição de uma indústria doméstica de turbinas. A proteção e o favorecimento desta indústria também se fazem evidentes no conjunto das políticas industriais desses países. E, nesse caso, os instrumentos são, em sua maioria, formais.

O Quadro 4.2 apresenta os principais instrumentos de política industrial empregados pelos *latecomers* e os fatos principais relacionados à instituição desses instrumentos.

Quadro 4.2 – Instrumentos de políticas industriais e fatos principais dos *latecomers*

Instrumentos	Fatos principais		
	Espanha	**Índia**	**China**
Atração de IDE/formação de *joint-ventures*	A partir de 1994: direcionamento do IDE para gargalos produtivos; não há política formal para *joint-ventures*	1991: abre o mercado ao IDE (eólica entre os setores prioritários) com a condição de formação de *joint-ventures* com empresas indianas	1997: *Ride the Wind Program*, formaliza a formação de *joint-ventures*
Exigência de conteúdo local	A partir de 1994: mandados regionais dos governos de Navarra, Galícia, Castilha & Leon e Valencia	-	1997-2009: fabricação de equipamentos deveria começar em 20% e chegar a 80% de 80%; 2003: para as concessões de parques eólicos a evolução do conteúdo local ia de 50% para 70%
Investimento estatal	1994: *joint-venture* entre Vestas e Gamesa tem 10% de participação do governo de Navarra	-	A partir de 2005: empresas estatais chinesas de turbinas eólicas entram no mercado
Manipulação das tarifas de importação de turbinas e componentes	-	1993-1997: tarifa turbinas completas em 25%, mas isenta os componentes essenciais das tarifas de importação; 1997-2004: tarifa turbinas completas em 29% e os componentes essenciais em 9%; A partir de 2004: turbinas e componentes são tarifados em 5%.	1996-2005: isenção/desconto nas tarifas de importação dos componentes de maior valor agregado (entre 1 e 10%); 1996-2008: tarifação das turbinas de médio porte e isenção/descontos para as de grande porte (entre 0 a 6%)
Incentivos fiscais	-	1993-1998: isenção de imposto sobre compra e vendas de turbinas; A partir de 1998: isenção somente para componentes novos	2000-2009: reembolso do imposto sobre valore agregado para turbinas de fabricantes domésticas, além de incentivos regionais

Fonte: Elaboração própria.

Atração de IDE, formação de joint-ventures e exigência de conteúdo local

O IDE – condicionado ou não à constituição de *joint-ventures* entre fabricantes estrangeiras de turbinas com empresas nacionais (também fundamental para a transferência de tecnologia – Seção 4.1) ou às exigências de cumprimento de conteúdo local[95] – foi um fator essencial para a formação inicial da estrutura produtiva em turbinas eólicas em todos os *latecomers*. Já o papel destinado por estes países ao capital estrangeiro na composição das suas indústrias locais de aerogeradores, bem como a ênfase dada ao desenvolvimento e à participação das empresas domésticas na estrutura industrial local, contribuiu para diferenciar a trajetória de cada um deles. Esse papel também ajuda a entender a configuração atual da indústria nesses países.

O início da construção de uma base produtiva local em equipamentos para geração de energia eólica na Índia coincidiu com a abertura do país ao IDE – no contexto das reformas econômicas do começo dos anos de 1990. A partir de então, o governo indiano passou a permitir a participação estrangeira de até 51% em 35 setores prioritários, entre os quais estava incluído o setor de energia e também as fontes renováveis. Em meados dos de 1990, já havia mais de 20 companhias na Índia formadas através de *joint-ventures* para fabricar turbinas. Mas depois de uma década tinham restado apenas dez das mais de 30 empresas que se constituíram após a abertura do mercado indiano. Das dez empresas restantes, cinco dominavam o mercado interno, sendo três subsidiárias/*joint-ventures* (Vestas RRB, Enercon, NEPC Micon). As outras duas empresas eram a indiana Suzlon e uma fabricante indiana de turbinas de pequeno porte (até 250 kW), a NPC Índia[96] (MIZUNO, 2007). Com o tempo, a Suzlon foi se desenvolvendo. Hoje, a companhia indiana fornece mais da metade das turbinas vendidas anualmente na Índia – o restante é suprido por subsidiárias de multinacionais e por algumas empresas indianas de turbinas de médio porte que se desenvolveram nos últimos anos (LEWIS, 2011).

---

[95] A exigência de conteúdo local é o meio mais direto de promover a criação de uma indústria de turbinas, já que essa medida força as companhias interessadas em vender turbinas no mercado doméstico a constituírem uma base de manufatura no país ou a terceirizarem os componentes usados nas suas turbinas para as companhias domésticas (LEWIS & WISER, 2007).

[96] Para o fracasso de grande parte das *joint-ventures* na época, são apontadas três razões principais: a redução dos incentivos ao investimento em parques eólicos (*ver* Seção 3.3), que também havia estimulado a formação dessas empresas no início dos anos de 1990; a incapacidade dos atores locais em absorverem a tecnologia e a inexistência de uma iniciativa local de capacitar esses atores (MIZUNO, 2007).

A Espanha, por sua vez, mesmo sendo membro da União Europeia, o que limita o emprego de medidas protecionistas, também se valeu de exigências de conteúdo local para promover a constituição de uma indústria de manufatura de turbinas no país. As Comunidades Autônomas da Espanha têm um longo histórico de mandados de incorporação de conteúdo local nas turbinas instaladas em solo espanhol (LEWIS & WISER, 2007). E, as disparidades econômicas regionais da Espanha ainda hoje deixam margem para uma competição interna por investimentos nacionais e estrangeiros em novas plantas produtivas de turbinas e componentes.

A própria *joint-venture* da Gamesa com a Vestas na Comunidade Autônoma de Navarra, em 1994, é reflexo desses mandados (LEWIS & WISER, 2007) – lembrando que a Vestas foi a primeira fabricante estrangeira de turbinas a se instalar na Espanha em 1993. A combinação de parcerias público-privadas com um conjunto de incentivos à demanda por energia eólica (Seção 4.3) criou em Navarra, a partir de meados dos anos de 1990, um mercado atrativo para as fabricantes de turbinas e componentes (DINICA, 2008). Isso permitiu à região, tradicionalmente dominada pela indústria automobilística, negociar a instalação de unidades locais de manufatura de turbinas e componentes[97]. Já a Galícia, por sua vez, impunha, ao menos até 2012, através dos decretos 205/85 e 302/01[98], que 80% dos bens e serviços envolvidos na instalação dos parques eólicos fossem locais, com a justificativa de preservar a economia regional.

Atualmente, o mercado espanhol está dividido entre fabricantes domésticas e estrangeiras de turbinas e a cadeia produtiva local de aerogeradores também se compõe de empresas domésticas e estrangeiras. Este cenário reflete a estratégia que orientou a política industrial espanhola: uma combinação de desenvolvimento de fornecedores domésticos, quando houvesse competências locais[99], com o direcionamento do IDE para sanar os gargalos da cadeia produtiva, quando eles não pudessem ser supridos internamente.

---

[97] Navarra é hoje a principal base produtiva da Gamesa, que lidera o desenvolvimento da cadeia produtiva de energia eólica na região, bem como de outras empresas espanholas de turbinas, como a Acciona. Entre as fabricantes de componentes locais, tem-se como exemplo, a Ingeteam, fabricante de equipamentos e materiais elétricos, que se especializou em conversores, geradores e sistemas de controle para turbinas eólicas.

[98] Disponível em http://www.ega-asociacioneolicagalicia.es/es/datosdelsector/fabricaciondecomponentes.php.

[99] A Espanha conta hoje com um conjunto relevante de fabricantes nacionais de componentes, cujas competências são oriundas da indústria automobilística e aeronáutica. Essas indústrias tinham uma base qualificada de engenheiros aeronáuticos, engenheiros mecânicos, cientistas de materiais, designers e programadores que contribuiu para que as fabricantes espanholas focassem nos componentes de maior valor adicionado (BOLON et al., 2007).

Há evidências de que a Espanha priorizou a atração de fabricantes de componentes consolidados no mercado internacional, como ABB, Bosch Rextroth, Siemens e LM WindPower, em detrimento de fabricantes de completos (LEWIS & WISER, 2007). A própria Vestas deixou de fabricar equipamentos completos na Espanha quando terminou a sociedade com a Gamesa, em 2002, passando a produzir somente componentes como pás, naceles, controles, entre outros componentes no país. Da observação do conjunto de empresas que compõe o tecido produtivo em energia eólica na Espanha[100] e das diretrizes da *Invest in Spain*[101], é possível constatar que ainda há uma orientação do IDE para segmentos específicos. Atualmente, o foco de atração de investimento para a indústria de energia eólica está nos componentes para turbinas *offshore*, o gargalo atual da indústria espanhola.

Dos três *latecomers* estudados, a China é o país com a estratégia mais agressiva no que diz respeito ao desenvolvimento de uma indústria doméstica de equipamentos. Por contar com o atrativo do tamanho do mercado interno, o país pôde condicionar o IDE à evolução da indústria local de turbinas. Na primeira etapa da trajetória da indústria, de absorção e aprendizado, o capital estrangeiro serviu aos propósitos colocados pela política industrial chinesa na época. Na China, o capital estrangeiro teve os seguintes papéis: contribuir para a construção de uma base local de manufatura de turbinas e de uma escala produtiva mínima para que o negócio fosse rentável; de abrir canal para a transferência de tecnologia (Seção 4.1) e de capacitar as empresas locais.

O *Ride the Wind Program*, de 1997 (Seção 4.1), além de propor a formação de *joint ventures* entre empresas estrangeiras e empresas chinesas, também trazia a exigência de conteúdo local. Segundo o programa, as turbinas produzidas localmente pelas *joint-ventures* entre as empresas estrangeiras e as empresas chinesas deveriam começar com um conteúdo local de 20%, atingindo 80% à medida que o aprendizado local progredisse (LEWIS & WISER, 2007; LIU & KOKKO, 2010; RU et al.., 2012). Vale lembrar que o uso de equipamentos fabricados

[100] A partir das empresas listadas na *Associacíon Empresarial Eólica* (http://www.aeeolica.org).
[101] www.investinspain.org

localmente também foi exigido pelo lado da demanda, já que é um dos critérios para as concessões dos parques eólicos realizadas a partir de 2003[102] (Seção 4.3).

Para atingir esses percentuais e estimular o aprendizado progressivo das empresas domésticas, a China também fez uso da presença dos fornecedores de origem estrangeira presentes no país. Grandes fabricantes mundiais de turbinas que atuam no mercado chinês – e que não foram obrigadas a se associar a uma empresa chinesa –, foram instadas a capacitar empresas locais na fabricação de componentes. Tem-se como exemplo, nesse caso, a Gamesa, que teve que treinar mais de 500 fabricantes locais de componentes. A Gamesa opera atualmente na China com um conteúdo de local de mais de 95% (BRADSHER, 2010). Essa estratégia contribui para explicar o "modelo chinês" de organização da indústria de turbinas eólica (Seção 2.4.1).

As exigências de conteúdo local foram suspensas em 2009, por requisição da Organização Mundial do Comércio (OMC), mas naquele momento a indústria chinesa já era competitiva o suficiente para dominar boa parte do mercado local.

Investimento estatal

Em alguns casos, os governos também participaram diretamente da constituição da indústria doméstica de turbinas eólicas, investindo na formação de capacidade produtiva.

Na Espanha, quando da formação da *joint-venture* entre a Vestas e a Gamesa, o governo de Navarra entrou com uma participação de 10% na companhia – essa participação foi comprada posteriormente pela Gamesa. Além disso, há registros de que os governos de outras províncias tenham investido em participações em empresas fabricantes de turbinas ou componentes (DINICA, 2008).

Mas isso não se compara à estratégia chinesa de criar empresas estatais fabricantes de turbinas eólicas. Segundo Liu & Kokko (2010), havia, em 2009, na China três diferentes grupos de empresas: (i) as empresas consolidadas, como Sinovel, Goldwind, Donfang, de propriedade integral do Estado, com notável capacidade tecnológica e que já atuavam no mercado

[102] A exigência de conteúdo local começou com 50% em 2003 e atingindo 70% em 2005 (LIU & KOKKO, 2010).

internacional de turbinas; (ii) as novas entrantes – em torno de 50 empresas – que produziam turbinas de até 1 MW para atender as demandas específicas do mercado chinês[103] e que também tinham, em sua maioria, participação estatal em sua composição acionária; (iii) as subsidiárias de multinacionais que também fabricavam turbinas de até 1 MW no país para competir com as empresas domésticas no mercado chinês. Essa situação ajuda a explicar a emergência e o rápido crescimento da indústria chinesa de turbinas eólicas (Seção 2.4.1).

Manipulação das tarifas de importação de turbinas e componentes

As tarifas de importação de turbinas ou componentes para a montagem desses equipamentos podem ser manipuladas de acordo com os objetivos da política industrial, podendo ser utilizadas tanto como instrumento de proteção da indústria doméstica, quanto para direcionar o desenvolvimento local da cadeia produtiva.

Na China, as tarifas sobre a importação de equipamentos completos e componentes foram sendo alteradas, entre 1996 e 2008, para se ajustarem à evolução da indústria. Ao longo de todo aquele período, a importação de equipamentos completos de médio porte foi sobretaxada, enquanto que a importação de equipamentos de grande porte ficou livre de tarifação. O governo foi aumentando o tamanho do equipamento favorecido com a isenção à medida que as empresas chinesas aprendiam a fabricá-lo[104]. A partir de 2008, o governo chinês passou a restringir a importação de equipamentos completos e a incentivar a importação de componentes de maior valor agregado para turbinas de grande porte (LIU & KOKKO, 2009; RU et al., 2012).

Os componentes essenciais para a montagem dos equipamentos também ficaram isentos ou receberam descontos nas tarifas até meados dos anos 2000. Os descontos variavam de acordo com o valor agregado do componente ou com a composição societária da empresa que o

[103] Até 2009, mais de dois terços da capacidade instalada em geração de energia eólica na China compunha-se de turbinas de médio porte. A tecnologia padrão das empresas chinesas que não concorriam no mercado internacional era de turbinas de 1,5 MW. Vale lembrar que a média do mercado mundial para o ano de 2009 é de 2,5 MW (LIU & KOKKO, 2010).

[104] Em 2007, por exemplo, o governo chinês lançou o "*Guidelines on Adjusting Import Taxes on High-Voltage Wind Turbines and Components*", que autorizava a importação de 2,5 MW isentas de tarifação e aumentava as tarifas de importação para as turbinas menores (LIU & KOKKO, 2009).

importava – algumas *joint-ventures* foram liberadas das tarifas (LEWIS, 2007; LIU & KOKKO, 2009; RU et al., 2012), pois eram canal de acesso à tecnologia importada. Porém, à medida que os fornecedores locais foram se capacitando, a estrutura tarifária também foi se modificando, mantendo-se os descontos somente sobre os componentes de maior valor agregado. Essa política protegeu a indústria doméstica da competição externa em faixas de tecnologia que já estavam completamente dominadas pelos países líderes (turbinas de médio porte), bem como deixou aberto o canal de acesso à tecnologia de ponta.

Na Índia, as reformas econômicas iniciadas em 1991 também trouxeram mudanças para a política comercial, e, em especial, para as tarifas aduaneiras. O *Foreign Trade (Development & Regulation) Act* de 1992, que substituiu o *Import and Export (Control) Act* de 1947, mudou a atitude do país em relação às importações e exportações, indo da proibição ou controle para a regulação e facilitação (MIZUNO, 2007). Nesse contexto, a manipulação das tarifas de importação de turbinas e componentes também passou a constar como uma opção de instrumento de política industrial.

Porém, diferentemente do que ocorreu na China, na Índia esse instrumento, num primeiro momento, enfatizou o uso de matérias-primas locais – entre 1993 a 1997 a importação de matérias primas para a fabricação de pás foi taxada em 80%. Nesse período, todas as turbinas, independente do tamanho, eram taxadas igualmente, enquanto que a importação de componentes essenciais para a montagem de turbinas eólicas, incluindo as pás, ficou isenta (MIZUNO, 2007). Essa estratégia favoreceu a criação de uma base de montagem de turbinas, mas não o aprendizado local.

Nesse contexto, as subsidiárias de multinacionais puderam estabelecer rapidamente uma base de montagem de turbinas para se aproveitaram dos incentivos ao investimento em parques eólicos (Seção 4.3). A taxação dos componentes passou a ocorrer na Índia em 1997, quando o desenvolvimento de tecnologia adaptada ao contexto local (Seção 4.1) entrou na pauta da política tecnológica do país. Não coincidentemente, a arrancada da Suzlon no mercado interno deu-se entre 1997 e 2003, quando a empresa saltou de uma participação de 6,8% em 1997 para uma participação 39,3% no mercado indiano em 2003 (MIZUNO, 2007). Isso evidencia que esse período de relativa proteção do mercado interno foi essencial para a consolidação da Suzlon como fabricante de turbinas eólicas. A política de manipulação de tarifas foi removida em Julho

de 2004 e as tarifas de importação sobre turbinas e componentes para a energia eólica na Índia se fixaram no patamar de 5%[105].

Incentivos fiscais

Os incentivos fiscais são mais uma forma de estimular a demanda ou a oferta de turbinas eólicas e, por consequência, a criação ou ampliação de uma base produtiva local.

Na China, os incentivos fiscais consistiram em mais uma maneira de favorecer as fabricantes domésticas de turbinas. Estas empresas usufruíram, entre 2000 e 2009[106], do reembolso do imposto sobre valor adicionado (RU et al., 2012), além de incentivos fiscais proporcionados pelas regiões nas quais essas turbinas eram fabricadas. A Goldwind, por exemplo, recebeu, entre 2001 e 2010, uma dedução de 15% do imposto de renda do governo da Região Autônoma de Xinjiang (TAN, 2010).

Na Índia, as turbinas eólicas ficaram completamente isentas dos impostos sobre o consumo e sobre as vendas entre 1993 e 1998. A partir de 1998, a isenção passou a beneficiar somente os componentes novos – sobre as peças de reposição passaram a incidir ambos os impostos (sobre o consumo e sobre as vendas). Essa medida visava estimular a fabricação de equipamentos novos e evitar o prolongamento da vida útil dos equipamentos em operação (MIZUNO, 2007). Nesse caso, a preocupação da Índia não era somente com o estímulo à fabricação, mas também com a qualidade dos equipamentos instalados no país (Seção 4.3).

[105] Dados extraídos de Mizuno (2007), Tabela 5-27, pg. 127 e Tabela 5-44, pg. 151.
[106] Os incentivos foram retirados, em tese, em 2009, por exigência da OMC.

4.3. Políticas de criação de mercado

Nos *latecomers*, as políticas de mercado foram agregando com o tempo os instrumentos essenciais preconizados pelos pioneiros. Os *latecomers* foram ajustando as políticas de mercado à energia eólica e os seus respectivos instrumentos à medida que a indústria e a tecnologia avançavam. Especialmente no caso da China e da Índia, esse processo de ajustamento ainda estava andamento até 2012 (último ano da pesquisa). Dos três *latecomers*, a Espanha é o país que tem a política de mercado mais avançada e com características bastante semelhantes às da Dinamarca e da Alemanha.

O Quadro 4.3 resume os principais instrumentos de criação de mercado e os fatos principais que marcaram a introdução ou o ajustamento de cada um deles.

Quadro 4.3 – Instrumentos de políticas de mercado e fatos principais dos latecomers

Instrumentos	Fatos principais		
	Espanha	**Índia**	**China**
Incentivos ao preço e à geração de eletricidade	1980: primeira tentativa de instituir preço fixo para os autoprodutores (Lei de Conservação de Energia) 1994: formaliza preço fixo (*Royal Decree* 2366) 1998: cria dois sistemas de preço (*Royal Decree* 2818) 2004: introduz energia eólica no mercado livre (*Royal Decree* 436) 2007: novo modelo de preço e previsão de extinguir *feed-in* (*Royal Decree* 661) 2009: revoga decisão de extinção do *feed-in* (*Royal Decree* 6)	1991: isenção de impostos sobre eletricidade 2003: introduz sistema de cotas com o *Renewable Purchase Specification* 2006: determina a instituição do preço fixo (*National Tariff Policy*) 2009: introduz subsídio ao preço da eletricidade (*Generation Based Incentives* - GBI)	1994: primeira tentativa de estabelecer um preço específico *(Strategic Development Plan for Generation of Wind Energy*- 2000-2020) 2002: *Renewable Portfolio Standard* 2002: processo de concessão de parques eólicos 2006: *Renewable Energy Promotion Law* (REL), prevê a introdução do feed-in 2009: instituição do *feed-in* (*Notice on Price Policy Improvment for Wind Power*)
Incentivos ao investimento	1986-1997: subsídios de 50-90% A partir de 1997: subsídio restrito a projetos de pequeno porte	1992: linha preferencial de investimento, depreciação acelerada e isenção de imposto (IREDA) 1997: redução do nível de incentivo 2009: inicio da transição para a retirada dos subsídios	-
Inserção/conexão na rede elétrica	1980: direito de conexão aos autoprodutores (Lei de Conservação de Energia) 1998: conexão dos parques eólicos se torna mandatória (*Royal Decree* 2818/1998)	Desde 2003: tratamento preferencial à conexão e à injeção de energia na rede (*Electritiy Act*)	2006: conexão dos parques eólicos se torna mandatória (*Renewable Energy Law*)
Metas/planos de expansão	1998: *Plan for the Promotion of Renewable Energy* colocou metas de médio e longo prazo 2005: *Renewable Energy Plan* (2005-2010) revisou as metas para cima 2011: Renewable Energy Plan (2011-2020) traz metas para *onshore* e *offshore*	2011: Strategic Plan for New and Renewable Energy Sector (2011-2017) coloca metas específicas para a eólica	1994: primeira tentativa de estabelecer metas de expansão para eólica *(Strategic Development Plan for Generation of Wind Energy*- 2000-2020) 2006: a REL formaliza a necessidade de planos de expansão 2008: *Wind Base Programme* coloca metas de expansão por região para 2020

Fonte: Elaboração própria

Incentivos ao preço e à geração de eletricidade

No tocante ao incentivo ao preço, os *latecomers* não seguiram um caminho padrão. Os mecanismos tradicionais (*feed-in*, sistemas de cotas, leilões) estão presentes, mas eles foram sendo combinados a outros instrumentos. Além disso, o tempo de aplicação desses instrumentos pelos *latecomers* difere do tempo de aplicação observado para os países pioneiros.

Na Espanha, até 1994, a garantia de preço fixo estava restrita aos autoprodutores de energia (DINICA, 2008). Foi o *Royal Decree* 2366 de 1994 que instituiu o preço fixo ou o *feed-in* para as fontes renováveis, categorizado por estágio de desenvolvimento da tecnologia. O decreto de 1994 também garantiu um contrato de cinco anos de compra e venda de energia (IEA WIND, 2001), um prazo bem aquém do tempo de vida útil dos parques eólicos e dos prazos estipulados pelos pioneiros Dinamarca e Alemanha.

Três anos depois, teve início o processo de liberalização do mercado espanhol de energia (*Electricity Power Act* de 1997) e, com ele, novas mudanças no sistema de preço para as fontes renováveis. Estas mudanças buscaram adaptar o contexto local da fonte eólica ao mercado espanhol de eletricidade. O *Royal Decree* de 1998 (2818/1998) colocou ao gerador de base renovável a opção por vender a energia pelo preço fixo regulamentado em lei[107] ou pelo preço médio de mercado da energia elétrica acrescido de um bônus. Também foram colocados requisitos que impeliam os geradores a optar pelo segundo sistema. Buscou-se, assim, restringir o *feed-in* aos parques mais antigos e menores, que não conseguiriam atender aos requisitos para a obtenção do bônus (IEA WIND, 2000). O ano de 1997 marcou a arrancada da energia eólica na Espanha – em cinco anos a capacidade instalada em energia eólica na Espanha cresceu quase dez vezes, passando de 427 MW em 1997 para 4.635MW em 2002 (IEA WIND, 2002).

Nota-se que comparada aos pioneiros Dinamarca e Alemanha, a Espanha é o país mais precoce na busca por tornar a garantia de preço mais flexível, combinando a existência deste mecanismo com um segundo sistema de preço.

[107] A tarifa neste caso consiste de um percentual entre 80 e 90% da tarifa média de eletricidade mais um suprimento de energia reativa e um suprimento para a continuidade do fornecimento contra quedas de tensão durante os quatro primeiros anos de operação (IEA WIND, 2003).

Ademais, as mudanças subsequentes ao Ato 54/97 na Espanha são todas no sentido de tornar o sistema de preços para as fontes renováveis mais pró-mercado. O *Royal Decree* 436/2004, por exemplo, trouxe medidas voltadas para incorporar as fontes renováveis ao mercado comum de energia elétrica[108]; e também estabeleceu uma redução progressiva do preço à medida que aumentou o tempo de operação da planta (GONZÁLEZ, 2008). Por outro lado, esta redução foi compensada pela extensão dos prazos que os projetos poderiam se beneficiar do incentivo – no caso da eólica, o período do benefício poderia chegar a 15 anos (IEA WIND, 2004).

E, na realidade, o que ocorreu na Espanha depois de 2004 foi que os preços pagos à energia eólica acabaram subindo em vez de decrescerem porque houve aumento do preço da eletricidade no país (GONZÁLEZ, 2008). Este aumento levou, inclusive, a uma nova mudança no sistema de preços em 2007. As novas regras colocadas pelo *Royal Decree* 661/2007 determinaram um preço teto e um valor mínimo para a energia eólica vendida no mercado livre. Também ficou estabelecido que a opção pelo *feed-in* proporcionada aos projetos menos eficientes seria encerrada em 2010. Mas o *Royal Decree* 6/2009 estendeu o benefício da tarifa regulada às plantas eólicas submetidas ao regime anterior (o do *Royal Drecree* de 1997) para até o final de 2012. O novo *Renewable Energy Plan* (2011-2020), aprovado pelo governo espanhol em 2011, reiterou a continuidade da possibilidade de o gerador optar pelo *feed-in* (IEA WIND, 2012). Por ora, a Espanha segue com o regime misto no que diz respeito aos preços pagos pela energia eólica, o que reforça o fato já identificado para o caso dos países pioneiros de que, dependendo do contexto, a energia eólica ainda precisa de incentivos.

Na China, a adoção de instrumentos de mercado começou efetivamente no início dos anos 2000, quando o governo introduziu o conceito de *Mandatory Market Share* para as fontes renováveis, uma espécie de Sistemas de Cotas (Seção 1.1). O *Mandatory Market Share* impôs às concessionárias estatais de eletricidade com mais de 5 GW de capacidade instalada total a incorporação de pelo menos 5% de energia ao seu portfólio de geração – esse percentual deveria atingir 10% em 2020 (IRENA, 2012).

---

[108] Desde então, os geradores de base renovável passaram a ter as seguintes opções: vender a eletricidade aos distribuidores, recebendo neste caso a tarifa regulada, ou vender para o mercado spot, recebendo o preço de mercado adicionado de um bônus.

A adoção do sistema de cotas deu-se logo após a reestruturação do setor elétrico chinês no início dos anos 2000, marcada pela quebra dos ativos de geração e de transmissão da *China State Power Corporation* (CSPC) em várias empresas (todas estatais). Antes disso, apenas o *Strategic Development Plan for Generation of Wind Energy* (2000-2020), publicado em 1994, tinha tratado da compra de eletricidade de fonte eólica pelas concessionárias locais, mas sem nenhum resultado efetivo[109] (LEMA & RUBY, 2007; IRENA, 2012).

No novo contexto do setor elétrico chinês, as concessionárias passaram a ser obrigadas a comprar toda a eletricidade gerada por meio de processos de concessão de parques eólicos promovidos pelo governo. Os projetos eram negociados caso a caso e a seleção baseava-se em quatro principais critérios: o menor preço oferecido por kWh; o tamanho (pelo menos 600kW) e a sofisticação da turbina; a viabilidade financeira do projeto e o atendimento ao percentual de conteúdo local dos equipamentos utilizados (Seção 4.2) (CHERNI & KENTISH, 2007; LEMA & RUBY, 2007; IRENA, 2012). Vale observar que esses critérios vão todos ao encontro do objetivo de promover o desenvolvimento da indústria nascente de turbinas, sinalizado anos antes com o *Wide Ride Program* (Seção 4.2).

Na prática, o critério da viabilidade financeira não foi de fato considerado, especialmente nas primeiras rodadas do processo de concessão. Na época, as concessionárias estatais chinesas ofereceram parques eólicos a preços 50-70% menores do que os desenvolvedores espanhóis e alemães que participaram dos leilões, o que levou à construção de empreendimentos bastante ineficientes. Foram utilizados nesses empreendimentos equipamentos fabricados pelas indústrias domésticas sem atender aos requisitos mínimos de padronização e qualidade e inadequados ao contexto local (LEMA & RUBY, 2007; ZHAO et al., 2012). O foco excessivo na redução de custos levou o governo chinês a optar por um sistema de preços incompatível com o estágio de desenvolvimento da indústria local de turbinas na época.

[109] O plano previa, entre outras determinações, que as concessionárias locais deveriam adquirir toda a eletricidade gerada pelos parques eólicos através de um acordo de compra de energia a uma tarifa calculada pelo governo, mas a CSPC se recusou a receber a energia gerada a partir de parques eólicos, muito mais cara do que a energia gerada por ela mesma a partir da queima de carvão (LEMA & RUBY, 2007).

A possibilidade de adotar um mecanismo de preço fixo para as fontes renováveis na China seria colocada somente em 2006, com a *Renewable Energy Promotion Law* (REL)[110]. A REL previa a instituição de um sistema de preços semelhante ao FIT, já que o governo definiria o preço a ser pago pelas concessionárias de eletricidade. Mas o que ocorreu efetivamente nos anos seguintes foi a aprovação de um preço mínimo para os projetos vencedores dos leilões, na tentativa de melhorar a qualidade dos projetos de parques eólicos (ZHAO et al., 2012). Ainda assim, a capacidade instalada em energia eólica atingiu 13.800 MW em 2009, quase que dobrando a cada ano desde 2006 (IRENA, 2012).

O sistema de preços fixos ou FIT seria introduzido finalmente em julho 2009, com o *Notice on Price Policy Improvment for Wind Power*. Esta medida colocou um preço unificado e padronizado para a energia eólica na China, dividindo o país em quatro regiões a fim de contemplar os diferentes potenciais eólicos ao longo do país. O preço fixo foi definido com base nas taxas específicas de retorno de cada região. Essa metodologia foi escolhida com vistas a uniformizar o portfólio de geração de energia eólica do país no longo prazo, estimulando o uso de equipamentos modernos e eficientes na construção dos novos parques (CREIA/GWEC/GREENPEACE, 2010). Essa metodologia vem ao encontro do objetivo recente da política tecnológica de restringir a fabricação de turbinas com tecnologias obsoletas (Seção 4.1).

A Índia partiu de uma perspectiva diferente da China e da Espanha ao direcionar quase que exclusivamente, por aproximadamente duas décadas, os incentivos para os investimentos em capacidade instalada. Essa escolha acabou impactando negativamente sobre a eficiência dos parques eólicos como será visto a seguir. Incentivos para a geração de eletricidade de fonte eólica passaram a fazer parte do escopo da política indiana somente em 2003, a partir do *Electritic Act* (EA)[111]. Até então, a isenção de impostos era o único incentivo para a energia gerada pelos

[110] Com a REL, as fontes renováveis ganharam um marco legal próprio na China. Até então o apoio a essas fontes dava-se por meio de um conjunto de medidas isoladas e distribuídas por diferentes esferas de governo (LEMA & RUBY, 2007).
[111] O EA tinha como principal objetivo fazer avançar a reforma do setor elétrico indiano, iniciada em 1991, atuando no sentido de promover a competição, racionalizar as tarifas e promover o interesse dos consumidores.

parques eólicos. Com o EA, as concessionárias locais ficaram obrigadas a cumprir uma cota mínima de compra de eletricidade de base renovável[112] (GWEC/WISE/IWTMA, 2011).

Em 2006, a *National Tariff Policy,* que regulamentou a nova política de preço para energias renováveis no país, instituiu, pela primeira vez, o preço fixo como mecanismo de promoção ao uso dessas energias. A metodologia de cálculo das tarifas e a definição do período do contrato de compra e venda de energia ficaram a cargo das *State Electricity Regulatory Comissions* (SERCs)[113]. Desde 2006, os estados indianos vêm adotando o mecanismo de preço fixo progressivamente. Em 2011, treze dos 28 estados indianos declararam ter o preço fixo para energia eólica entre as medidas de apoio a esta fonte. Em 2009, também foram introduzidos os *Generation Based Incentives* (GBI). O GBI é basicamente um subsídio por kWh de eletricidade gerada com duração de 10 anos e que se aplica somente aos projetos de energia eólica que não usam o benefício da depreciação acelerada. A introdução do subsídio visa aumentar a eficiência dos parques eólicos indianos e estabelecer um período de transição para a retirada dos subsídios ao investimento em capacidade instalada (GWEC/WISE/IWTMA, 2011).

Incentivos ao investimento

O emprego de incentivos ao investimento em capacidade instalada não segue um formato padrão nos três *latecomers*.

A Espanha é o único país que seguiu um caminho semelhante ao dos países pioneiros ao utilizar esse instrumento já nas fases iniciais de desenvolvimento da indústria. Os projetos de energia renovável se beneficiaram de subsídios ao investimento providos pelo IDAE entre 1986 e 1997 – os subsídios podiam variar entre 50-90% dos custos totais do investimento. A partir de 1997, no novo contexto de liberalização do mercado elétrico espanhol, o subsídio ao investimento ficou restrito aos projetos de geração eólica de pequeno porte (até 5MW). No entanto, já tinha se consolidado no país, na época, o modelo de parcerias público-privadas para a

[112] Essa cota pode variar entre 0,5% e 14%, dependendo da quantidade de energia produzia pela concessionária – trata-se de um sistema de cotas, denominado como *Renewable Purchase Specfication* (GWEC/WISE/IWTMA, 2011).
[113] O setor elétrico indiano segue um formato descentralizado por estado. Nesse modelo, as comissões estaduais participam ativamente da organização e regulação do setor elétrico, definindo inclusive as tarifas.

implantação de projetos de geração de energia eólica. Muitas destas parceiras foram lideradas pelo próprio IDAE, que participava financeiramente dos projetos juntamente com outros atores da indústria (DINICA, 2008). Dessa forma, quando os subsídios foram retirados, havia um ambiente favorável à concessão de créditos para projetos de parques eólicos, devido tanto à rentabilidade comprovada dos investimentos quanto à experiência dos investidores com a tecnologia (RIO & UNRUH, 2007). Além disso, os governos regionais também passaram a tomar parte das parcerias formadas para a construção de parques eólicos (DINICA, 2008).

Já na Índia, os incentivos ao investimento foram e ainda são o principal instrumento de incentivo para estimular a expansão da energia eólica no país. Em 1992, o *India Renewable Develpment Agency* (IREDA) disponibilizou aos produtores independentes de energia eólica um pacote de incentivos. Este pacote incluía: linhas preferenciais de financiamento, que poderiam cobrir até 75% dos custos dos equipamentos; depreciação acelerada de 100% do capital no primeiro ano de operação do parque eólico e isenção total de impostos sobre os investimentos (RAJSEKHAR, HULLE & JANSEN, 1999). Estes incentivos associados à manufatura local de turbinas acabaram levando de fato a uma expansão significativa da energia eólica na Índia – em 1997 o país contava 968 MW de capacidade instalada, ficando atrás apenas dos países pioneiros. Mas, em função da baixa qualidade técnica dos projetos, a expansão da capacidade não se refletiu num aumento proporcional da injeção de eletricidade de fonte eólica à rede elétrica. Houve, nesse caso, claramente uma inadequação dos incentivos ao investimento ao estágio de desenvolvimento da tecnologia no país na época. A depreciação acelerada no primeiro ano de operação do parque eólico forçava as fornecedoras de turbinas a construírem os empreendimentos rapidamente sem considerar a adaptação da tecnologia às condições da rede elétrica indiana (RAJSEKHAR, HULLE & JANSEN, 1999). Em face dessa situação, o governo indiano reduziu a depreciação acelerada para 80% e começou a estimular o desenvolvimento tecnológico local e a adaptação da tecnologia ao contexto indiano (Seção 4.1).

A introdução do GBI, mencionado anteriormente, visou à criação de um período de transição para a retirada gradual dos incentivos ao investimento na Índia. No entanto, a aceitação do novo sistema tem sido menor do que a esperada, revelando que a eficiência na geração eólica é ainda um dos entraves enfrentados pelo país (GWEC/WISE/IWTMA, 2011).

No caso da China, não foi encontrado no conjunto de políticas para a energia eólica nenhum instrumento formal de subsídio ao investimento em capacidade instalada. Todavia, cabe mencionar que os parques eólicos chineses são em sua maioria de propriedade das concessionárias de eletricidade, que são estatais. Sendo assim, os investimentos estatais dominam não somente a atividade de manufatura de turbinas eólicas no país (Seção 4.2), mas também a atividade de geração de energia.

Garantia de acesso da energia eólica ao sistema elétrico

A garantia de acesso da energia eólica ao sistema elétrico é uma questão que foi regulamentada tardiamente pelos *latecomers*, especialmente no que diz respeito à Índia e à China. Só nos últimos nos, estes países concluíram a implementação do pacote de instrumentos básicos para a conexão da energia eólica à rede elétrica. Além disso, todos os *latecomers,* incluindo a Espanha, enfrentaram (ou ainda enfrentam) entraves relacionados à conexão dos parques eólicos à rede elétrica, principalmente a falta de infraestrutura de redes.

Na Espanha, *a Ley de Conservaccíon de Energía* de 1980 estabeleceu pela primeira vez o direito de conexão dos autoprodutores de fontes renováveis à rede elétrica. Todavia, a conexão dos parques eólicos se tornou mandatória somente em 1998, com o *Royal Decree* 2818. O despacho da energia eólica, por sua vez, ganhou prioridade em 2004, com o redirecionamento cada vez maior da energia eólica para o mercado livre. O custo de conexão à rede elétrica, assim como as taxas de uso da rede de transmissão, sempre foram de responsabilidade do proprietário do parque eólico (IEA WIND, 2003). A expansão da energia eólica na Espanha acabou experimentando uma leve desaceleração em 2005 porque a ampliação das redes não acompanhou essa expansão (IEA WIND, 2006).

Na China, o *Strategic Development Plan for Generation of Wind Energy* (2000-2020), de 1994, apenas sinalizou que as concessionárias de eletricidade deveriam facilitar a conexão dos parques eólicos à rede elétrica local. Os parques eólicos começaram a ser interligados às redes elétricas chinesas a partir de 2002, quando as concessionárias começaram a vencer os processos de concessão desses empreendimentos. Porém, a conexão dos parques eólicos e o recebimento da eletricidade destes parques pelas concessionárias locais de eletricidade só se tornaram mandatórios com a *Renewable Energy Promotion Law* de 2006. A REL previu, inclusive, a

aplicação de multas às concessionárias que descumprissem com as novas determinações. Nesse novo contexto, os governos regionais passaram também a ser responsáveis pela pavimentação do acesso ao parque eólico e as companhias de transmissão pela ampliação das redes (LEMA & RUBY, 2007; IRENA, 2012).

Entretanto, em 2009 cerca de um terço das plantas de base renovável da China ainda não estava conectado à rede elétrica. A principal razão estava no fato que os operadores de rede ainda relutavam em construir e expandir as redes locais para prover acesso dos parques eólicos à rede principal de transmissão (WANG, YIN & LI, 2010). A falta de investimentos em infraestrutura de transmissão e distribuição também contribuiu para esse cenário (CHERNI & KENTISH, 2007; IEA WIND, 2011).

Na Índia, a conexão dos parques eólicos ao sistema elétrico foi e ainda é a questão mais crítica à expansão da energia eólica no país. Desde o *Electriticy Act* (EA) de 2003, as *State Electricity Regulatory Commissions* (SERCs) são obrigadas por lei a dar tratamento preferencial à conexão dos parques eólicos e à injeção da energia gerada por esses empreendimentos à rede elétrica. O EA também determinou que os proprietários de parques eólicos devessem arcar com os custos de interface com o sistema elétrico (extensão e reforço da rede até o ponto de conexão). Já as demais demandas por infraestrutura (estradas, suprimento de água etc.) passaram ser supridas pelos governos estaduais (GWEC/WISE/IWTMA, 2011). Nesse sentido, os instrumentos que garantem a conexão dos parques eólicos à rede elétrica na Índia, bem como as responsabilidades dos geradores, não são diferentes daqueles colocados pelos países pioneiros. No entanto, as redes de transmissão e distribuição de eletricidade na Índia são fracas e a maioria dos parques eólicos está localizada em áreas remotas, distante dos centros de despacho. Esse contexto dificulta a transmissão da energia gerada nos parques eólicos indianos e é atualmente, segundo a GWEC/WISE/IWTMA (2011), o principal entrave à expansão da produção de eletricidade de base eólica na Índia.

Metas ou planos de expansão

Dentre os *latecomers*, a Espanha é o único país que tem, desde o fim dos anos de 1990, metas de expansão específicas direcionando o crescimento da energia eólica. Na China, o primeiro plano consistente de direcionamento da expansão da energia eólica foi criado em 2008. Na Índia, metas específicas para o crescimento da energia eólica foram estipuladas somente em 2011.

Vale lembrar que a Espanha está inserida no contexto da União Europeia e que, portanto, também teve que seguir a Diretiva 96/92/EC da Comunidade Europeia e estabelecer metas para incrementar a participação das NFRs na sua matriz elétrica. Nessas circunstâncias, o *Plan for the Promotion of Renewable Energy*, de 1998, programou a instalação de 5.540 MW de eólica até 2006 e mais 2.600 MW entre 2007 e 2010 (IEA WIND, 2000). Estes números seriam revisados em 2005 pelo *Renewable Energy Plan* (2005-2010), que ampliou a expectativa de crescimento da capacidade instalada em energia eólica para 20.155 MW em 2010 (IEA WIND, 2006). Já a versão de 2011 do *Renewable Energy Plan* (2011-2020) colocou como metas a adição de 35.000 MW de capacidade instalada *onshore* e 3.000 MW de capacidade *offshore*.

Na China, o primeiro documento a trazer metas para a energia eólica foi o *Strategic Development Plan for Generation of Wind Energy* de 1994 (2000-2020) citado anteriormente. O programa colocou inicialmente como meta a instalação de 1000 MW[114] de capacidade em energia eólica até o ano 2000. Uma nova meta de 1000 MW seria estipulada pelo *Ride Wind Programe* em 2000 (LEMA & RUBY, 2007; IRENA, 2012). Mas essas metas não passaram de iniciativas pontuais; e também não faziam parte de um plano concreto de expansão da energia eólica ou das fontes renováveis. Foi a *Renewable Energy Law* (REL), de 2006, que formalizou a necessidade de elaboração de planos de expansão e a criação de metas de médio e longo prazo para o crescimento da capacidade instalada e consumo das fontes renováveis, incluindo a energia eólica.

Em 2007, o *Medium and Long-term Development Plan for Renewable Energy* do *National Development and Reform Commission* (NRDC) sinalizou, pela primeira vez, o compromisso do governo chinês com a expansão das novas NFRs ao colocar como meta a

[114] Essa meta foi posteriormente revista para 300-400 MW (LEMA & RUBY, 2007; IRENA, 2012).

participação destas fontes em 1% no *market-share* de energia elétrica do país em 2010. Mas é somente a partir de 2008 que a energia eólica passou a ter efetivamente um plano de expansão na China com a publicação o *Wind Base Programe*. O programa selecionou sete áreas prioritárias, cujas metas combinadas devem adicionar 138 GW de capacidade instalada ao país em 2020 (IRENA, 2012). Até 2015, a meta para a expansão da capacidade instalada do país é 90 GW (IEA WIND, 2012).

A Índia não contava até 2011 com um plano ou metas de expansão exclusivas para a fonte eólica. O que havia no país, até então, eram metas estaduais de geração anual de eletricidade a partir de fontes renováveis, estabelecidas por exigência do *Electricity Act* de 2003, e dois planos nacionais que traziam metas contraditórias. O *National Action Plan on Climate Change* (NAPCC), divulgado em 2008, que orientava a progressão das metas estaduais estabelecia que, até 2020, 15% da eletricidade produzida na Índia deveriam ser oriundos de fontes renováveis. O *Integrated Energy Policy* (IEP) do governo da Índia, por outro lado, previa que a penetração das fontes renováveis deveria alcançar 5% em 2032 (GWEC/WISE/IWTMA, 2011). O *Strategic Plan for New and Renewable Energy Sector* (2011-2017), publicado no início de 2011 (MNRE, 2011), uniformizou os prognósticos de crescimento das fontes renováveis para os próximos anos. O Plano estabeleceu metas anuais de incremento da capacidade instalada para cada fonte específica. Segundo as estimativas do Plano, a capacidade instalada em energia eólica no país deve aumentar 2.200 MW em média por ano até 2017, atingindo o dobro da capacidade instalada em 2011.

4.4. Considerações Finais

O quadro de referência dos *latecomers* comprovou que, dependendo da etapa trajetória tecnológica em que o país se inicia na indústria de energia eólica, novos instrumentos devem ser adicionados às políticas de inovação, assim como se deve alterar a sequencia cronológica na adoção dos diferentes instrumentos. Sendo assim, comprovou-se que o tempo de aplicação de cada instrumento depende do estágio de desenvolvimento da tecnologia no mundo e no país em questão. Os instrumentos do tipo *technology push*, por exemplo, ganharam relevância na política tecnológica somente quando a tecnologia estrangeira já tinha sido incorporada ao contexto local e começava a gerar demandas próprias.

Houve, nesse caso, um processo longo de construção das políticas de inovação em energia eólica nos três países estudados, que buscou compatibilizar os seguintes elementos: a necessidade de criar escala produtiva para a indústria nascente de turbinas, o contexto do setor elétrico local e os entraves decorrentes do atraso tecnológico e da própria inadequação do incentivo adotado – os dois últimos elementos são válidos especialmente para a China e para a Índia.

Nos *latecomers*, as políticas tecnológicas tiveram início com o que se pode chamar de fase de demonstração da tecnologia, com a introdução, nesses países, em caráter experimental de turbinas de pequeno porte – experimentos estes que não foram necessariamente liderados por esses países. Uma segunda fase, de importação e absorção da tecnologia, começou quando esses países buscaram no acesso à tecnologia estrangeira as bases para o desenvolvimento de uma indústria local de equipamentos. A adaptação da tecnologia e a capacitação local nos diversos campos que circundam a energia eólica passaram a tomar corpo por meio dos programas de testes, certificação e padronização de turbinas e componentes e a construção de estações de testes. As estações de teste acabaram evoluindo para centros de P&D. A última etapa se orientou pela busca da autonomia tecnológica, que é quando ganham destaque os programas e incentivos à P&D.

Já a constituição da estrutura produtiva derivou de uma combinação própria de instrumentos de políticas industriais em cada um dos países estudados, tendo como ponto de partida a atração de IDE. Esses instrumentos, assim como nos países pioneiros, tiveram o papel de proteger a indústria nascente, mas, por outro lado, foram manipulados para que o acesso à tecnologia de ponta não ficasse prejudicado. Especialmente na China, esses instrumentos foram instituídos, extintos ou alterados de forma que pudessem atuar num primeiro momento como meios de proteção da indústria nacional até que esta tivesse ganhado escala produtiva, sempre priorizando o avanço progressivo da tecnologia.

Além disso, a atração de IDE só funcionou como um instrumento que colaborava na formação da indústria doméstica de turbinas porque as políticas tecnológicas dispuseram dos meios para a ocorrência do aprendizado tecnológico. O caso das *joint-ventures* na Índia mostrou que na falta desses instrumentos e do desenvolvimento de capacitações locais, o IDE perdeu a sua função como vetor no desenvolvimento da indústria nacional. Além disso, ficou claro que quando o propósito é o *catching-up* tecnológico, o capital nacional tem que tomar a liderança na criação e

no desenvolvimento da indústria. O IDE, nesse caso, pode complementar a base produtiva local de turbinas e componentes, mas a liderança do mercado deve pertencer a uma grande empresa nacional. Índia, China e Espanha têm suas empresas no comando do mercado doméstico.

Sobre as políticas de criação de mercado, constatou-se – para a Espanha e a China, especialmente – que essas políticas só ganharam relevância nos *latecomers* quando a indústria doméstica já tinha adquirido uma capacidade produtiva mínima e necessitava da expansão do mercado local para se desenvolver. Apesar de o nascimento da indústria espanhola e chinesa de turbinas, por exemplo, estar separado por mais de uma década, é possível observar que ambos os países passam por um período de demonstração da tecnologia, no qual os instrumentos de mercado são inexistentes ou não passam de coadjuvantes. Nessa fase, o direito dos desenvolvedores de parques eólicos de inserção no sistema elétrico não estava efetivamente garantido. Os incentivos ao preço ou à demanda por eletricidade de base eólica também foram sendo formatados na medida em que a indústria e a tecnologia progrediam no país.

Ou seja, nesses países as políticas de criação de mercado para energia eólica foram se consolidando ou se reconfigurando na medida em que a indústria e a tecnologia avançavam. Isso se deve ao fato que a busca pela redução de custos e preços da energia esteve mais direcionada para o desenvolvimento da indústria doméstica de turbinas do que pela expansão do mercado de energia eólica.

Também se observou que na falta dos instrumentos básicos relacionados à criação de mercado preconizados pelos países pioneiros – incentivo ao preço da energia, apoio ao investimento em parques eólicos, planos de expansão e inserção da energia elétrica no sistema elétrico – os entraves se fizeram evidentes, mas não necessariamente impediram a expansão da capacidade instalada ou a ampliação da oferta de energia eólica. Disso, conclui-se que o crescimento da energia eólica nesses países não deve ser atribuído somente ao aprimoramento do marco regulatório de promoção às fontes renováveis, mas também ao desenvolvimento da estrutura produtiva local. Foi essa estrutura que possibilitou a redução dos custos de capital da energia eólica nesses países ao longo do tempo.

CAPÍTULO 5 – Análise das políticas brasileiras de inovação à energia eólica

Este capítulo tem por objetivo apresentar a análise das políticas de inovação à energia eólica no Brasil. Essa análise leva em consideração tanto os quadros de referência dos países líderes, quanto o contexto da indústria de energia eólica no Brasil e no mundo na época em que os instrumentos regulatórios ou de incentivo foram instituídos no país. No primeiro caso, busca-se verificar se a política brasileira incorporou as esferas de intervenção e os instrumentos essenciais de cada uma delas. No segundo, procura-se examinar a pertinência dessa política ao contexto de então, tendo em vista a coevolução entre política, indústria e tecnologia.

Vale a ressalva que o capítulo retrata somente os elementos das políticas para energia eólica no Brasil que são relevantes para esta pesquisa. As políticas para energia eólica do país, especialmente as de mercado, bem como o cenário político e do setor elétrico nos quais elas foram concebidas, já foram retratadas por um conjunto de estudos (SILVA, 2006; COSTA, 2006; DUTRA, 2007; DUTRA & SKLO, 2008; FERREIRA, 2008; GWEC/ABEEÓLICA, 2011; NOGUEIRA, 2011). Sendo assim, o capítulo detém-se nos aspectos que podem ser entendidos como instrumentos de política de inovação para a promoção da energia eólica, no mesmo sentido trabalhado nos Capítulo 3 e 4.

No que diz respeito às políticas de mercado, foca-se em demonstrar que essas políticas devem ser vistas em duas fases: a do PROINFA e a dos leilões de energia eólica; e que essas políticas são formuladas e implementadas de forma alheia ao contexto de desenvolvimento da tecnologia e da indústria. Em se tratando das políticas industriais, registra-se porque a opção brasileira pela atração de IDE para a formação de uma base produtiva de aerogeradores demorou a se consolidar. Sobre as políticas tecnológicas, coloca-se que a energia eólica ocupa uma posição adjacente nos instrumentos disponíveis para incentivo e fomento à pesquisa e desenvolvimento no país.

O capítulo segue a mesma estrutura dos Capítulos 3 e 4. A análise das políticas brasileiras é estruturada a partir das mesmas esferas de intervenção. A diferença, nesse caso, é que se abre o capítulo com as políticas de mercado e se encerra o capítulo com as políticas tecnológicas. As políticas industriais são retratadas na segunda seção. A escolha dessa estrutura deu-se porque é necessário entender primeiro o mercado brasileiro de energia eólica e os instrumentos de política a ele relacionados para fazer as análises das políticas industriais e tecnológicas.

Outra diferença está na opção por não construir quadros que resumam as políticas brasileiras para a energia eólica. Esta opção deve-se fato que o Brasil não pode ser considerado como um exemplo ou uma referência de políticas de promoção à energia eólica como ocorre no caso dos países líderes; e também porque as políticas brasileiras não representam a evolução da tecnologia e da indústria no Brasil. Nessas circunstâncias, a apresentação na forma de quadros poderia sugerir uma interpretação incoerente com a proposta de se analisar criticamente o caso brasileiro.

5.1. Políticas de mercado

As políticas brasileiras de criação de mercado para energia eólica devem ser vistas em duas fases: uma inaugurada pelo PROINFA e a outra quando a fonte passa a ser comercializada por meio dos leilões de energia elétrica.

A passagem de uma fase para a outra não representou uma evolução da política frente aos avanços da tecnologia e da indústria como ocorreu nos países pioneiros. O que ocorreu no Brasil foi a interrupção de uma política e o início de outra. Esta conclusão vem do fato de que o único vetor que moveu as mudanças da política de energia eólica no Brasil foi o novo contexto do setor elétrico, como será visto a seguir. O Brasil seguiu um caminho diferente dos países pioneiros, que buscaram fazer o ajuste das políticas de mercado considerando não somente o novo contexto do setor elétrico, mas também o estágio de desenvolvimento da tecnologia.

Sendo assim, as duas fases das políticas de mercado para energia eólica no Brasil devem ser analisadas cada uma ao seu tempo, considerando para ambos os momentos o contexto da indústria no Brasil e no mundo. E, como a segunda etapa do PROINFA nunca foi regulamentada, a análise foca-se na primeira etapa do programa.

PROINFA

Tomando como base as leis que instituíram o PROINFA (Lei 10.438/2002, alterada pela Lei 10.762/2003), tem-se que o objetivo principal do programa consistia em ampliar a produção de energia elétrica gerada a partir da biomassa, dos ventos e das pequenas centrais hidrelétricas (PCH). As duas grandes novidades trazidas pelo programa foram: a concepção de um marco

institucional específico para as fontes alternativas, até então inexistente no país, e a proposta de inserir estas fontes no sistema interligado nacional.

A oferta de projetos de energia eólica habilitados a participar da seleção do PROINFA, a partir da chamada pública realizada pela Eletrobrás em 2004, representou o triplo da potência planejada pelo programa (3.429,7 MW). Por fim, foram contratados 54 projetos de fonte eólica, com potência total de 1.423 MW (MME, 2009). Desses projetos, somente cinco entraram em operação dentro do prazo estipulado pelo Programa para o término da primeira fase – 31 de Dezembro de 2006[115].

Da observação dos instrumentos que compõe o programa a luz dos parâmetros essenciais que orientaram as políticas de mercado dos países líderes, constata-se que o Programa abarcou os elementos básicos que devem constar nesta esfera de intervenção. O PROINFA trouxe uma meta para a expansão da energia eólica e um sistema de garantia de preço, além de ter disponibilizado uma linha preferencial de investimento.

Em sua proposta original, o PROINFA criou uma reserva de mercado para a energia eólica no curto prazo e também sinalizou a expansão desse mercado no longo prazo. Para a primeira etapa do programa, previu-se a contratação de 3.300 MW divididos igualmente entre projetos de energia eólica, biomassa e PCH, até Dezembro de 2006, de Produtores Independentes Autônomos (PIA)[116]. Para a segunda fase do programa previa-se que a participação das fontes contempladas pelo programa no consumo total de eletricidade deveria chegar a 10% dentro de um prazo de 20 anos. Neste período, as fontes participantes do programa deveriam atender a um mínimo de 15% do incremento anual da demanda de energia elétrica do país.

Na primeira etapa, os projetos contratados através do PROINFA tinham garantia de preço da eletricidade nos moldes do *feed-in* (Seção 1.1). Essa garantia era dada por tarifas pré-fixadas

[115] Esse prazo foi adiado para 31 de Dezembro de 2008 e também não foi cumprido, já que os projetos concluídos totalizavam somente 218,5 MW de potência instalada. Ao final de 2011, doze dos 54 projetos ainda estavam em construção ou a construção não tinha sido iniciada, apesar de terem sido outorgados (ANEEL, 2012). O último prazo limite fixado para a entrada em operação dos projetos foi Dezembro de 2011, por meio da Medida Provisória 517/2010.

[116] O PIA é um agente que não tem sociedade controlada ou coligada de concessionárias de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem de seus controladores ou de outra sociedade controlada ou coligada com o controlador comum (Lei 10.762/2003). Na proposta original do PROINFA, os agentes não classificados como PIA participariam em apenas 25% dos projetos de PCH e biomassa, enquanto que para os projetos de energia eólica esta participação era de 50%. Os fabricantes de equipamentos de geração podiam atuar como PIA das fontes alternativas concernentes ao Programa.

determinadas com base no Valor Econômico Correspondente à Tecnologia Específica de Cada Fonte, considerando um piso padrão mínimo[117]. O montante extra a ser pago pela energia elétrica proveniente dos empreendimentos de fontes alternativas era rateado entre os consumidores finais atendidos pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) (proporcionalmente ao consumo verificado), com exceção daqueles que fazem parte da subclasse residencial de baixa renda (consumo mensal até 80 kWh/mês). Para a segunda fase do Programa, haveria uma mudança na base de cálculo do preço da energia. O Quadro 5.1 traz os Valores Econômicos da Tecnologia de fonte eólica do ano-base (definidos pela Portaria 45 do MME/2004) e os valores dos anos subsequentes corrigidos pelo IGPM/FGV. Os Valores Econômicos de cada fonte foram calculados em termos de fator de capacidade[118] de cada empreendimento[119].

Quadro 5.1 – Valores das tarifas PROINFA para fonte eólica

Ano	Fator de Capacidade	Valor Econômico da Tecnologia (R$/MWh)
(Base: março 2004) **Dez/2005**	FCR < FCRmin	204,35
	FCR < FCRmin<FCRmax	VE=204,35 – [24,17/(FCRmax – FCRmin) x (FCR – FCRmin)]
	FCR > FCRmax	180,18
Dez/2006	FCR < FCRmin	228,9
	FCR > FCRmax	201,83
Dez/2007	FCR < FCRmin	236,9
	FCR > FCRmax	208,9
Dez/2008	FCR < FCRmin	249,9
	FCR > FCRmax	220,36
Dez/2009	FCR < FCRmin	280,48
	FCR > FCRmax	247,305

Fonte: MME, 2009; Referência IGPM de 30/11/2008
FCRmin = Fator de Capacidade de Referência Mínimo
FCRmax = Fator de Capacidade de Referência Máximo
FCR = Fator de Capacidade de Referência da Central Geradora de Energia Elétrica

[117] É o valor de venda da energia elétrica para a Eletrobrás que viabiliza econômica e financeiramente um projeto padrão médio da fonte em questão, utilizando essa fonte num período de vinte anos com determinados níveis de eficiência e atratividade (Decreto 5.025/2004).
[118] O fator capacidade expressa as horas equivalentes de plena potência, isto é, se o fator capacidade de um parque eólico de 10 MW é de 30%, isso quer dizer que este parque trabalha 2828h por ano (30% de 8760 horas) na potência nominal de 10 MW.
[119] Esse método de cálculo busca evitar que os empreendimentos se concentrem nas regiões com maior disposição de recursos e, principalmente, que aqueles empreendimentos favorecidos por um maior potencial eólico se apropriem excessivamente dos incentivos.

Assim como nos países pioneiros, o PROINFA também proporcionou a realização de contratos de longo prazo (duração de 20 anos) com garantia de compra de energia pela Eletrobrás. Além disso, o Programa não exigiu compromissos pré-fixados de geração, garantindo 70% do piso da receita contratual durante todo o período de amortização dos financiamentos (MME, 2009), independente da quantidade de energia injetada na rede. A linha preferencial de crédito foi proporcionada pelo Programa de Apoio Financeiro a Investimentos em Fontes Alternativas de Energia Elétrica do BNDES[120]. A disponibilização dessa linha deu-se também em cumprimento à Lei 10.438/2002 (modificada pela Lei 10.762/2003).

O acesso das fontes alternativas aos sistemas de transmissão e distribuição, assim como de qualquer outro agente regulado dos sistemas elétrico, já era garantido pela Lei 9.074/1995. A Resolução 56/2004 reiterou que as instalações até o ponto de conexão com a rede, bem como a operação e a manutenção dessas instalações, eram de responsabilidade do gerador, enquanto que os reforços de rede ficariam a cargo das concessionárias de distribuição. Além disso, a Lei 10.762/2003 concedeu à fonte eólica e outras fontes alternativas[121] o benefício da redução de no mínimo 50% das tarifas de uso das redes de transmissão e distribuição por esses empreendimentos[122].

Todavia, quando se analisa esses instrumentos dentro de uma perspectiva mais ampla, fica claro que o Programa apenas replicou um conjunto de medidas pontuais empregadas pelos países pioneiros (Seção 3.2). Tais medidas prescindiram de um processo local de ajustamento, o que colabora para explicar os entraves à execução do programa. Essa situação fica ainda mais evidente quando se traz para análise o contexto local da energia eólica e da indústria no mundo na época; e quando se relembra o processo de evolução das políticas de criação de mercado para energia eólica ocorrido nos países líderes.

---

[120] O Programa de Apoio Financeiro, lançado em 2004, contava com recursos de R$ 5,5 bilhões e vigência até 30 de Dezembro de 2005.

[121] Empreendimentos de geração de fonte eólica, biomassa ou cogeração qualificada com potência menor ou igual a 30.000 kW e para os empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW.

[122] O benefício foi regulamentado pela Resolução Normativa 77/2004, detalhando os critérios, prazos, bem como responsabilidades dos agentes envolvidos. Para os empreendimentos que obedecerem a alguns critérios específicos, sendo o principal deles a data que iniciaram a operação comercial (entre 23 de abril de 2003 e 31 de dezembro de 2003, no caso da eólica), a redução nas tarifas de uso pode alcançar 100%.

Dos quadros de referência apresentados nos Capítulos 3 e 4, deve-se lembrar de que os mecanismos de preço do tipo *feed-in* foram legalmente instituídos nos países líderes – e se tornaram o principal incentivo à expansão da energia eólica – depois de aproximadamente uma década de fomento à P&D e à indústria. Todos os países líderes passam por uma fase experimental da tecnologia – e também das políticas de criação de mercado. Nos *latecomers*, a fase "experimental" das políticas de criação mercado é ainda mais evidente, já que os mecanismos de preço (nos moldes do que foi retratado na Seção 1.1) foram formalmente instituídos pela China e pela Índia apenas recentemente (Seção 4.2).

O FIT pode estimular tecnologias em diferentes estágios de desenvolvimento (Seção 1.1), sendo coerente com a proposta do PROINFA de se promover diferentes fontes alternativas (biomassa, PCH e eólica). Todavia, a experiência dos países líderes traz evidências de que esse instrumento funciona como principal mecanismo de criação de mercado quando a curva de aprendizado tecnológico já avançou até certo ponto; depois de ter sido impulsionada por um conjunto de outros instrumentos prévios de política tecnológica, industrial e mesmo de mercado.

Em se tratando do investimento em capacidade instalada, vale lembrar que as linhas preferenciais de investimento se tornaram o principal instrumento de apoio a esses investimentos nos países pioneiros quando a indústria de energia eólica já estava consolidada. Ademais, o contexto da indústria de energia eólica no mundo, no momento em que o PROINFA foi instituído, era de investimentos localizados, financiados por instituições e investidores locais, com participação das próprias fabricantes de turbinas (Seção 2.2). Cada país contava com seu sistema local próprio de financiamento. Esse sistema foi sendo construído e também envolveu um processo de aprendizado e de confiança dos investidores no negócio de energia eólica (Seção 4.2).

A falta de coerência do instrumento com o contexto local e da indústria de energia eólica no mundo é reforçada pela incapacidade financeira de grande parte dos proprietários dos projetos contratados. Essa incapacidade se refletiu no fato de os investidores de pequeno porte não terem

conseguido apresentar as garantias exigidas pelo BNDES[123] e também na criação de um mercado paralelo de projetos. Dos 54 projetos contratados pelo PROINFA, 28 tiveram sua propriedade alterada (DUTRA, 2007; FERREIRA, 2008). Ou seja, fica nítido que o PROINFA despertou o interesse dos atores locais para a energia eólica, mas também que esses atores não estavam preparados técnica e financeiramente para o tipo de negócio proposto pelo programa. O desconhecimento dos agentes financeiros em relação à fonte eólica é relatado pelo próprio Ministério das Minas e Energia (MME, 2009).

O PROINFA também não disponibilizou nenhum incentivo específico para a conexão da energia eólica ao sistema elétrico. A fonte eólica tinha garantia de conexão, prioridade no despacho[124] e desconto no uso das redes. Ou seja, o mesmo pacote regulatório básico adotado pela maioria dos países líderes. Todavia, não se previu a extensão e o reforço das já precárias redes de transmissão dos estados do Rio Grande do Norte e do Ceará para o escoamento da energia gerada, nem a construção de novas subestações coletoras para receber e conectar a energia ao SIN. Dessa forma, o Brasil repetiu o mesmo tipo de entrave à conexão dos parques eólicos enfrentado pelos *latecomers*.

A 89º Ata do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)[125] de novembro de 2010 desvelou os atrasos na expansão da transmissão e a possibilidade de não haver conexões suficientes para os parques eólicos do PROINFA. Claramente, não se coordenou o planejamento da expansão da transmissão com as demandas de conexão dos parques eólicos que seriam construídos. Essa questão ficou ainda mais crítica com o aumento da participação da fonte eólica nos leilões como se verá a seguir.

Por fim, as metas ou a sinalização de expansão de longo prazo da energia eólica também ficaram comprometidas com o novo marco regulatório do setor elétrico (Leis 10.487/2003 e 10.848/2004 e do Decreto 5.163/2004). O novo marco regulatório tinha como principais

---

[123] Em 2008, 32 dos 54 projetos selecionados ainda não tinham obtido financiamento. Esse contexto acabou por criar um mercado paralelo de projetos (28 deles tiveram sua propriedade alterada).

[124] Pelas peculiaridades da fonte primária, as usinas eólicas gozam, ainda, de um regime especial no contexto de operação e gestão do SIN não tendo que enviar previsões diárias ou horárias de geração para a ONS, como ocorre com as usinas hidrelétricas (ONS, 2009) e, com isso, não arca com o risco de desbalanceamento diário, que é absorvido pelo sistema e transferido aos consumidores.

[125] Disponível em: http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/conselhos_comite/CMSE/2010/CMSE_-_Ata_da_89x_Reunixo_Plenxria.pdf, acesso em 8 de Dezembro de 2012.

objetivos: a segurança do suprimento, a modicidade tarifária, a regulação estável e a universalização da energia elétrica. Os leilões públicos de energia elétrica[126] tornaram-se o sistema escolhido para se ajustar a questão da modicidade tarifária. Ao buscar o menor preço possível, teve-se em vista o menor impacto no custo de eletricidade ao consumidor final.

A questão da modicidade tarifária e o sistema de leilão não casavam com a proposta principal do PROINFA, qual seja, a de pagar um *preço premium* para as fontes alternativas (PINTO Jr., 2007). Dessa forma, a segunda fase do PROINFA acabou não sendo regulamentada e as metas de expansão de longo prazo invalidadas. Daí considerar que houve uma interrupção da primeira proposta de política de promoção à energia eólica.

A fonte eólica e os leilões de energia elétrica

Com a não regulamentação da segunda fase do PROINFA, os leilões de compra e venda de energia se tornaram o principal meio de incrementar a participação das fontes alternativas na geração de energia elétrica. Desenhou-se, assim, um novo contexto de promoção à energia eólica no país.

Os leilões são atualmente o meio de compra e venda de energia elétrica no ambiente de contratação regulada[127], tanto para a cobertura do consumo quanto para a formação de lastro de reserva. Neles, é comercializada a energia de usinas existentes e de usinas novas, para atender o consumo cativo atual e a demanda futura declarada pelas distribuidoras de energia. Também é contratada, através dos leilões, energia adicional com os propósitos de aumentar a garantia de suprimento de todo o SIN (consumidores livres e cativos) e de formar lastro de reserva[128] (CCEE, 2012). Os contratos de compra e venda de energia elétrica são celebrados entre os vencedores dos

[126] A participação das fontes alternativas nos leilões de energia é assunto da próxima seção.
[127] Com o novo marco regulatório do setor elétrico, a energia elétrica passou a ser negociada em dois ambientes de negócios e contrato: o ambiente de comercialização livre (ACL) e o ambiente de comercialização regulada (ACR). No primeiro ambiente, há livre negociação entre os Agentes Geradores, Comercializadores, Consumidores Livres (consumidor com carga maior ou igual a 500kW, que podem escolher seus fornecedores), Importadores e Exportadores de energia. No segundo, estão os consumidores cativos, cuja demanda é suprida por meio de um *pool* do qual participam produtores e distribuidores de energia elétrica, detentores de concessões de serviço público obtidas por meio de licitação, e produtores independentes.
[128] Com vistas a mitigar o risco de suprimento, as concessionárias de distribuição de energia são obrigadas a adquirir 100% da demanda esperada mais uma quantidade reserva.

leilões e o conjunto (ou *pool*) das distribuidoras de eletricidade, que demandaram a energia para o início do ano de suprimento da energia contratada em leilão.

A contratação de energia nova dá-se nos leilões A-3 ou A-5, que compram energia de novos projetos que vão entrar em operação ao final de três ou cinco anos posteriores ao ano de realização do leilão[129]. Os contratos dos leilões A-3 ou A-5 têm duração entre 15 e 30 anos, dependendo da fonte de energia. Os leilões A-1, ou leilões de energia existente, contratam energia de projetos de geração que estão operando há no máximo um ano e visam substituir os contratos (com duração de 5 a 15 anos) que estão vencendo. Os leilões de reserva contratam, com prazo de suprimento de 20 anos, energia de novos projetos para compor um reserva de capacidade de geração e garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, (CCEE, 2012). E, havendo necessidade, podem ainda ser promovidos os leilões de ajuste. Neles, as distribuidoras podem comprar até 1% da carga de energia para corrigir as variações na demanda, firmando, nesse caso, contratos com duração de no máximo dois anos.

Atualmente, a energia eólica, a biomassa e a PCH podem participar de todos os tipos de leilão[130], além dos Leilões de Fontes Alternativas (LFAs). Estes leilões visam promover a contratação de energia exclusivamente de empreendimentos de fontes alternativas. Eles podem ocorrer com antecedência de um a cinco anos e contratam tanto energia de empreendimentos novos, quanto de empreendimentos existentes. Ou seja, os LFA podem ser do tipo A-1, A-5 ou de leilão de reserva. As diferenças dos LFAs em relação aos demais tipos são: (i) as fontes alternativas ficam livres da concorrência com as fontes convencionais; (ii) o preço inicial (ou preço teto) – ou a receita fixa necessária para remunerar o investimento na geração de energia – é determinado com base nas características técnicas dos empreendimentos baseados em fontes alternativas (ver as vantagens e desvantagens do sistema de leilão de NFRs na Seção 1.1). Dados fundamentais para o cálculo da receita do empreendimento, como o custo do investimento e o

[129] O leilão A-5 de energia nova deve cobrir a previsão de incremento de carga informada pelas distribuidoras ao Ministério de Minas e Energia – MME para daqui a cinco anos. O leilão A-3 deve refletir os ajustes do crescimento de mercado projetado pelas distribuidoras, devendo ser realizado dois anos depois do leilão A-5.

[130] O decreto No. 6.048/2007 regulamentou a contratação de novos projetos de geração baseados em fontes alternativas através dos leilões A-3, A-5 e A-1. Já o Decreto No. 6.353/2008 regulamentou a contratação de Energia Reserva no setor elétrico, prevista inicialmente na Lei no. 10.848/2004, para projetos existes e não existentes de geração de eletricidade, incluindo aqueles baseados em fontes alternativas.

fator capacidade, são levantados a partir de uma amostra de empreendimentos similares (EPE, 2009a).

Dessa forma, a utilização do mecanismo de preço (FIT) para a criação de uma reserva de mercado ficou restrita à primeira fase do PROINFA, tida como encerrada. Os contratos de compra e venda de energia de longa duração se mantiveram, mas não são mais celebrados com a Eletrobrás e sim com o conjunto das distribuidoras de energia.

Além do mecanismo de preço, ocorreram outras mudanças em 2008. Essas mudanças visaram, formalmente, minimizar os entraves enfrentados pelo PROINFA (MME, 2009). No entanto, essas mudanças podem ser consideradas, na perspectiva desta análise, como uma tentativa tardia de ajuste das políticas ao contexto local e às especificidades da energia eólica.

Tratando apenas das políticas relacionadas à criação de mercado, uma das mudanças foi a ampliação do acesso ao mercado de energia eólica. A figura do PIA, criada com o PROINFA[131], foi extinta e as concessionárias de eletricidade puderam, então, passar a tomar parte dos investimentos em novos parques eólicos. Outra mudança foi a requisição de certificação de viabilidade financeira dos investidores e a incorporação de novos agentes financeiros[132], como bancos e agências de fomento, cujas carteiras de projetos são monitoradas mensalmente (MME, 2009). Além disso, o preço da energia fixado em leilão passou ser corrigido anualmente pelo IPCA, e não mais pelo IGPM como ocorria no PROINFA. No caso dos empreendimentos financiados por empréstimos do BNDES, a mudança do índice de correção pode significar minoração dos riscos de descasamento de indexadores, uma vez que a referência de inflação do TJLP é o IPCA (KISSEL & KRAUTER, 2006). Além disso, o IPCA é menos sensível às

[131] A ideia por traz da figura do PIA era a de evitar uma concentração ainda maior do setor de geração. Os países líderes também partilharam dessa ideia, ao privilegiar os produtores independentes de energia. Como naquele momento, as concessionárias de eletricidade ainda não tinham despertado para o negócio de energia eólica (Seção 2.2) e as fabricantes de equipamentos ainda eram bastante atuantes também na atividade de geração, o modelo fazia sentido. Nesse caso, não se pode dizer que a ideia do PIA foi inconsistente com o cenário da indústria da época, nem que foi um entrave à execução do PROINFA, mas, por outro lado, a ampliação do mercado é coerente com o novo cenário que se tem da indústria de energia eólica no mundo (Seção 2.2).

[132] O Banco do Brasil e a Caixa Econômica Federal passaram a atuar como repassadores dos recursos do BNDES e também como financiadores direto – com recursos do Fundo Constitucional do Centro-Oeste (FCO). O Banco do Nordeste do Brasil (BNB) passou a financiar até 80% do empreendimento, com créditos do Fundo Constitucional do Nordeste (FCN). O Banco da Amazônia (BASA)/Fundo de Desenvolvimento da Amazônia (FDA) e o Fundo de Desenvolvimento do Nordeste (FDNE) da Agência de desenvolvimento do Nordeste começaram a utilizar-se da emissão de debêntures conversíveis em ações (cujo exercício fica limitado a 50% de participação) para financiar os empreendimentos de fonte eólica (MME, 2009).

variações do câmbio do que o IGPM, produzindo menor impacto na inflação (ANUATTI NETO & PEANO, 2008).

Os empreendimentos de energia eólica vencedores do leilão também se tornaram os beneficiários dos créditos de carbono, que passaram a ser negociado diretamente no mercado de créditos de carbono, no contexto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL. No PROINFA, os créditos eram depositados na conta do Programa e absorvidos pela Eletrobrás (receita de R$ 36 milhões/ano, segundo MME, 2009), a gestora da conta.

Já diante dessas novas circunstâncias, o primeiro Leilão de Fontes Alternativas (1º. LFA) foi realizado em junho de 2007. O 1º. LFA visava a contratação de projetos de biomassa, eólica e PCH, que deveriam iniciar a entrega de energia em 1º de janeiro de 2010. Em razão do preço mais elevado do que o das fontes concorrentes, nenhum projeto de energia eólica foi contratado no 1º. LFA[133].

Esse resultado levanta mais uma vez a questão da incoerência do instrumento de criação de mercado com o contexto da indústria de energia eólica no Brasil e no mundo. Esse resultado também revela que as mudanças acima mencionadas não foram suficientes para ajustar as políticas de promoção às fontes alternativas ao contexto da energia eólica de então no Brasil ou no mundo.

Os leilões têm por princípio produzir pressão competitiva sobre os produtores de energia e a eólica era a fonte menos desenvolvida no país em relação às outras duas concorrentes (Seção 1.1). Em 2007, o mercado mundial de energia, parques e equipamentos eólicos estava bastante aquecido – o preço das turbinas tinha entrado em rota de elevação em 2006 (Seção 2.2). Nesse contexto, a concorrência com outras fontes alternativas mais desenvolvidas no país, associadas à necessidade de importação de equipamentos, não era a combinação de medidas que poderia tornar a energia eólica mais atrativa ou mais competitiva no Brasil. Entre um mercado novo, que não tinha mostrado estabilidade nas políticas de promoção à energia eólica, nem sinalizado seu tamanho, os grandes grupos de energia (Seção 2.2) tinham claramente como alvos preferenciais

[133] O 1º. LFA resultou na contratação de 541,9 MW de potência instalada de termelétricas movidas a biomassa e 96,74 MW de PCHs, a um preço médio final de R$ 137,32 MW/h (EPE, 2007).

os países líderes. Vale lembrar que a Dinamarca e a Alemanha, entre os pioneiros, e a Espanha, entre os *latecomers*, ainda tinham o FIT como seu sistema de preço na época (Seção 3.2), além das bases produtivas locais consolidadas. A China e a Índia, além de estarem em crescimento acelerado, também estavam em processo de aprimoramento dos marcos regulatórios para a energia eólica (Seção 4.2), sinalizando preços e mercados mais estáveis nos anos subsequentes.

Nessas circunstâncias, a contratação de usinas de energia eólica via leilão só veio a ocorrer em dezembro de 2009, no 2º. Leilão de Energia Reserva (2º. LER - eólica), realizado com foco exclusivo nesse tipo de fonte[134] (Quadro 5.2).

Quadro 5.2 – Participação da fonte eólica nos leilões de energia elétrica – 2009-2012

	Fonte	Projetos contratados	Potência instalada (MW)	Preço médio final (R$/MWh)
2º. LER (2009)	**Eólica**	**71**	**1.805,7**	**148,39**
3º. LER + 2º. LFA (2010)	**Eólica**	**70**	**2.047,8**	**130,86**
	Biomassa	12	712,9	144,20
	PCH	7	131,5	141,93
4º. LER (2011)	**Eólica**	**34**	**861,1**	**99,54**
	Biomassa	7	357	100,40
A-3 (2011)	**Eólica**	**44**	**1.067,7**	**99,58**
	Biomassa	4	197,8	102,41
	Hídrica	1	450	102
	Gás Natural	2	1.029,1	103,26
A-5 (2011)	**Eólica**	**39**	**976,5**	**105,12**
	Biomassa	2	100	103,06
	Hídrica	São Roque	135	91,20
A-5 (2012)	**Eólica**	**10**	**574,3**	**87,94**
	Hídrica	2	292,4	91,25

Fonte: EPE (2009b, 2010, 2011a, b e c, 2012a).

Pelo Quadro 5.2, observa-se que desde 2009, a energia eólica vem tendo uma participação cada vez mais significativa nos leilões de compra e venda de energia elétrica no Brasil. Em 2010, nos dois leilões de fontes-alternativas promovidos em sequência (3º. LER e 2º LFA, modalidade A-3), a energia eólica foi a fonte que mais comercializou projetos e que alcançou o menor preço

[134] Até 2009, não havia competição entre as diversas fontes de energia nos leilões de energia reserva. Em 2008, já havia ocorrido um primeiro leilão de energia reserva (1º. LER) direcionado para projetos de biomassa.

em relação às demais. A partir de 2011, a energia eólica passou a concorrer diretamente com as demais fontes de energia e o seu preço se igualou ao das fontes tradicionais de energia, como a hidráulica e o gás natural.

O Quadro 5.3 mostra a evolução da capacidade instalada em energia eólica no Brasil, bem como da capacidade contratada no período de 2006 a 2012. São considerados os dados de capacidade instalada da ANEEL, da capacidade contratada pelo PROINFA e da capacidade contratada pelos leilões de energia realizados em 2009, 2010 e 2011. Para não se incorrer em dupla contagem, subtraem-se da capacidade contratada pelo PROINFA os parques eólicos (em MW) que já tinham entrado em operação até o final de 2012.

Quadro 5.3 – Total de capacidade contratada em energia eólica - 2006 – 2012 (em MW)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Capacidade instalada	237	247	414	602	928	1.423	1.423
PROINFA *(em operação)*	1.423 (208)	1.423 (218)	1.423 (308)	1.423 (575)	1.423 (900)	1.423 (1.226)	1.423
2º. LER (2009)	-	-	-	1.806	1.806	1.806	1.806
3º. LER + 2º. LFA (2010)	-	-	-	-	2.048	2.048	2.048
4º. LER + A-3 + A-5 (2011)	-	-	-	-	-	2.905	2.905
A-5 (2012)	-	-	-	-	-	574	574
Total	**1.452**	**1.452**	**1.529**	**3.256**	**5.305**	**8.381**	**9.152**

Fonte: BEN (2011), ANEEL (2012), EPE (2009), EPE (2010 a, b), EPE (2011 a, b e c), EPE (2012a).

Em 2011, a participação da eólica no total da capacidade instalada de energia elétrica no Brasil foi de 1,2%. O Plano Decenal de Expansão da Energia 2020 – PDE 2020[135] — estima uma expansão significativa da capacidade instalada em energia eólica, bem como da participação dessa fonte na composição do parque gerador nacional. Para 2016, o PDE prevê que a participação na capacidade instalada total em energia elétrica será de 6,2%, alcançando 8,5% em 2021 (EPE, 2012b).

A entrada definitiva da energia eólica nos leilões de compra e venda de eletricidade e as quedas progressivas do preço médio alcançado pela fonte nos certames de 2009 a 2011 devem-se a um conjunto de fatores.

[135] O PDE projeta a expansão da oferta de energia do país para os próximos dez anos com vistas a planejar a ampliação dessa oferta.

Alguns desses fatores podem ser considerados como uma adaptação dos instrumentos de política de mercado às especificidades da fonte em questão. Os demais fatores estão relacionados ao novo contexto da indústria no Brasil e no mundo.

Entre as adaptações, teve-se, em primeiro lugar, a organização de um certame exclusivo para a energia eólica, protegendo essa fonte da concorrência da biomassa e da PCH (2º. LER de 2009).

Em segundo lugar, houve a criação de uma nova opção de conexão das fontes alternativas com o setor elétrico. Com o Decreto 6.460/2008 e a Resolução Normativa 320/2008 da ANEEL, a eólica, a biomassa e a PCH passaram a contar com uma terceira opção de acesso à rede básica: as Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração de Conexão Compartilhada – ICG[136]. As ICGs têm por objetivo suprir a demanda de conexão de usinas localizadas em regiões que não dispõem de sistemas de distribuição e transmissão capazes de suportar grandes volumes de potência. Os geradores continuam sendo responsáveis pelos custos da infraestrutura de conexão entre o parque eólico e as ICGs (EPE, 2009a).

Em terceiro lugar, foi formatado, para o para o 2º. LER de 2009, o desenho um modelo contratual específico para a fonte eólica, que admite uma margem de variação na produção de energia[137] com vistas a minorar os riscos desse tipo de geração. Basicamente, o novo modelo contratual previa que o gerador não seria penalizado se a geração variasse entre 30% para cima ou 10% para baixo da quantidade prevista no contrato[138], buscando levar em consideração que a produção de energia eólica é intermitente (EPE, 2009).

Vale destacar, no entanto, que esse modelo contratual, que admite uma margem de variação, se aplicou somente aos empreendimentos de energia eólica vencedores dos leilões de reserva (2º. LER, 3º. LER e 4º. LER). Os empreendimentos de energia eólica vencedores dos

[136] As ICGs são instalações de conexão para acesso de centrais de geração de propriedade da concessionária de transmissão e possibilitam o compartilhamento dos custos de acesso à rede básica entre dois ou mais agentes de geração.
[137] O volume de geração anual é revisto a cada quadriênio, quando o compromisso de geração é revisto para cima ou para baixo, dependendo do histórico da usina. Se o salto for positivo, o gerador recebe a receita extra na forma de crédito para o próximo quadriênio ou de parcelas mensais ou ainda pode transferir o crédito para outro projeto com saldo negativo contratado no mesmo leilão. Se o saldo for negativo, o gerador devolve a receita extra em 12 parcelas mensais.
[138] O empreendimento que se candidatou ao leilão teve que apresentar um histórico de doze meses medições do potencial eólico do local de instalação, orientado por parâmetros específicos, além da variabilidade anual dos ventos.

demais leilões (1º. LFA, 2º. LFA, A-3 e A-5/2011) se inseriram em um modelo diferente: o Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) por disponibilidade[139]. Neste regime contratual, as usinas têm como obrigação manter a disponibilidade negociada em leilão. Ou seja, quando for chamado a despachar, o gerador deve garantir o montante ofertado em leilão. Se isto não ocorrer, o gerador estará sujeito a penalidades, o que vai levá-lo a incorrer em custos maiores (SILVA et al., 2009).

Isso significa que tanto em um modelo quanto no outro, os empreendimentos vencedores dos leilões passaram a incorrer em compromissos pré-estabelecidos de geração, podendo sofrer penalidades financeiras. A diferença é que um modelo admite uma margem de variação e o outro não. Essa situação é bem distinta daquela que ocorria no PROINFA, que garantia 70% do piso da receita contratual durante todo o período de amortização dos financiamentos (MME, 2009), sem compromissos prévios de geração. Ou seja, mesmo com o ajustamento do tipo de contrato às características da energia eólica, o modelo anterior era muito mais favorável ao investidor.

Nesse caso, considera-se que o que pesou, em última instância, para a entrada da fonte eólica nos leilões foi o novo contexto que se desenhou para a indústria de energia eólica no mundo. Esse novo contexto deveu-se tanto à evolução da tecnologia e à consolidação da indústria, quanto à conjuntura econômica mundial[140] (Capítulo 2). Essas circunstâncias conjugadas contribuíram para reduzir significativamente os custos de investimento em energia eólica. Essas circunstâncias fizeram com que essa fonte alcançasse preços 40-47% mais baixos do que os preços estipulados para a primeira fase do PROINFA (Quadro 5.1), viabilizando, assim, a expansão da energia eólica nos termos competitivos ditados pelos leilões.

Em se tratando da tecnologia, cabe lembrar que se passaram cinco anos entre a entrada definitiva da energia eólica nos leilões e o início do PROINFA. Os empreendimentos participantes dos leilões utilizaram aerogeradores de maior porte, comparativamente aos projetos

[139] Nesse tipo de contrato, os riscos hidrológicos ou de variação da produção em relação à garantia física da usina são assumidos pelos agentes compradores (as distribuidoras) e repassados aos consumidores regulados. Esse modelo vem sendo utilizado para a contratação das termoelétricas convencionais, que têm custo variável de produção e incerteza sobre o despacho, e a biomassa, que tem custo variável nulo, mas tem incerteza sobre o despacho decorrente da entressafra.

[140] A questão da influência da conjuntura econômica mundial na entrada da energia eólica nos leilões já foi abordada por Nogueira (2011).

do PROINFA, o que contribuiu para ampliar o aproveitamento energético. O fator capacidade dos empreendimentos que participaram dos leilões também foi maior, resultado da combinação de turbinas melhores e localização com melhor potencial de geração; e também do conhecimento que já se tinha adquirido desde o PROINFA. Enquanto que o custo médio de investimento dos parques do PROINFA, em valores atualizados para 2011, era de R$ 6.000/kW instalado, o custo médio dos parques vencedores dos leilões de 2010 era de R$ 4.100/kW instalado. Em 2011, este valor chegou a R$ 3.600 (D'OLIVEIRA, 2011).

Como visto na Seção 2.3, a crise econômica mundial, que se iniciou em 2008, impactou também no ritmo de crescimento da capacidade instalada nos países líderes em energia eólica, como os Estados Unidos, a Alemanha e a Espanha. A redução da demanda por energia nos países líderes alterou a composição do mercado mundial de turbinas eólicas, que se voltou para os países em desenvolvimento, contribuindo para a redução do preço dos aerogeradores. Entre 2008 e 2010, o preço das turbinas caiu 15% - a valorização do real também colaborou para a diminuição do custo dos investimentos (GWEC/ABEEÓLICA, 2011). Sem poder contar com os seus mercados tradicionais, os principais fornecedores de turbinas do mundo voltaram-se para mercados alternativos (Seção 5.2).

Ou seja, a política brasileira de expansão da energia eólica através dos leilões funcionou somente quando o estágio de desenvolvimento e a conjuntura da indústria de energia eólica no mundo permitiram. Nesse caso, não foi a política que se adaptou ao estágio de desenvolvimento da tecnologia ou da indústria local, mas foi a conjuntura que possibilitou que a política começasse a funcionar. Diante da crise, da emergência da competição chinesa e, em alguns casos, do esgotamento dos mercados domésticos, o mercado brasileiro se tornou uma opção promissora. Nesse novo cenário da indústria no mundo, o tamanho do mercado local, a possibilidade de contratos de fornecimento de longo prazo e a disponibilidade de linhas preferenciais de financiamento – em um momento de redução do crédito nos países líderes – foram instrumentos suficientes para colocar o Brasil no mapa de investimentos em energia eólica.

Esse novo cenário também mudou a percepção dos atores locais sobre o negócio da energia eólica, ampliando a capacidade e as garantias locais de investimento. Prova disto é que as concessionárias locais de eletricidade passaram a comprar parques eólicos, inclusive de investidores estrangeiros, e passaram também a concorrer pela instalação de novos

empreendimentos nos leilões. A CPFL Renováveis, por exemplo, adquiriu parques em operação e em construção, além de ter comercializado novos empreendimentos nos leilões. Hoje, fazem parte do portfólio da companhia cerca de 1.000MW de potência entre parques eólicos em operação e construção[141]. A Eletrosul, por sua vez, teve 21 empreendimentos vencedores no Leilão A-3 de 2011, somando 492 MW de potência ou 21,44% do total contratado no certame[142]. A Chesf também vendeu projetos de parques eólicos nos leilões de 2010 em associação com a Brennand Energia, um produtor independente que atua no setor sucroalcooleiro.

Os investimentos das concessionárias em parques eólicos também vêm se dando por meio da injeção de recursos em produtores independentes. A Cemig, por exemplo, adquiriu através da sua distribuidora Light, em 2011, uma parte (26,2%) da Renova Energia. A Renova Energia é uma produtora independente de energia renovável, fundada em 2001, que entrou no negócio de energia eólica em 2009 como produtora independente e desenvolvedora de parques eólicos. Até o final de 2011, a empresa contabilizava 1.321 MW de potência contratada (RENOVA ENERGIA, 2011).

Com isso, o mercado para energia eólica no Brasil começou a se consolidar e os parques eólicos comercializados no leilão de 2009 foram construídos dentro do prazo previsto.

No entanto, as lacunas na política brasileira se fizeram presentes mais uma vez. Quando os parques eólicos comercializados no leilão de 2009 (Quadro 5.2) começaram a entrar em operação em 2012, os atrasos na expansão das linhas de transmissão se tornaram ainda mais evidentes. Os empreendimentos do Estado da Bahia e do Rio Grande do Norte ficaram sem conexão e sem ter como despachar a eletricidade produzida. No planejamento, o prazo de entrega dos parques eólicos e das linhas de transmissão estava, em principio, concatenado. Mas, esse prazo não foi cumprido. A alternativa encontrada pela ANEEL e o MME, nesse caso, foi a de restringir a contratação nos próximos leilões A-3 apenas aos parques eólicos que apresentem uma garantia de interligação à linha de transmissão.

---

[141] O portfólio da companhia está disponível em: http://www.cpflrenovaveis.com.br/show.aspx?idCanal=iEZJvjIdtoGtNbcbPpmqzw==, acesso em 11 de Junho de 2013.
[142] Dado disponível em: http://www.eletrosul.gov.br/home/conteudo.php?cd=65&tipo=55&galeria=8&id_codigo=1284, acesso em 11 de junho de 2013.

Ou seja, mais uma vez uma questão subjacente à energia eólica, a do planejamento do setor elétrico, se sobrepõe às metas de expansão dessa fonte. E, mais uma vez é a tecnologia que tem de se adaptar à política; e não o contrário.

5.2. Políticas industriais

No que diz respeito às políticas industriais, o Brasil, assim como os demais países que entraram tardiamente na indústria, vislumbrou na atração de IDE o meio para iniciar a construção da sua base local de fabricação de turbinas. A diferença, nesse caso, é que o Brasil seguiu um caminho alternativo ao dos *latecomers*, pois não criou instrumentos que promovessem o desenvolvimento de uma indústria doméstica, nem o aprendizado local da tecnologia (Seção 5.3).

A opção brasileira por construir uma indústria local de turbinas formada por subsidiárias de multinacionais se consolidou recentemente, quando as fabricantes desses equipamentos começaram um movimento significativo de abertura de unidades produtivas no país. Essa opção foi primeiramente sinalizada com o PROINFA, que trouxe a exigência de conteúdo local para os parques eólicos. Essa exigência acabou sendo alterada. Com isso, o que se tem atualmente de incentivo à abertura de novas unidades produtivas no Brasil são as linhas de financiamento do BNDES – que também colocam exigências de conteúdo local – e as isenções de imposto (ICMS[143], alíquota zero do IPI e algumas isenções estaduais do ICMS).

Nessas circunstâncias, analisa-se, primeiro, porque a exigência de conteúdo local não surtiu os efeitos esperados em termos de atração de IDE; segundo, qual é o papel das linhas de financiamento do BNDES na atração das empresas de turbinas e componentes e o que essas empresas fabricam de fato no Brasil.

[143] A fonte eólica e a fonte solar são beneficiadas pelo Convênio ICMS 101, que isenta do imposto os componentes e equipamentos relacionados a essas fontes. Desde que foi criado, o convênio foi retificado e alterado muitas vezes. A última versão, o Convênio ICMS 75 de 2011, prorroga as isenções para 31 de Dezembro de 2015. Podem beneficiar-se do Convênio apenas os equipamentos e componentes isentos do IPI ou com alíquota zero (MINISTÉRIO DA FAZENDA, 2011).

Exigência de conteúdo local

Em princípio, os projetos participantes da Chamada Pública do PROINFA tinham que comprovar que no mínimo 60% dos equipamentos e serviços do empreendimento de geração a ser instalado eram de fabricação local, atendendo a exigência de nacionalização colocada pelo Programa. Na segunda fase do programa, esse índice seria de 90% (Lei no. 10.762/2003). Essa medida visava alavancar a indústria local de equipamentos relativa às três fontes participantes do Programa. O cumprimento da exigência de nacionalização também era um requisito para a aprovação do financiamento dos parques eólicos pelo BNDES.

A chegada de novos fabricantes, como esperado pelos formuladores do PROINFA, não ocorreu. Em 2007, frente aos entraves à execução do programa, a exigência do índice de nacionalização de equipamentos e serviços foi retirada e a alíquota de 14% incidente sobre a importação de turbinas foi reduzida a zero. A exigência de conteúdo local permaneceu apenas para os projetos que pleiteassem financiamento do BNDES. Os projetos participantes dos leilões foram submetidos à mesma lógica. As Portarias 242/2009 e 55/2010 isentaram do imposto sobre a importação os aerogeradores (equipamentos completos) novos com potência igual ou superior a 1,5 MW – a alíquota de 14% continuou sendo aplicada no caso das importações de peças e componentes (MME, 2009a e MME, 2010).

Os estudos que tratam do PROINFA (SILVA, 2006; DUTRA, 2007; DUTRA & SKLO, 2008; FERREIRA, 2008; MME, 2009; GWEC/ABEEÓLICA, 2011) são unânimes em colocar que as metas da primeira fase do programa para a fonte eólica (Seção 5.1) não poderiam ser cumpridas dentro do prazo inicial de dois anos pela única fabricante presente no país na época: a Wobben Windpower. A empresa já estava com parte da sua capacidade de produção comprometida (de 250MW/ano) quando do lançamento do PROINFA, em razão de contratos de fornecimento no exterior (Ferreira, 2008). Esses estudos colocam como principais razões para essa ausência de novos fabricantes: a escala insuficiente para a constituição de um mercado atrativo para as grandes fabricantes mundiais de equipamentos; a indefinição da segunda fase do programa que impediu a sinalização de uma política de longo prazo para o setor e o contexto de fortes investimentos em capacidade instalada em outros países.

Todas essas razões são válidas, mas novos elementos relacionados ao próprio instrumento e, mais uma vez, ao contexto da indústria de energia eólica no mundo, devem ser acrescentados.

Primeiro, vale lembrar que a exigência de conteúdo local não foi aplicada pela Espanha e a China (os *latecomers*) como um instrumento de atração de IDE, mas de proteção da indústria doméstica nascente. É por isso que esse instrumento é instituído (formal ou informalmente) de forma conjugada a outros instrumentos de política industrial e também de política de mercado e de política tecnológica (Seção 5.3). Ou seja, a exigência de conteúdo local é só mais um instrumento dentro de um programa mais complexo de desenvolvimento de uma indústria doméstica e de adensamento da cadeia produtiva.

Segundo, quando o PROINFA foi instituído, a indústria de turbinas ainda estava bastante concentrada nos países pioneiros, além de fortemente dependente das cadeias domésticas de fornecedores (Seção 2.4.1). As poucas unidades produtivas fora dos países de origem estavam em outros países pioneiros ou nos *latecomers*, que já tinham um mercado consolidado. Os investimentos em unidades produtivas no exterior contemplavam quase que exclusivamente os mercados com taxas bastante elevadas de crescimento, isto é, Estados Unidos e China. Ou seja, o direcionamento de investimentos para novos mercados que não tinham nenhuma tradição em energia eólica, ainda não fazia parte da dinâmica da indústria naquele momento.

Disponibilidade de crédito

A disponibilidade de créditos para à expansão da energia eólica no Brasil está concentrada essencialmente em dois bancos públicos: o BNDES e o BNB.

O BNDES tem duas linhas de financiamento que visam estimular a produção de bens de capital: o Finem[144] e o Finame[145], que podem ser acessadas por empreendimentos relacionados à energia eólica, sejam eles para a fabricação de aerogeradores ou componentes ou para a implantação de novos parques. Ambas as linhas trazem a exigência de que as máquinas ou equipamentos apresentem índice de nacionalização mínimo de 60% (em valor e peso), calculado de acordo com os critérios e instruções determinadas pelo banco. O Finem divide-se em linhas de

[144] Tem como foco os investimentos para a implantação, ampliação, recuperação e modernização de ativos fixos nos setores da indústria, comércio, prestação de serviços e agropecuária no valor igual ou superior a R$ 10 milhões.
[145] Financia a produção e a aquisição de equipamentos novos, de fabricação nacional, incluindo a venda de máquinas e equipamentos já negociados com as respectivas compradoras.

financiamento, entre elas a de infraestrutura, que congrega entre outros setores, como o de energia elétrica (distribuição, geração e transmissão). A linha de infraestrutura apresenta ainda uma ramificação para Energias Alternativas, que apoia a implementação, expansão e modernização de projetos relacionados à bioeletricidade, biodiesel, bioetanol, energia eólica, energia solar, PCHs e outras fontes (BNDES, 2012).

O BNB tem atuação voltada para o desenvolvimento regional do Nordeste do país. O banco concede créditos para financiar a implantação de projetos de geração de energia a partir de fontes renováveis (eólica, solar, biomassa, biocombustíveis, hidrogênio etc.) no âmbito do Programa de Financiamento à Sustentabilidade Ambiental (FNE Verde). Os créditos são oriundos do Fundo Constitucional de Desenvolvimento do Nordeste – FNE, administrado pela Sudene. Também é aplicada, nesse caso, a exigência de nacionalização de 60% dos equipamentos (BNB, 2011).

A existência de linhas de financiamento para estimular a produção de bens de capital teve papel fundamental na atração das subsidiárias de turbinas para o país nos últimos anos, já dentro do novo contexto que se desenhou para a indústria no Brasil e no mundo. As demandas por equipamentos criadas pelos leilões, somadas à nova conjuntura da indústria no mundo e à disponibilidade de crédito, colocaram finalmente o país como um destino atrativo para os investimentos em capacidade produtiva em turbinas. Observa-se pelo Quadro 5.4 que o início das operações no Brasil da maioria das fabricantes de turbinas dá-se após a entrada da energia eólica no 2º. LER de 2009 – que, por sua vez, coincide com o desaquecimento dos mercados europeu e norte americano por conta da crise, conforme relatado anteriormente.

Quadro 5.4 – Fabricantes de turbinas eólicas (equipamentos completos) em operação no Brasil em 2012

Empresa	País de origem	Início das operações no Brasil	Localização da unidade produtiva	Capacidade de produção
Wobben Wind Power[146]	Alemanha	1998	Sorocaba (SP)	500 MW/ano
Impsa	Argentina	2008	Suape (PE)	600 MW/ano
GE	Estados Unidos	2010	Campinas (SP)	400 MW/ano
Gamesa	Espanha	2011	Camaçari (BA)	300 MW/ano
Alstom	França	2011	Camaçari (BA)	300 MW/ano
Siemens	Alemanha	2011	Jundiaí (SP)	250 MW/ano
WEG	Brasil	2012	Jaraguá do Sul (SC)	200 MW/ano

Fonte: Elaboração própria com dados ABEEólica (2010), GE Report (2011), Governo da Bahia (2011) e GWEC/ABEEólica (2011)

A Weg é a única empresa brasileira que fabrica aerogeradores. A empresa entrou no negócio de turbinas recentemente a partir de uma *joint-venture* com a empresa espanhola M. Torres Olvega Industrial (GOULART, 2011a). Há outras três empresas brasileiras fabricando pás, mas só uma com tecnologia própria – a Tecsis[147], que é a principal fornecedora da GE. As outras fabricantes de pás duas são subcontratadas de fornecedores estrangeiros. O Quadro 5.5 a seguir lista os fabricantes de turbinas eólicas em operação no Brasil.

[146] A chegada da primeira fábrica de aerogeradores (ou OEM) no Brasil, a Wobben Wind Power, é resultado da iniciativa do fundador da alemã Enercon GmbH, que vislumbrou o potencial de geração de energia eólica no país.

[147] A Tecsis iniciou a produção de pás em 1995, quando os primeiros aerogeradores estavam sendo instalados na Europa. Localizada em Sorocaba-SP, a empresa é fruto da iniciativa do seu fundador, que é egresso de um grupo de um grupo de pesquisa em energia eólica do Instituto Nacional de Aeronáutica – ITA. As pás resultam de um processo de desenvolvimento interno à empresa (TEIXEIRA, 2007).

Quadro 5.5 – Fabricantes de componentes para turbinas eólicas no Brasil até 2012

Empresa	País de origem	Início da atividade de produção de torres	Localização da unidade produtiva	Capacidade de produção
Nacele				
Vestas	Dinamarca	2012		800 MW ou 400 unidades/ano
Hubs e painéis elétricos				
Suzlon	Índia	2012	Maracanaú-CE	
Pás				
Tecsis	Brasil	1995	Sorocaba - SP	1.500MW/ano
Wobben	Alemanha	2011	Pecém-CE	200 MW/ano
Aeris Energy (Suzlon)	Brasil	2011	Pecém-CE	
Eólice (LM Fiber)	Brasil	2011	Suape - PE	300 MW/ano
Torres cilíndricas em aço				
Tecnomaq	Brasil	2006	Fortaleza-CE	120 torres/ano
BrasilSAT	Brasil	2007	Curitiba-PR	120 torres/ano
Intecnial	Brasil	2008	Erichim – RS	80 torres/ano
SAWE (*fusão da Engebasa + IVAPE – GICP*)	Brasil	2009	Cubatão – SP	250 torres/ano
Máquinas Piratininga	Brasil	2010	Recife – PE	80 torres/ano
RM Stell Pernambucana (grupo Gonvarri)	Espanha	2010	Recife – PE	200 torres/ano
ICEC	Brasil	-	Mirassol-SP	100 torres/ano
Torres pré-fabricadas em concreto[148]				
Wobben	Alemanha	2011	Pecém – CE	200 torres/ano
Ineo	Espanha	2011	Água Doce - SC	-

Fonte: Elaboração Própria, com dados GWEC/ABEEolica (2010), Goulart (2011b) e dos websites da SAWE, da BrasilSAT, Wobben, Suzlon e Vestas.

O fato de as torres serem um dos componentes de menor conteúdo tecnológico, produzidos a partir de técnicas padronizadas, é uma das razões que explica o número expressivo de fornecedores brasileiros. A outra razão é que a produção nacional de torres é fundamental para a composição do índice de nacionalização exigido pelo BNDES. Até 2012, o cálculo desse índice levava em consideração o peso e a origem da matéria-prima, além do valor do equipamento e dos seus componentes – as torres representam mais de 50% do peso de um aerogerador.

[148] As torres de concreto têm custos até 30% menores do que as torres de aço. A construção de torres de concreto pela Wobben foi a solução encontrada para lidar com os custos elevados do aço. No entanto, não se trata de uma substituição, pois a escolha da torre (concreto ou aço) depende da classe de vento, do tipo de aerogerador e da altura a qual o equipamento vai ser instalado.

Essa segunda razão leva a questionar o que as fabricantes de turbinas produzem de fato no Brasil, tendo em vista que a manufatura de turbinas é uma atividade essencialmente de montagem (Seção 2.4).

O nível de nacionalização da produção de aerogeradores da GE no Brasil é de 64% (GE REPORT BRASIL, 2012a). A Wobben Wind Power também apresenta índice de nacionalização superior a 60%. Tanto a Gamesa, quanto a Alstom, começaram a montagem de aerogeradores no país em 2011 com um índice de nacionalização de 40% que deveria progredir para 50% em 2012 e 60% em 2013, conforme compromisso firmado com BNDES para a liberação de financiamento (CEMIG, 201).

Voltando à Figura 2.12 do Capítulo 2, relembra-se que as torres representam em torno de 26% do custo total de uma turbina. As pás, por sua vez, alcançam 22% do custo total. Os demais componentes, como os sistemas de controle, as caixas de freio, controle eletrônico etc. (de maior conteúdo tecnológico), vêm, no caso da GE, embutidos no nacele que é fabricado nos Estados Unidos (GE REPORT, 2012b). Ou seja, somando somente a participação das pás (22%) e das torres (26%) no custo total das turbinas, já se tem um índice de nacionalização de 48%.

Considerando que as torres estão cada vez mais altas e mais caras, dada a maior quantidade de aço incorporada nesses componentes, o peso delas na soma do índice de nacionalização pode ser ainda maior: nas máquinas instaladas a mais de 100 metros de altura, as torres podem significar mais do que 25% do custo total da turbina. E, como os rolamentos e as partes forjadas e moldadas somam aproximadamente mais 10% ao custo do produto (CEMIG, 2011), conclui-se que é possível atingir facilmente um índice de nacionalização 60% ou mais, mesmo importando integralmente o nacele. Esse raciocínio se complementa com o fato de que, em 2011, o Brasil apareceu como principal destino das exportações norte-americanas de conjuntos para a montagem de turbinas (nacele e outros componentes exportados juntamente com o nacele). O Brasil recebeu 67% das exportações dos Estados Unidos de conjuntos para a montagem de turbinas eólicas, seguido pelo México (com 10%) (WISER & BOLINGUER, 2012).

5.3. Políticas tecnológicas

O Brasil não estabeleceu uma estratégia deliberada de aprendizado e inovação em energia eólica ou de incorporação local da tecnologia. O PROINFA não trouxe nenhum instrumento de estímulo direto ao aprendizado e ao desenvolvimento tecnológico endógeno das fontes alternativas – os instrumentos do programa focaram essencialmente o lado da demanda de energia com algumas medidas voltadas para a indústria de turbinas (Seções 5.1 e 5.2). Também não foi criado, desde então, nenhum novo programa ou incentivo à pesquisa com foco específico em energia eólica. Não se estimulou o desenvolvimento de um sistema local de certificação[149] – as turbinas e componentes vêm com certificação de órgãos internacionais. E, não se buscou estabelecer um centro de referência em energia eólica, que pudesse realizar testes, projetos experimentais e funcionar como um ponto focal de interação entre os atores da indústria como ocorreu nos países líderes.

Em outras palavras, no que tange as políticas tecnológicas, nem o PROINFA, nem as políticas subquentes (Seção 5.1) remeteram aos instrumentos essenciais de política tecnológica identificados nas Seções 3.1 e 4.1.

Por outro lado, o que se tinha no Brasil em termos de tecnologia de geração de fonte eólica no momento da instituição do PROINFA é muito semelhante ao que se tinha nas fases iniciais de desenvolvimento dessa fonte nos *latecomers:* projetos experimentais de geração de energia eólica em pequena escala com a participação dos países pioneiros. O Quadro 5.6 traz os projetos de geração de energia eólica no Brasil no período anterior ao PROINFA e os atores envolvidos nessas iniciativas.

[149] O que existe atualmente é a tradução de três normas internacionais traduzidas pela ABNT (requisitos de projeto, medições do desempenho de potência de aerogeradores e medição e avaliação das características da qualidade da energia de aerogeradores conectados à rede) (REVISTA ABINEE, 2010).

Quadro 5.6 – Primeiros projetos de geração de energia eólica no Brasil

Ano de instalação	Local de instalação	Turbinas (capacidade individual)	País de origem do fabricante da turbina	Responsáveis pelo projeto
1992	Ilha de Fernando de Noronha – Pernambuco	1 of 75kW	Folkecenter - Dinamarca	Grupo de Energia Eólica da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e Companhia Energética de Pernambuco – CELPE, Folkecenter (financiamento)
1994	Morro do Carmelinho – Minas Gerais	4 de 250kW	Tacke - Alemanha	Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG (execução) e Governo da Alemanha (financiamento do Programa Eldorado)
1999	Central Eólica de Olinda	1 de 250 kW	WindWord – Estados Unidos	Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE)
1999	Prainha/Aquiraz – Ceará	20 de 500kw	Wobben-Enercon – Alemanha	Wobben-Enercon (produtor indepentente)
1999	Mucuripe/Fortaleza – Ceará	4 of 300 kW	Tacke – Alemanha	Companhia Energética do Estado do Ceará - COELCE e Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF (execução)/ governo da Alemanha e governo do Ceará (financiamento)
1999	Palmas – Paraná	5 of 500 kW	Wobben-Enercon - Alemanha	Companhia Paranaense de Energia – COPEL e Wobben-Enercon
2001	Ilha de Fernando de Noronha – Pernambuco State	1 of 225kW		Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE), RISØ National Laboratory da Dinamarca and Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (financiamento)
2002	Bom Jardim da Serra – Santa Catarina State	1 of 600kW	Wobben-Enercon	Centrais Elétricas de Santa Catarina – CELESC e Wobben-Enercon

Fonte: Adaptado de ANEEL (2002) e Silva (2006).

Porém, essas iniciativas focaram essencialmente em analisar a viabilidade local da energia eólica, a operação das turbinas importadas e outros aspectos relacionados à geração de eletricidade a partir dessa fonte. Não foi observada nenhuma iniciativa relacionada ao desenvolvimento local de equipamentos.

Em se tratando das instituições locais de pesquisa envolvidas com a energia eólica, o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE)[150] e o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB) do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL)[151] eram o que se tinha como referência no Brasil na época da instituição do PROINFA. Está claro que as atividades executadas por esses centros (mapeamento do potencial eólico, testes relacionados à operação de turbinas de pequeno porte[152] etc.), estavam relacionadas a um estágio bastante preliminar da indústria e da tecnologia, comparado ao cenário da indústria de energia eólica no mundo nos anos 2000 (Capítulo 2).

O que o Brasil já dispunha, na época em que o PROINFA foi regulamentado, é de um conjunto de instrumentos de fomento à P&D em energia que poderiam abarcar iniciativas relacionadas às NFRs. Isto é, dentro desses instrumentos, a energia eólica poderia ser um dos temas de pesquisa a concorrer por subvenções, para usufruir de incentivos à P&D etc., o que não significa que a energia eólica deveria constar obrigatoriamente entre as iniciativas de pesquisa subvencionadas por esses instrumentos.

Nessas circunstâncias, analisa-se como se dá participação da energia eólica nos programas de incentivo e fomento à P&D em energia disponíveis no país. Essa análise tem o intuito de dimensionar o papel que eles representaram como vetores no desenvolvimento dessa fonte de energia. Essa análise também tem o objetivo de verificar se os instrumentos disponíveis poderiam ou ainda podem desempenhar papel semelhante ao das medidas essenciais de política tecnologica identificadas a partir da construção dos quadros de referência dos países líderes.

Para tanto, foram, primeiro, identificados os instrumentos de fomento à P&D no Brasil que dispuseram de recursos para projetos em energia eólica. Foram, então, mapeados dentro

---

[150] O Grupo de Energia Eólica da UFPE que participou da instalação da primeira turbina no país e que se tornaria, posteriormente, o CBEE, com apoio do MCT O CBEE foi criado a partir de uma resolução tomada nos dois Encontros para o Desenvolvimento de Energia Solar, Eólica, Biomassa e PCH, realizados durante os anos de 1990, que também levaram a instituição de outros centros de referência em outras fontes alternativas de energia. Esses encontros ocorreram no contexto do Foro Permanente das Energias Renováveis coordenado pelo MCT que se formou no início dos anos de 1990 para discutir as possibilidades de aplicação e as estratégias futuras de desenvolvimento dessas fontes no Brasil (FREITAS et al.,1997).

[151] O CRESESB/CEPEL foi criado em 1995 e a principal iniciativa do centro foi a realização do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, publicado em 2001.

[152] As atividades formais do CBEE começaram com a inauguração do Centro Brasileiro de Testes de Turbinas Eólicas em Olinda (PE), que consistia inicialmente de uma turbina de 30 kW conectada à rede elétrica para pesquisas de desempenho e qualidade da energia gerada. Essa turbina foi posteriormente substituída por uma de 250 kW. O CBEE foi também responsável pela publicação da primeira versão do Atlas Eólico da Região Nordeste com apoio da ANEEL e do MCT (ANEEL, 2002).

desses programas os projetos de P&D que tivessem como tema a energia eólica. Nesse caso, como não se tratam de instrumentos direcionados especificamente para a energia eólica, são os projetos de P&D e seus respectivos objetos de pesquisa – mais do que os instrumentos em si – que podem trazer os elementos para o desenvolvimento da análise proposta. Sendo assim, foi observado o tipo de tecnologia desenvolvida por cada um desses projetos com vistas a verificar o alinhamento entre a demanda colocada pelo PROINFA e os esforços tecnológicos locais. Verificaram-se também as instituições envolvidas na execução desses projetos para refletir se essas pesquisas promoveram ou poderiam ter promovido, em alguma medida, a interação entre os atores principais da indústria (produtores, usuários e desenvolvedores da tecnologia) e funcionado como vetores na constituição de um sistema de inovação.

Os instrumentos que financiaram projetos de P&D em energia eólica no Brasil na última década foram: o Programa de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); o Fundo Setorial de Energia Elétrica (CT-Energ), administrado conjuntamente pela FINEP, Ministério das Minas e Energia (MME) e o Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq); o Programa de Subvenção Econômica da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), ligada ao MCT; e o Edital do CNPq.

Programa de P&D ANEEL

Com a Lei 9.991/2000, alterada pela Lei 12.212/2010, as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviços públicos de energia elétrica são obrigadas a dispor, anualmente, um percentual mínimo de sua Receita Operacional Líquida (ROL) para atividades de P&D. Ficam isentas desta obrigação as empresas que geram energia a partir de instalações eólica, solar, cogeração qualificada e PCH. O Quadro 5.7 traz a distribuição dos recursos oriundos da aplicação do ROL entre projetos de P&D e fundos de pesquisa.

Quadro 5.7 – Percentuais da ROL obrigatórios em projetos de P&D e Eficiência Energética

	Lei 12.212/2010 (alterou incisos I e III do art. 1º da 9.991/2000)							
	Vigência: 21/01/2010 A 31/12/2015				A partir de 2016			
Segmento	**P&D**	**PEE**	**FNDCT**	**MME**	**P&D**	**PEE**	**FNDCT**	**MME**
Geração	0,40	-	0,40	0,20	0,40	-	0,40	0,20
Transmissão	0,40	-	0,40	0,20	0,40	-	0,40	0,20
Distribuição	0,20	0,50	0,20	0,10	0,30	0,25	0,30	0,15

Fonte: portal ANEEL (http://www.ANEEL.gov.br/area.cfm?idArea=75&idPerfil=6&idiomaAtual=0). Acesso em 14/11/2012.

Os projetos de P&D das empresas do setor elétrico podem ser realizados em colaboração com universidades/instituições de pesquisa ou fabricantes de equipamentos e componentes. De 2000 a 2007, o programa de P&D operou por meio de ciclos anuais de investimentos – as empresas do setor elétrico tinham que submeter anualmente sua carteira de projetos de P&D para a aprovação da agência reguladora. A partir da Resolução Normativa 316/2008, a ênfase voltou-se para avaliação de resultados da pesquisa e buscou contemplar toda a cadeia de inovação – da pesquisa básica até as etapas finais de lote pioneiro e a inserção no mercado (POMPERMAYER, 2009).

Atualmente, os projetos de P&D das concessionárias devem estar alinhados com os onze temas estratégicos propostos pelo programa. Desde a publicação do Manual de 2006 do Programa de P&D ANEEL, as fontes alternativas de geração de energia elétrica, nas quais se inclui a energia eólica, são colocadas como tema de pesquisa[153]. A partir do Manual de 2008 (versão mais recente), o programa ganhou um caráter mais dirigista com a definição de temas e subtemas prioritários e estratégicos. Esses temas visam alinhar os projetos de pesquisa às demandas mais relevantes do setor elétrico e focar em projetos de maior complexidade (POMPERMAYER, 2011). No período anterior a 2008, as concessionárias gozavam de mais liberdade na proposição dos projetos, o que abria espaço para o foco em demandas tecnológicas mais imediatas[154] (Gomes, 2003).

[153] Entre 2000 e 2006, a participação a participação das fontes alternativas no programa dava-se pelo tema meio-ambiente.
[154] Havia uma crítica ao modelo anterior de que os projetos das concessionárias estavam focados em P&D incremental, de curto prazo e baixo risco. Para uma discussão detalhada sobre o programa de P&D da ANEEL, ver Gomes (2003).

O ano de 2008 marca, então, o início da segunda fase do programa, coincidindo com o início do movimento de crescimento da capacidade instalada em energia no Brasil (Seção 5.1). Dessa forma, é possível comparar uma fase com a outra e observar se o novo contexto da energia eólica no Brasil gerou reflexos no programa, em se tratando tanto de volume de projetos, como dos objetos de pesquisa e dos atores envolvidos.

Considerando o período 2000 a 2008, foram identificados 33 projetos[155] que tinham como foco questões relacionadas à energia eólica de um total de 4.401. Isto representou apenas 0,7% do total de projetos do programa. Já entre os anos de 2008 a 2012, foram encontrados 20 projetos de um total de 1919, o que representou 1,4%[156]. Pensando em termos de média de projetos por ano, verificou-se que a quantidade de projetos na segunda fase do programa não aumentou significativamente, ao menos até o final de 2012. O que aumentou muito foi a média de recursos gasta com cada projeto relacionado à energia eólica, passando de aproximadamente R$ 460.000 na primeira fase do programa para aproximadamente R$ 3,7 milhões na segunda fase.

Da análise dos objetos de pesquisa dos projetos da primeira fase do programa, constatou-se que a maioria (27 projetos) se tratava de estudos ou avaliações de impacto ou de modelos, metodologias ou ferramentas para análise de aspectos relacionados à medição de potencial eólico, integração ou à conexão da energia eólica à rede elétrica ou ao planejamento e expansão do sistema elétrico. Três projetos tinham como alvo as turbinas ou centrais de pequeno porte para sistemas isolados e um envolvia a pesquisa conceitual de uma turbina de grande porte.

Ou seja, é evidente o descompasso entre as pesquisas em energia eólica realizadas no contexto do Programa de P&D ANEEL e o tipo de indústria projetado pelo PROINFA. Enquanto que as concessionárias locais de eletricidade ainda estavam no campo da análise da viabilidade e dos possíveis impactos dessa fonte na rede elétrica em pequena escala – ou pensando a eólica como uma alternativa de geração para os sistemas isolados –, o PROINFA visava estimular a

---

t[155] Chegou-se a essa quantidade de projetos a partir de três fontes: o site da ANEEL, o site das concessionárias de eletricidade e uma listagem dos projetos da primeira fase do programa fornecida pelas Empresas Eletrobrás ao projeto de pesquisa "Desenvolvimento e Implementação de Metodologia de Gestão Estratégica de Tecnologia e Inovação nas Empresas Eletrobras", coordenado pelo professor Ruy Quadros. A conjunção das três fontes possibilitou uma dupla checagem tanto da quantidade de projetos quanto das informações disponíveis sobre cada um deles.

[156] Os projetos foram compilados da planilha disponível no website da ANEEL (http://www.ANEEL.gov.br/area.cfm?id_area=75), acesso em 31 de Maio de 2013.

introdução no país de grandes parques eólicos com o que havia de mais moderno na época em termos de turbinas e outras tecnologias relacionadas (Seção 2.1). Os projetos de energia eólica da primeira fase do Programa de P&D ANEEL estão, na realidade, em linha com o que se tinha de energia eólica no país até então (os pequenos projetos experimentais listados no início desta seção).

Vale observar ainda que a maior parte dos projetos (dezenove) de energia eólica da primeira fase do Programa de P&D ANEEL é anterior à regulamentação do PROINFA em 2004. Além disso, da comparação dos projetos anteriores ao ciclo 2004-2005 com os projetos posteriores não foram constatadas mudanças nos objetos de pesquisa. Ou seja, o crescimento eminente da oferta de energia eólica proclamado pelo PROINFA não suscitou iniciativas mais consistentes de pesquisa em energia eólica comparadas com as que já eram realizadas dentro do programa. Esse crescimento também não colaborou para alinhar o que se tinha de conhecimento em energia eólica no país com o que se propunha introduzir.

Na segunda fase do Programa de P&D da ANEEL (2008-2012), verificou-se certa mudança nos objetos dos projetos de pesquisa. Nessa nova fase, havia projetos dedicados ao desenvolvimento de protótipos de dispositivos e componentes e turbinas de pequeno porte, refletindo, assim, o novo enfoque do programa nos resultados finais da pesquisa. Todavia, boa parte dos projetos de dispositivos e componentes ainda estava voltada para a geração distribuída em pequena escala. A exceção ficou por conta de um projeto proposto pela Petrobras em 2012, que visa a adaptação de um turbina de 2 MW às condições brasileiras ao custo de R$ 14 milhões, a ser executado pelo Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (SENAI). Além disso, alguns dos projetos voltados para o desenvolvimento de ferramentas ganharam mais sofisticação se comparados com os projetos da primeira fase do programa, já que na nova fase eles tratam da previsão da geração e controle e automação de parques eólicos e não da análise de viabilidade.

Em se tratando dos atores participantes, o que se constatou no caso do Programa de P&D ANEEL é que a participação nos projetos ficou bastante concentrada nas universidades ouinstituição de executora de pesquisa. Nos poucos casos em que os projetos envolveram parceiros de pesquisa, estes parceiros eram também universidades. Dentre os 31, há um único projeto que contou com a participação de uma empresa de engenharia. E, mesmo na segunda fase do programa (2008-2012), apenas quatro dos vinte projetos em energia eólica têm empresas

como parceiros – o restante permanece centrado nas universidades. Ou seja, o programa pode funcionar como um vetor de interação entre os principais atores da indústria, especialmente com a proposta da segunda fase, mas no caso da eólica, não é o que vem efetivamente ocorrendo.

A principal diferença na segunda fase em relação à primeira é a de que várias das empresas proponentes de projetos têm investimentos em parques eólicos ou tiveram projetos selecionados nos últimos leilões. Ou seja, os projetos passaram a abarcar atores que têm atuação direta na indústria.

CT-Energ/Edital CNPq

No contexto do CT-Energ, o cenário relativo aos projetos em energia eólica não é diferente daquele apresentado para o Programa de P&D da ANEEL. Criado em 2001, o CT-Energ visa subsidiar as atividades de P&D de interesse público. São passíveis de utilização de recursos do fundo as instituições de ensino superior e as instituições nacionais de P&D. As empresas podem participar dos projetos técnica e financeiramente. Nesse caso, os projetos relacionados à energia eólica podem se candidatar às chamadas para seleção[157] de projetos caso haja coerência com o tema. Desde a criação do fundo até 2009 (ano da última chamada) foram realizadas nove seleções, entre editais, encomendas etc. A seleção realizada em 2006 é a única que tinha como tema as fontes de energia renováveis (eólica e solar fotovoltaica).

Considerando todas as seleções realizadas pelo fundo setorial, foram contabilizados doze projetos em energia eólica. Não é uma quantidade irrelevante, tendo em vista que todas as seleções somaram em torno de 120 projetos[158]. Dos doze projetos de energia eólica subvencionados pelo fundo, dez voltaram-se para o desenvolvimento de aerogeradores, componentes ou dispositivos para sistemas de pequeno porte – modelagem e materiais são os objetos dos projetos restantes. Dos doze projetos, oito tiveram a participação de empresas, de forma que não se pode desconsiderar a possibilidade de interação entre os atores locais no

[157] O CT-Energ opera por edital, chamada pública, carta-convite ou encomenda orientada por temas específicos.
[158] Informações disponíveis sobre as seleções realizadas pelo CT-Energ em: http://www.finep.gov.br/editais/encerrados.asp?codigoFonte=4, acesso em 12 de Março de 2013.

contexto dos projetos do programa. Em três desses projetos, as empresas parceiras eram pequenas fabricantes de turbinas de pequeno porte (Enersud e Eletrovento). A WEG, empresa brasileira de equipamentos elétricos, que começou a fabricar turbinas de grande porte em 2012 (Seção 5.2), também atuou como parceira em projetos de turbinas de pequeno porte. As demais empresas eram fabricantes de dispositivos para o setor elétrico.

A questão, nesse caso, é mais uma vez o descompasso entre a indústria que se estava introduzindo no país e as tecnologias que se estava promovendo no âmbito fundo setorial; e esse descompasso começou na chamada pública. A seleção de 2006, quando já contavam dois anos da regulamentação do PROINFA, foi voltada para o desenvolvimento de tecnologia de geração eólica ou solar de pequeno porte (de até 50 kW isolado ou interligado). Ou seja, fica evidente, nesse caso, não somente a falta de coerência entre os esforços tecnológicos locais e o tipo de tecnologia demandada pelo PROINFA, mas também a falta de coordenação entre as políticas tecnológicas e as políticas de mercado.

O CT-Energ também financiou projetos que tinham por objetivo a capacitação laboratorial e a formação de recursos humanos em fontes renováveis por meio de um edital promovido pelo CNPq em 2010 (Edital MCT/CNPq/FNDCT 05/2010[159]). Uma das linhas de pesquisa do edital era a energia eólica. Nesse caso, os temas da linha de pesquisa estavam mais adaptados ao contexto atual da indústria no país, já que não abarcavam somente turbinas de pequeno porte e excluíam projetos relacionados à elaboração de mapas eólicos, priorizando a previsão de ventos de curto prazo e os sistemas de automação e controle.

Os onze projetos selecionados por meio do Edital de 2010 tratavam de questões muito similares àquelas dos projetos do Programa de P&D da ANEEL com a diferença de que os projetos dos CNPq têm também o viés da capacitação e do ensino, além da pesquisa. Essa similaridade de questões é esperada já que as universidades selecionadas no Edital do CNPq são também as executoras dos projetos de P&D ANEEL. Dos onze projetos selecionados por meio do Edital de 2010, cinco tratavam de questões relacionadas a sistemas de pequeno porte, os demais se voltavam para ferramentas de previsão de ventos ou controle da integração à rede elétrica ou

[159] Disponível em: http://memoria.cnpq.br/resultados/2010/005.htm

metodologia de avaliação. O único projeto de pesquisa selecionado que vinha ao encontro da indústria de energia eólica que se estava construindo no Brasil era o que se propunha a pesquisar novos materiais para pás de turbinas de grande porte.

Programa de Subvenção (FINEP)

O programa de subvenção econômica da FINEP provê, desde 2006, recursos não reembolsáveis para empresas desenvolverem produtos, processos e serviços inovadores. Essa modalidade de financiamento foi criada a partir da Lei de Inovação (Lei 10.973/2004) e da Lei do Bem (Lei 11.196/2005). O programa opera com recursos do FNDCT. Os recursos destinam-se a empresas brasileiras de qualquer porte[160] e a disponibilização deles está condicionada à apresentação de contrapartida pelas empresas beneficiadas pelo programa. O programa define áreas e temas estratégicos para apoiar, pensados em conjunto pelo MCT e pelo MDIC, e a concessão dos recursos dá-se por meio de meio de chamadas públicas (FINEP, 2010).

Desde o lançamento do programa até 2012, foram realizadas cinco seleções públicas para subvenção econômica à inovação[161]. A área de energia apareceu como prioritária em todas as chamadas. A energia eólica não constou entre os temas estratégicos nas seleções de 2006, 2007 e 2010. Nestes editais, o foco voltou-se para o etanol, a biomassa e biodiesel. A energia eólica aparece como tema estratégico somente na seleção de 2009. Esta seleção colocou como um dos objetivos o desenvolvimento de equipamentos, componentes, peças ou partes aplicadas à produção de energia solar e energia eólica. É por meio da seleção de 2009 que foi escolhida a maioria dos projetos (dezesseis, dos 26 da área de energia contemplados pela seleção) em energia eólica subvencionados pelo programa (até 2012). Antes da seleção de 2009, somente a seleção de 2007 tinha selecionado três projetos em energia eólica, sendo que um deles foi cancelado.

Do total de dezesseis projetos contemplados pela seleção de 2009, seis tinham como objeto de pesquisa turbinas de pequeno porte, enquanto que os demais se distribuíam

[160] Os recursos devem subvencionar as despesas de custeio – os custos de capital ficam a cargo das empresas.
[161] As informações sobre as seleções já encerradas estão disponíveis em: http://www.finep.gov.br/pagina.asp?pag=programas_subvencao

principalmente entre subcomponentes de torres ou gerador, dispositivos para centrais eólicas ou turbinas. Vale lembrar que o ano de 2009 marca a entrada da energia eólica nos leilões (Seção 5.1) e um novo contexto para essa fonte de energia no Brasil e no mundo. Deve-se, então, pensar – além da coerência com o tipo de tecnologia demandada pelo mercado local –, as perspectivas de inserção na cadeia produtiva que esses projetos colocam, já que a opção pela atração de fabricantes estrangeiras de turbinas estava finalmente se consolidando.

Nesse caso, além da questão dos equipamentos de pequeno porte (já discutida anteriormente), chama atenção a subvenção de projetos em torres. As torres são macrocomponentes de baixa intensidade tecnológica cuja produção é predominantemente terceirizada para fornecedores locais justamente porque o processo de fabricação está completamente dominado no mundo (Seção 2.4). Os projetos relacionados ao desenvolvimento de dispositivos também não indicam uma perspectiva de inserção mais competitiva dos fabricantes locais na cadeia de turbinas eólicas, pois esta cadeia é extremamente pulverizada (Seção 2.4). Não há entre os projetos selecionados pelo programa de subvenção da FINEP nenhum projeto voltado para o desenvolvimento de um componente essencial, por exemplo, embora os gargalos da cadeia produtiva no mundo tenham aberto espaço para novos fabricantes e para a manufatura padronizada (Seção 2.4.1).

É ainda interessante observar que os dois projetos da seleção de 2007 – que não tinha a energia eólica como tema estratégico –, são mais coerentes com o que se tinha desta fonte no país até então, do que a os projetos selecionados em 2009. Um dos projetos do edital de 2007 voltava-se para o desenvolvimento de uma turbina de 1 MW, proposto por uma empresa de engenharia do setor aeronáutico (Mectron), e o outro para um gerador de turbina eólica, proposto pela WEG.

Sobre os atores envolvidos, vale mencionar que os projetos relacionados à energia eólica dentro do Programa de Subvenção foram propostos por empresas de engenharia ou pequenas e médias empresas fabricantes de dispositivos para o setor elétrico, que estão se aproveitando de demandas tecnológicas locais para entrar no setor. A única exceção como empresa de grande porte na seleção de 2009 é mais uma vez a WEG. As iniciativas das empresas de pequeno e médio porte não são irrelevantes, mas não influem no posicionamento do Brasil na indústria de equipamentos; nem na cadeia, nem na montagem de turbinas eólica. E, mesmo no caso da WEG,

vale lembrar que a empresa teve que recorrer a um licenciamento de tecnologia para iniciar a produção de turbinas de grande porte.

5.4. Considerações finais

Olhando para as três esferas de intervenção concomitantemente, conclui-se que a política brasileira para a energia eólica focou predominantemente a esfera do mercado. A começar pelo PROINFA até a entrada definitiva da energia eólica nos leilões, a maioria dos instrumentos diz respeito às políticas de mercado. Os ajustes e as mudanças de instrumentos também se concentraram nessa esfera de intervenção. Ou seja, o Brasil priorizou a criação de um mercado para energia eólica, em detrimento da indústria e da tecnologia. Essa estratégia vai de encontro àquela adotada pelos outros países que entraram tardiamente na indústria, que priorizaram a formação de uma estrutura produtiva e o domínio da tecnologia importada.

As políticas de mercado foram complementadas por alguns instrumentos de política industrial. Mas estes instrumentos podem ser considerados como mais uma forma de suporte às políticas de mercado, do que parte propriamente de um plano coordenado de desenvolvimento de uma indústria local de turbinas eólicas (seja nacional ou estrangeira). Vale lembrar que durante a execução do PROINFA, os instrumentos de política industrial foram sendo alterados ou extintos à medida que os instrumentos da política de mercado não funcionaram. Não houve, nesse caso, uma coevolução de ambas as esferas de intervenção, mas sim um ajustamento das políticas industriais às políticas de mercado.

Os entraves ao cumprimento das metas colocadas pelo PROINFA e o tempo que se levou para constituir uma estrutura produtiva local de turbinas a partir da atração de IDE permitem concluir que nem as esferas de intervenção, nem os instrumentos que a compõem, podem agir ou "funcionar" individualmente. Esses instrumentos fazem parte de um pacote coordenado de política, no qual cada esfera e cada instrumento cumprem o seu papel num processo complexo e dinâmico. E, cada elemento dessa política tem que estar adequada ao contexto no qual ela vai ser aplicada.

O PROINFA continha os instrumentos essenciais para a criação de mercado preconizados pelos países líderes, apesar das deficiências, mas não se desenvolveu conforme a programação inicial porque o programa estava fora de contexto. Vale lembrar que as políticas de mercado dos

latecomers também tinham lacunas, mas nem por isso a capacidade instalada em energia eólica ficou estagnada.

No tocante às políticas industriais, a exigência de conteúdo local foi adotada de forma totalmente descolada do contexto de então da indústria no mundo. Já as políticas tecnológicas não foram nem mesmo contempladas nas políticas brasileiras para a energia eólica. E, nesse caso, os instrumentos de incentivo disponíveis no Brasil não funcionaram como os instrumentos essenciais identificados nos quadros de referência dos países líderes. Ficou evidente que nem o volume de projetos nem o volume de recursos aplicados foram relevantes para fomentar um processo de desenvolvimento local dessa fonte no país. Também não houve nem mesmo um esforço para adaptar e direcionar esses instrumentos para que as atividades tecnológicas financiadas por eles pudessem ser coerentes com a proposta trazida pelas políticas de mercado (turbinas de grande porte interconectadas à rede elétrica). O que se fez em termos de pesquisa em energia eólica no âmbito desses programas foram projetos pontuais de P&D que partiram de iniciativas isoladas de pesquisa. E, além da falta de coerência com a indústria e o mercado, não houve interação nem entre as pesquisas nem entre os principais atores da indústria.

CONCLUSÕES

Este trabalho teve como principal objetivo analisar a pertinência das políticas brasileiras de inovação em energia eólica, tendo em vista o estágio de desenvolvimento da tecnologia e da indústria no país e no mundo. O trabalho teve como ponto de partida a construção de quadros de referência a partir do estudo da experiência de dois grupos de países líderes na indústria de energia eólica: os pioneiros ou inovadores e os *latecomers* ou seguidores.

A construção desses quadros desempenhou dois papéis principais no trabalho de tese. O primeiro papel foi o de corroborar as hipóteses ou argumentos que o nortearam. Através da construção desses quadros de referência se demonstrou que as políticas têm um caráter multifacetado, coordenado e dinâmico e que devem ser ajustadas ao contexto no qual elas estão sendo aplicadas. Esse é o entendimento por trás do conceito de pertinência das políticas no qual se centra o objetivo da tese. Tal compreensão adveio das abordagens evolucionista e sistêmica do processo de inovação, que possibilitam ampliar o debate sobre as políticas de promoção às NFRs apresentado no Capítulo 1.

O caráter multifacetado e coordenado das políticas ficou explícito com o detalhamento dos instrumentos de incentivo em três esferas: tecnológica, industrial e de mercado. A tentativa de traçar uma linha do tempo com os fatos principais, que marcaram a introdução de cada um dos instrumentos de promoção, colaborou para mostrar o caráter evolutivo e dinâmico dessas políticas. Dessa forma, a tese contribuiu para reforçar a necessidade de ampliar a discussão sobre as políticas de inovação em energia eólica – e mesmo para as novas fontes renováveis como um todo – e também de inserir os países em desenvolvimento e suas especificidades no debate sobre as políticas de inovação em energia eólica.

A divisão entre países pioneiros ou inovadores (Capítulo 3) e *latecomers* ou seguidores (Capítulo 4) permitiu demonstrar que as políticas, e os seus respectivos instrumentos, devem ser ajustadas ao tempo e ao contexto no qual elas vão ser aplicadas. Com isso, evidenciou-se que a sequência de aprendizagem e a coevolução institucional nas distintas fases do ciclo tecnológico dependem do momento da trajetória tecnológica no qual o país se inicia na indústria.

Nos países pioneiros, a trajetória da energia eólica se iniciou de duas formas. Enquanto que os Estados Unidos e a Alemanha centraram sua política primeiramente na oferta de tecnologia ou na pesquisa básica, a Dinamarca já começou com um conjunto de instrumentos

coordenados – relacionados às três esferas de intervenção – e com uma política mais ajustada ao processo de desenvolvimento incremental da tecnologia. De toda a forma, foi a política tecnológica que deu o tom das políticas de inovação em energia eólica na primeira década da trajetória da energia nos países pioneiros. Nestes países, as políticas de mercado ganharam relevância quando a tecnologia entrou na fase dos desenvolvimentos experimentais ou dos projetos demonstrativos; e precisou de escala para se desenvolver tanto os projetos de geração de energia quanto à produção de turbinas eólicas. Nessa fase, o favorecimento ou a proteção da indústria nascente também se fizeram presentes na Alemanha e na Dinamarca.

As políticas de mercado se tornaram a esfera central das políticas de inovação em energia eólica nos países pioneiros quando a tecnologia entrou em processo de difusão acelerada. A partir de então as políticas tecnológicas passaram a ter mais a função de prover apoio às demandas e aos desenvolvimentos subsequentes da indústria. No atual contexto, as políticas de mercado dos países pioneiros caminham para uma redução progressiva dos incentivos e as políticas tecnológicas ressurgem quando aparece uma nova fronteira, como a geração *offshore*.

Nos *latecomers*, a trajetória da energia eólica se iniciou pelo acesso à tecnologia importada. Nesse caso, foram as políticas industriais que predominaram nas fases iniciais, já que o objetivo principal era a constituição de uma estrutura produtiva local e a criação de bases para a formação de uma indústria doméstica de turbinas. As políticas tecnológicas centraram-se, num primeiro momento, em prover canais de acesso e em facilitar a introdução da tecnologia importada no país. Depois que isso ocorreu, as políticas tecnológicas caminharam no sentido de prover uma estrutura de apoio ao aprendizado e a adaptação dessa tecnologia ao contexto local, no que se pode chamar de fase da absorção da tecnologia. Nesta fase, as políticas industriais introduziram meios de proteger a indústria nascente – a China é o exemplo mais bem sucedido e também o mais explícito de gerenciamento da proteção do mercado interno e do acesso à tecnologia de ponta. As políticas tecnológicas alcançaram um novo patamar quando a necessidade de se equiparar aos níveis de competitividade estabelecidos pelos países líderes no mercado internacional se tornou premente.

No caso dos *latecomers*, as políticas de mercado só começaram a aparecer de forma mais consistente quando já havia uma estrutura mínima de produção de turbinas. Especialmente para os casos da China e da Índia, o ajustamento das políticas de mercado e o destaque dado a esta

esfera de intervenção no conjunto das políticas de inovação de energia eólica é recente. Também se observou que na falta dos instrumentos básicos relacionados à criação de mercado para energia eólica, os entraves à geração de energia se fizeram evidentes, mas não necessariamente impediram a expansão da capacidade instalada ou da ampliação da oferta de energia eólica. Disso, pode-se concluir que o crescimento da energia eólica nesses países não deve ser atribuído somente ao aprimoramento do marco regulatório de promoção às fontes renováveis, mas principalmente ao desenvolvimento da estrutura produtiva local. Foi essa estrutura que possibilitou a redução dos custos de capital da energia eólica nesses países ano longo do tempo.

O segundo papel dos quadros de referência foi o de identificar os elementos que devem orientar a formulação de uma política de inovação em energia eólica. Foram esses elementos que orientaram a análise proposta.

Nesse sentido, a experiência dos países pioneiros apontaram os instrumentos essenciais empregados para estimular o desenvolvimento da indústria em questão. Boa parte destes instrumentos foi replicada pelos *latecomers*, o que reforçou o seu caráter fundamental. Todavia, por terem entrado tardiamente na indústria, os *latecomers* acrescentaram novos elementos à sua política; e ao replicarem os instrumentos empregados pelos países pioneiros, o fizeram em momentos distintos da trajetória tecnológica.

Vale a ressalva de que a pertinência da política brasileira não pôde ser analisada a partir do quadro de referência dos *latecomers* porque o objetivo da política brasileira não era – e ainda não é – o domínio futuro da tecnológica importada. Cabe lembrar que o Brasil não se propôs a absorver e incorporar a tecnologia, nem a instaurar um processo local de aprendizado. Nessas circunstâncias, a análise focou-se em observar se a política brasileira de inovação em energia eólica abarcou os principais elementos preconizados pelos países pioneiros e em como esses elementos estavam relacionados ao contexto em questão.

Foram três as questões colocadas inicialmente pelo trabalho: uma relativa às lacunas das políticas brasileiras, outra referente à adequação dessas políticas e, por fim, qual a configuração de política poderia ter criado oportunidades para o desenvolvimento de uma indústria nacional energia eólica.

Sobre as lacunas, concluiu-se que as políticas brasileiras prescindiram de uma esfera fundamental de promoção: a das políticas tecnológicas. Os instrumentos de incentivo e fomento à

pesquisa no país, focados em energia ou de caráter geral, não foram suficientes (e ainda não são) para estimular a realização de pesquisas em energia eólica coerentes com as demandas da indústria que se instalou no país. As políticas brasileiras na verdade sugeriram, quando implementadas, que o país deveria passar imediatamente de um cenário de algumas turbinas de pequeno porte operando em caráter experimental para o de turbinas de grande porte interligadas à rede elétrica. Essas políticas anteviram um salto tecnológico, sem nenhuma estrutura de apoio específica para que isso ocorresse. Ou seja, claramente partiu-se do princípio de que a introdução de tecnologia de ponta no país seria automática.

Sobre a adequação das políticas brasileiras, ficou explícita a incoerência e o descompasso das políticas em relação ao estágio de desenvolvimento da indústria no Brasil e no mundo nos dois momentos que marcam as fases das políticas brasileiras: quando da introdução do PROINFA e quando iniciaram os leilões de fontes alternativas. Sobre o PROINFA, concluiu-se que o programa abarcava os elementos essenciais, mas que a proposta de indústria e o pacote de instrumentos trazidos por ele estavam muito avançados em relação do estágio de desenvolvimento da tecnologia no Brasil e da indústria de energia eólica no mundo (retratada no Capítulo 2). A mesma conclusão se aplicou para o primeiro leilão de fontes alternativas, do qual a energia eólica não conseguiu tomar parte. A inadequação dessas políticas em relação ao contexto no qual elas foram aplicadas ficou ainda mais evidente quando o novo cenário da indústria no mundo possibilitou que a energia eólica passasse a figurar nos leilões em bases bastante competitivas. O novo contexto da indústria no mundo também permitiu, enfim, que os investimentos em novas unidades produtivas de turbinas e componentes se concretizassem.

Os entraves ao cumprimento das metas colocadas pelo PROINFA, o atraso na entrada da energia eólica nos leilões e a chegada tardia das fabricantes de turbinas no Brasil levam a concluir que: quando se trata das políticas de inovação, nem as esferas de intervenção, nem os instrumentos que a compõem, podem agir ou funcionar individualmente – ainda que a opção não seja o aprendizado e o domínio da tecnologia importada. As esferas de intervenção, e seus respectivos instrumentos, fazem parte de um pacote coordenado de política, no qual cada elemento cumpre o seu papel num processo amplo e dinâmico.

Sendo assim, o caso brasileiro, com a ausência de uma esfera essencial – a das políticas tecnológicas –, a desconexão entre as fases das políticas de mercado e a inadequação frente ao

contexto local, também contribuiu para corroborar as hipóteses principais do trabalho na forma de um contraponto.

Por fim, sobre a terceira questão – o caminho do Brasil poderia ter sido diferente? –, as possíveis respostas vêm, nesse caso, do quadro de referência dos *latecomers* (Capítulo 4). Essas repostas decorrem da comparação com o que país poderia ter feito e não fez.

Em primeiro lugar, o Brasil deveria ter encontrado meios de internalizar a tecnologia estrangeira transferindo-a para uma indústria doméstica, fosse por meio de licenciamento ou outro caminho – a liderança do capital nacional, nesse caso, é fundamental como visto no Capítulo 4. Em segundo lugar, deveria se criar imediatamente meios para se aprender e se absorver a tecnologia importada. E, esses meios deveriam ser coerentes com o contexto local tanto no que se referisse às competências existentes (ou não existentes), bem como à necessidade de adaptação às condições locais (características do setor elétrico, potencial eólico etc.). Nesse caso, a replicação de alguns dos instrumentos de política tecnológica dos países líderes, como centros de pesquisa em energia eólica e sistemas de padronização e certificação, poderiam fomentar o aprendizado e a absorção, bem como funcionar como vetores para a formação de sistemas locais de inovação, como ocorreu nos *latecomers*. Por fim, a disposição de instrumentos de fomento à P&D pública e privada direcionados especificamente para a energia eólica deveria completar o ciclo, fomentando o avanço da tecnologia já partindo de bases locais.

Com maior ou menor grau de sucesso, os três *latecomers* seguiram por caminhos semelhantes ao descrito no parágrafo anterior, o que permite inferir que a política brasileira poderia ter se orientado por parâmetros semelhantes, caso o objetivo tivesse sido constituição de uma indústria doméstica de turbinas. O fato de a instituição do PROINFA quase que coincidir temporalmente com a entrada da China na indústria de energia eólica é outro indício de que o caminho brasileiro poderia ter sido outro.

Vale lembrar que as grandes empresas chinesas de turbina começaram oficialmente suas atividades produtivas em meados dos anos 2000. Vale lembrar também que durante a primeira metade dos 2000 teve início o processo de concentração da indústria de energia eólica, com o movimento de fusão e aquisição das fabricantes de turbinas dos países pioneiros e a entrada de grandes empresas do setor de equipamentos elétricos na indústria (Capítulo 2). Muito desse processo foi impulsionado pela pressão sobre a redução de custo gerada pela entrada dos grandes

produtores de energia no mercado de energia eólica. Esse processo fez com que as empresas menores, de atuação regional, que tinham tecnologia obsoleta, perdessem a competitividade e vislumbrassem na venda de tecnologia uma oportunidade de negócio, que foi aproveitada pela China. Depois disso, o que se viu foi somente o surgimento de algumas empresas regionais – além das próprias chinesas –, como a argentina Impsa, que encontraram algum espaço no esteio do crescimento dos seus mercados locais, mas não causaram nenhuma mudança da estrutura de liderança na indústria mundial de turbinas.

Ou seja, se o PROINFA tivesse sido ajustado ao contexto da indústria no Brasil e no mundo – e vindo acompanhado de elementos que pudessem desencadear a incorporação e o aprendizado local –, a possibilidade de se desenvolver uma indústria doméstica de turbinas poderia ter existido, já que ainda havia janelas de oportunidade na indústria naquele momento. O país tinha – e ainda tem – um mercado relevante de energia elétrica e uma estrutura produtiva desenvolvida que justificariam a busca por esse caminho próprio e outro posicionamento da indústria mundial de energia eólica.

Mudando a perspectiva do que foi feito, ou deveria ter sido feito, para o que se tem atualmente no Brasil de política, indústria e tecnologia, essa reflexão pode ganhar uma nova dinâmica. Nesse caso, cabe pensar se ainda há espaço para o Brasil tomar outro tipo de posicionamento na indústria de turbinas.

Tendo em vista a atual configuração atual da indústria no Brasil e no mundo e o novo rumo que a cadeia de fabricação de turbinas eólicas está tomando, considera-se que o Brasil poderia buscar meios de entrar nessa cadeia através do desenvolvimento de fornecedores nacionais. Não se pode desconsiderar que a padronização de componentes trazida pelo modelo chinês de organização da indústria veio acompanhada de redução de custos e pressões competitivas ainda maiores. Porém, não se pode também descartar que a padronização dos componentes, conjugadas à crise na Europa e a emergência de novos mercados para energia eólica, pode estar abrindo novas oportunidades de inserção nessa indústria, especialmente para os países em desenvolvimento. A localização estratégica, a demanda crescente por eletricidade e os custos menores de produção são os fatores que poderão definir os novos posicionamentos da indústria de energia eólica no mundo. Não é por acaso que as grandes montadoras de turbinas,

que atuam no mercado norte-americano, instalaram estrategicamente algumas unidades produtivas de componentes no México ou em países do Leste Europeu.

Contando que o Brasil já tem uma estrutura de montagem de equipamentos completos, a especialização em componentes essenciais poderia, então, mudar o posicionamento atual do país na cadeia, de principal importador de sistemas eólicos dos Estados Unidos; e adicionar efetivamente conteúdo local às turbinas montadas localmente. O país tem uma empresa que desenvolveu competências próprias na fabricação de pás, a Tecsis, que sempre teve como foco o mercado externo, tendo como principal cliente a GE. Por que não desenvolver, por exemplo, pás padronizadas? Estudos futuros da cadeia produtiva em energia eólica no Brasil podem identificar os gargalos e também determinar quais são as reais possibilidades de inserção do país nessa cadeia.

Por ora, cabe sinalizar as lacunas que ainda precisam ser preenchidas na política brasileira de inovação em energia eólica.

A lacuna mais evidente é a falta de uma política tecnológica específica para as NFRs, com um direcionamento coerente com o posicionamento que essas fontes vêm tomando na matriz elétrica brasileira. Olhar para os elementos essenciais das políticas tecnológicas dos países líderes – além de priorizar a criação de vetores que catalisem a interação entre os principais atores da indústria e as instituições de pesquisa –, pode ser um primeiro ponto de partida para a configuração dessa política.

Vale ressaltar que mesmo que a opção por constituir uma indústria local de turbinas por meio da atração de IDE tenha se concretizado, isto não significa que o país pode continuar alheio à realização de esforços locais de pesquisa e capacitação em energia eólica. Esses esforços são necessários, primeiro, porque essa indústria já demanda uma infraestrutura local de suporte (serviços técnicos, manutenção, mão de obra especializada, etc.) e, em algum momento, a necessidade de adaptar a tecnologia ao contexto local se fará presente – o caso da Índia reitera que esse processo é imprescindível. O estudo do CGEE (2012) mostra que já existem demandas tecnológicas e de capacitação no setor. Indo ao encontro do que foi apresentado neste trabalho, esse estudo mostra que a realização de pesquisas e a disponibilização de infraestrutura em áreas identificadas como prioritárias (tecnologia de aerogeradores, medição de ventos, testes e certificação etc.), além da capacitação de profissionais e pesquisadores, é urgente.

E mesmo as políticas de mercado, que é a que agrega o maior conjunto de elementos essenciais, ainda têm suas lacunas. O país não dispõe, por exemplo, de um plano que especifique metas para a expansão da eólica ou das NFRs como um todo nem para o médio prazo, nem para o longo prazo. O que se tem nesse sentido é somente o prognóstico colocado pelo Plano Decenal de Energia – PDE. Tem-se também a questão da falta de linhas de transmissão para a integração dos parques eólicos, que pode levar à retração do movimento da expansão da energia eólica no país nos próximos anos, tendo em vista que a participação dessas fontes nos leilões será determinada pela existência prévia de conexão.

Conclui-se, por fim, que o país precisa de um plano de desenvolvimento para essa fonte de energia (ou para as NFRs) que abarque as esferas essenciais de intervenção de forma coordenada e preze pela continuidade das políticas.

E também se deixa em aberto para estudos futuros uma questão relacionada à política macroeconômica brasileira e os possíveis entraves colocados por esta política ao desenvolvimento da indústria de energia eólica na última década. Até que ponto a combinação de juros altos e câmbio valorizado (*ver* Bresser-Pereira, 2007) pode ter desestimulado a criação de conteúdo local e favorecido a importação de equipamentos? Até que ponto a política macroeconômica poderia ter invalidado os esforços locais caso o país tivesse adotado medidas concretas de estímulo ao aprendizado associadas a uma política industrial e de mercado coerente com o contexto da indústria no país e no mundo? A variável macroeconômica não foi incorporada por este trabalho porque ela não caberia no escopo da análise proposta tanto pela diversidade dos países estudados, quanto pelo foco do trabalho, que são as políticas de inovação em energia eólica e os seus elementos essenciais. Todavia, verificar o impacto da política macroeconômica no desenvolvimento da indústria de energia eólica, ou de outras fontes renováveis no Brasil, pode ser o objetivo de novas pesquisas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABERNATHY W. J., UTTERBACK, J. M. Patterns of industrial innovation, **Technology Review**, Vol. 80, June-July, 1978.

ALKEMADE, F., KLEINSCHMIDT, C., HEKKERT, M. Analyzing emerging innovation systems: a functions approach to foresight, **International Journal Foresight and Innovation Policy**, Vol. 3, No. 2, 2007.

ANEEL, Energia Eólica. In: Atlas de Energia Elétrica do Brasil, **Agência Nacional de Energia Elétrica**, Brasília, 2002.

ANEEL, Manual do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica, Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – SPE **Agência Nacional de Energia Elétrica**, Brasília, Maio de 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 20 de Maio de 2012.

ANEEL, Temas para investimento em P&D, Educação/Pesquisa e Desenvolvimento, **Agência Nacional de Energia Elétrica**, Brasília, Abril de 2011. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 20 de Abril de 2011.

ANEEL, Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração, Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG, **Agência Nacional de Energia Elétrica**, Brasília, versão Abril de 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37>. Acesso em: 15 de Abril de 2012.

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

ARTHUR, G. Competing technologies: an overview. In: DOSI, G. FREEMAN, C.; NELSON, R.; SILVERBERG, G.; SOELE, L. (Eds.). **Technical change and economic theory,** London/New York: Pinter Publishers, 1988.

BERGEK, A., HEKKERT, M., JACOBSSON, S. A framework for analyzing energy system dynamics and identifying goals for system-building activities by entrepreneurs and policy makers, **RIDE/IMIT Working Paper** no. 84426-008, 2007. Disponível em: <http://imit.se/pdf/reports/2007_153.pdf>. Acesso em: 18 de Junho de 2010.

BLANCO, M. I. The economics of wind energy, **Renewable and Sustainable Energy Reviews** 13, pp. 1372–1382, 2009.

BOLON, M., DES ROSIER, F., COBOS, P. G. C., KUKRIKA, N. The Spanish Wind Power Cluster, **Final Report**, Harvard Business Scholl, Boston, Massachusetts, May 4, 2007. Disponível em: <http://www.isc.hbs.edu/pdf/Student_Projects/Spain_WindPowerCluster_2007.pdf>. Acesso em: 20 de Outubro de 2012.

BNB, FNE 2011: Fundo constitucional de financiamento do Nordeste, Programação Regional, **Banco do Nordeste do Brasil**, Fortaleza, CE, 2011. Disponível em: <http://www.bnb.gov.br/content/aplicacao/sobre_nordeste/fne/docs/programacao_fne_2011_reprogramada.pdf>. Acesso em: 20 de Março de 2012.

BNDES. Apoio financeiro, **Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social**, Rio de Janeiro, RJ, 2012. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/>. Acesso em: 27 de Fevereiro de 2012.

BRADSHER, K. To Conquer Wind Power, China Writes the Rules, **The New York Times**, New York, December 4, 2010. Disponível em:

<http://www.nytimes.com/2010/12/15/business/global/15chinawind.html?pagewanted=all&_r=0>. Acesso em: 12 de Agosto de 2012.

BRESSER-PEREIRA, L.C. **Macroeconomia da Estagnação: crítica da ortodoxia convencional no Brasil pós-1994**, de Luiz Carlos Bresser Pereira, São Paulo: Editora 34, 2007, 325p.

BTM Consult, International Wind Energy Development, World Market Update 2003, **Published by BTM Consult Aps,** 2004.

BTM Consult, The International Wind Energy Development World Market Update 2006: Forecast for 2007-2011, **Published by BTM Consult Aps**, 2007.

BUEN, J. Danish and Norwegian wind industry: The relationship between policy instruments, innovation and diffusion, **Energy Policy** 34, pp. 3887-3897, 2006.

CARLSSON, B. AND R. STANKIEWICZ, On the Nature, Function and Composition of Technological Systems, **Journal of Evolutionary Economics** 1(2), 93-118, 1991.

CCEE, Leilões: entenda os leilões, **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**, Fevereiro de 2012. Disponível em: www.ccee.org.br. Acesso em: 12 de Fevereiro de 2012.

CE-EOLICA/PUC-RS, Perguntas Frequentes sobre Energia Eólica, **Centro de Energia Eólica – PUC-RS**. Disponível em <www.pucrs.br/ce-eolica>. Acesso em: 21 de Outubro de 2011.

CEMIG, Energia Eólica – O Brasil é a bola da vez, vez, **6º Fórum Industrial de Produtividade, Energia e Negócios**, CIEMG-FIEMG, Belo Horizonte, 20 de Outubro de 2011, 28 slides: color, slides gerados a partir do software Power Point. Disponível em: <http://ielged.fiemg.com.br/portalid100/Documentos%20Pblicos/APRESENTACAO_CEMIG_FIEMG_FIPEN_2011.pdf>. Acesso em: 28 de Setembro de 2012.

CGEE, Cenário Tecnológico para o Desenvolvimento da Energia Eólica no Brasil: Percepções, **Centro de Gestão de Estudos Estratégicos**, Brasília, Distrito Federal, Junho de 2012. Disponível em: <http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/agenda/apres1.pdf>. Acesso em: 27 de Junho de 2013.

CHERNI, J. A. KENTISH, J. Renewable energy policy and electricity market reforms in China, **Energy Policy** 35, pp. 3616-3629, 2007.

CLARK, J., FREEMAN, C.; SOETE, L. Long Waves, Invention and Innovations, **Futures**, August Edition, pp. 308-322, 1981.

CONNOR, P. National innovation, industrial policy and renewable energy technology. In: **Proceedings of the 2003 Conference on Government Intervention in Energy Markets**, St. Johns College, Oxford University, Oxford, UK, September 25–26, 2003.

COSTA, C. V. Políticas de Promoção de Fontes Novas e Renováveis para Geração de Energia Elétrica: lições da experiência europeia para o caso brasileiro, **Tese** (Doutorado em Planejamento Energético) – COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Outubro de 2006, 249p.

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 de 2009.

DAVID, A. S., FRAVEL. D., 2012, U.S. Wind Turbine Export Opportunities in Canada and Latin America, Office of Industries, **Working Paper**, U.S. International Trade Commission, Washington, DC, July 2012. Disponível em: <http://www.usitc.gov/publications/332/working_papers/ID-032_final.pdf>. Acesso em: 28 de Fevereiro de 2012.

DINICA, V., Initiating a sustained diffusion of wind power: The role of public – private partnerships in Spain, **Energy Policy** 36, p. 3562-3571, 2008.

DISMUKES, J. P., LAWRENCE K. M., BERS, J. A. The industrial life cycles of wind energy electrical power generation ARI methodology modeling of life cycle dynamics, **Technological Forescasting & Social Change** 76, pp.178-191, 2009

D'OLIVEIRA, L. A. S. O BNDES e a Energia Eólica. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico, Rio de Janeiro, Setembro de 2011.

DOSI, G. Technological paradigms and technological trajectories: a suggested interpretation of the determinants and directions of technological change, **Research Policy**, vol. II, no. 3, June, 1982.

DUTRA, R. M. Propostas de Políticas Específicas para Energia Eólica no Brasil Após a Primeira Fase do PROINFA. **Tese** (Doutorado em Planejamento Energético) – COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Abril de 2007, 426 p.

DUTRA, R. (Org). Energia Eólica: Princípios e Tecnologias, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – CEPEL, Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/tutorial/tutorial_eolica.htm>. Acesso em: 29 de Março de 2010.

DUTRA, R. M; SZKLO, A. S. 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**, 65-76, 2008.

EIA, Policies to Promote Non-hydro Renewable Energy in the United States and Selected Countries, **Report prepared by Energy Information Administration**, Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels United States Department of Energy, Washington, DC, February 2005. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/fuelrenewable.html>. Acesso em: 25 de outubro de 2009.

EPE, 1o. Leilão de Energia de NFRs agrega 638,64 MW ao SIN, Informe à Imprensa: Leilão de NFRs, **Empresa de Pesquisa Energética**, Rio de Janeiro, 18 de Junho de 2007. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes>. Acesso em: 18 Outubro de 2009.

EPE, Proposta para a Expansão da Geração Eólica no Brasil, **Nota Técnica** Pre-012009-r0, Empresa de Pesquisa Energética, MME, Rio de Janeiro, 9 de Fevereiro de 2009 (a). Disponível em:<http://www.epe.gov.br/leiloes>. Acesso em: 11 de Março de 2012.

EPE, Primeiro leilão de energia eólica do país viabiliza a construção de 1.805,7 MW, **Informe à Imprensa**: Leilão de Energia de Reserva – Eólica, **Informe à Imprensa**, Empresa de Pesquisa Energética, São Paulo, 14 de Setembro de 2009 (b), Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes>. Acesso em: 15 de Dezembro de 2009.

EPE, Leilões de NFRs contratam 89 usinas, com 2.892, 2 MW, **Informe à Imprensa**, **Empresa de Pesquisa Energética,** São Paulo, 26 de Agosto de 2010. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes>. Acesso em: 22 de agosto de 2011.

EPE, Balanço Energético Nacional, **Relatório Final**, Empresa de Pesquisa Energética, Ministério das Minas e Energia, Brasília, DF, 2011 (ano-base 2010) (a). Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 8 de Maio de 2012.

EPE, Leilão de energia para 2014 contrata 51 usinas, somando 2.744 MW, Informe à Imprensa: Leilão de Energia A-3/2011, **Informe à imprensa,** Empresa de Pesquisa Energética**,** São Paulo, 17 de Agosto de 2011 (b), Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes>. Acesso em: 4 de Fevereiro de 2012.

EPE, Contratação no Leilão de Reserva totaliza 1.218, 1 MW, através de 41 usinas, Informe à Imprensa: Leilão de Energia de Reserva/2011, **Informe à imprensa**, Empresa de Pesquisa Energética**,** São Paulo, 18 de Agosto de 2011 (c). Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes>. Acesso em: 4 de Fevereiro de 2012.

EPE, Leilão de energia para 2016 contrata 1.211,5 MW de 42 projetos de geração, Informe à Imprensa: Leilão de Energia A-5/2011**, Informe à imprensa,** Empresa de Pesquisa Energética**,** São Paulo, 20 de Dezembro de 2011 (c), Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes>. Acesso em: 4 de Fevereiro de 2012.

EPE, Leilão de geração para 2017 contrata usinas hidrelétricas e parques eólicos, **Informe à imprensa**, Empresa de Pesquisa Energética**,** São Paulo, 14 de Dezembro de 2012 (a). Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes>. Acesso em: 5 de Maio de 2013.

EPE, Plano Decenal de Expansão de Energia 2021, **Empresa de Pesquisa Energética**, MME, Brasília, 2012 (b). Disponível em: <www.epv.gov.br>. Acesso em: 20 de Maio de 2013.

EUROPEAN COMMISSION, Promotion of Electricity from Renewable Energy Source in the International Electriciy Market, **European Commission**, Brussels, Belgium, Directive 2001/77/EC, 2001.

EWEA, **Wind Direction Magazine: Focus on Supply Chain**, European Wind Energy Association, Jan-Fev 2007. Disponível em: <http://www.ewea.org>. Acesso em: 29 de Setembro de 2008.

EWEA, The Economics of Wind Energy, Prepared by S. Krohn, P-E. Morthorst, S. Awerbuch, **European Wind Energy Association**, Brussels, Belgium, March 2009 (a). Disponível em: <http://www.ewea.org>. Acesso em: 19 de Outubro de 2010.

EWEA, Wind Energy – The Facts – Part I: Technology, **European Wind Energy Association,** Brussels, Belgium, March 2009 (b). Disponível em: <http://www.ewea.org>. Acesso em: 19 de Outubro de 2010.

FERREIRA, H. T., Energia Eólica: Barreiras a sua Participação no Setor Elétrico Brasileiro, **Dissertação** (Mestre em Energia), Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia – PIPGE (IEE, EP, IF, FEA) – USP, São Paulo, 2011.

FINEP, Manual de Programa Subvenção Econômica à Inovação Nacional, **Financiadora de Estudos e Projetos**, Ministério da Ciência e Tecnologia, Rio de Janeiro, RJ, 2010. Disponível em:<www.finep.gov.br>. Acesso em: 12 de Maio de 2013.

FREEMAN, C. Innovation. Changes of Techno-Economic Paradigm and Biological Analogies in Economics. In: **Revue économique**, no.2, pp. 211-232, 1991.

FREITAS, M. A. V. et al.., O Foro Permanente das Energias Renováveis e o Desenvolvimento das Energias Solar, Eólica, da Biomassa e das Pequenas Centrais Hidroenergéticas no Brasil, **Revista Brasileira de Energia**, V. 06, n. 01, 1997.

FOXON, T. J., PEARSON, P. J. G. Towards improved policy process for promoting innovation in renewable electricity technologies in the UK, **Energy Policy** 35, 1539-1550, 2007.

FOXON, T.J, GROSS, R, CHASE, A., HOWES, J., AMALL, A., ANDERSON, D. UK innovation systems for new and renewable energy technologies: drivers, barriers and systems failures, **Energy Policy** 33, pp. 2123-2137, 2005.

GAN, L., ESKELAND, G.S, KOLSHUS, H.H. Green electricity market development: Lessons from Europe and the US, **Energy Policy** 35, 144-155, 2007.

GE REPORTS BRASIL, Transformando Vento em Energia, 3 de Janeiro de 2012. Disponível em:<http://brazil.geblogs.com/transformando-vento-em-energia>. Acesso em: 25 de Fevereiro de 2012 (a).

GE REPORTS BRASIL, Energia Pura, 26 de Dezembro de 2011. Disponível em: <http://brazil.geblogs.com/energia-pura/>. Acesso em: 28 de Fevereiro de 2012 (b).

GOMES, R. D. M. Pesquisa & Desenvolvimento de Interesse Público e as Reformas no Setor Elétrico Brasileiro, **Dissertação** (Mestrado em Planejamento Energético), Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2003, 137p.

GONZALÉS, R. P. Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms, **Energy Policy** 36, pp. 2917– 2929, 2008.

GOULART, J. WEG investe R$ 33 milhões em fábrica de aerogeradores, **Jornal Valor Econômico**, 04 de Março de 2011(a).

GOULART, J. Suzlon fecha acordo com Aeris para produzir pás eólicas, **Jornal Valor Econômico**, 08 de Agosto de 2011(b).

GOVERNO DA BAHIA, Alstom inaugura na Bahia sua primeira fábrica de aerogeradores da América Latina, Ouvidoria Geral, Salvador, BA, 01 de Dezembro de 2011, Disponível em: <http://www.ouvidoriageral.ba.gov.br/2011/12/01/alstom-inaugura-na-bahia-sua-primeira-fabrica-de-aerogeradores-da-america-latina/>. Acesso em: 8 de Janeiro de 2012.

GOVERNO DE PERNAMBUCO, Parque eólico de Pernambuco soma 3,4 mil empregos e R$ 425 milhões em investimentos, Portal do Governo de Pernambuco, Pernambuco, CE, 06 de Dezembro de 2011. Disponível em: http://www.suape.pe.gov.br/news/matLer.php?id=69. Acesso em: 12 Dezembro de 2011.

CREIA/GWEC/GREENPEACE, China Wind Power Outlook 2010, **Chinese Renewable Energy Industries Association/Global Energy Wind Council,** Beijing, China, Brussels-Belgium, October 2010. Disponível em: <www.gwec.net>. Acesso em: 28 de Outubro de 2011.

GWEC/ABEEÓLICA, Analysis of the regulatory framework for wind power generation in Brazil, Sumary Report, **Global Energy Wind Council/Associação Brasileira de Energia Eólica**, Brussels, Belgium, São Paulo, Brazil, 2011. Disponível em: <http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/Brazil_report_2011.pdf>. Acesso em: 20 de Dezembro de 2011.

GWEC, Global Wind Report: Annual market update 2010, **Global Wind Energy Council**, Brussels, Belgium, 2011. Disponível em: <www. gwec.net>. Acesso em: 18 de Setembro de 2011.

GWEC, Global Wind Report: Annual market update 2011, **Global Wind Energy Council**, Brussels, Belgium, 2012. Disponível em: <www.gwec.net>. Acesso em: 15 de Setembro de 2012.

GWEC/WISE/IWTMA, Indian Wind Energy Outlook 2011, **Global Wind Energy Council/World Institute of Sustainable Energy/Indian Wind Turbine Manufacturing Association**, Brussels-Belgium, Pune e Chennai, India, 2011. Disponível em: www.gwec.net. Acesso em: 2 de Novembro de 2012.

HARBONE, P., HENDRY, C. Pathways to commercial wind power in the US, Europe and Japan: The role of demonstration projects and field trials in the innovation process, **Energy Policy** 37, p. 3580–3595, 2009.

HELM, D. Energy policy: security of supply, sustainability and competition**, Energy Policy** 30, pp. 173-184, 2002.

HE, Y, CHEN, X. Wind turbine generator systems – The supply chain in China: Status and problems, **Renewable Energy** 34, pp. 2892–2897, 2009.

HERMES COVER, Export Credit Guarantee of the Federal Republic of Germany, **Annual Report,** Hamburg, Bahrenfeld, 2011. Disponível em: <http://www.agaportal.de/pdf/berichte/e_jb_2011.pdf>. Acesso em: 18 de Outubro de 2012.

HUGHES, T. P., 1987. The Evolution of Large Technological Systems. In W. E. Bijker, T. P. Hughes & T. P. Pinch, eds. **The Social Construction of Technological Systems.** USA: The MIT Press. p. 51-82.

HVELPLUND, F. Renewable Energy Governance Systems, Institute for Development and Planning, Aalborg University, Aalborg, Denmark, 2001. Disponível em: http://www.i4.auc.dk/environmentalmanagement/Institutions%20and%20Organisations/Renewable%20Energy.pdf. Acesso em: 22 de Outubro de 2007.

IDAE, Sociedades Eólicas, Documento: Energías Renovables: Cogeneracíon, no. 9, **Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía**, Madrid, España 1997. Disponível em: <http://idae.electura.es/>. Acesso em: 19 de Abril de 2008.

IDAE, Energía eólica, Manuales de Energías Renovables, **Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía**, Madrid, España, 2006. Disponível em: < http://idae.electura.es/>. Acesso em: 19 de Abril de 2008.

IEA, Enhancing the market deployment of energy technology: a survey of eight technologies, **OCDE/ International Energy Agency**, Paris, France, 1998.

IEA, Deploying Renewables: Principles for Effective Policies, **OCDE/International Energy Agency**, Paris, France, 2008.

IEA, Technology Roadmap: China Wind Energy Development Roadmap 2050, **OCDE/ International Energy Agency**, Paris, France, 2010.

IEA, World Energy Outlook 2010 New Policies Scenario, **OCDE/International Energy Agency**, Paris, France, 2011**.**

IEA WIND, IEA Wind Energy Annual Report 2000, **OCDE/International Energy Agency**, Paris, France, July 2000. Disponível em: <www.ieawind.org>. Acesso em: 8 de junho de 2012.

IEA WIND, IEA Wind Energy Annual Report 2001, **OCDE/International Energy Agency**, Paris, France, July 2001. Disponível em: <www.ieawind.org>. Acesso em: 8 de junho de 2012.

IEA WIND, IEA Wind Energy Annual Report 2002, **OCDE/International Energy Agency**, Paris, France, July 2002. Disponível em: <www.ieawind.org>. Acesso em: 12 de junho de 2012.

IEA WIND, IEA Wind Energy Annual Report 2003, **OCDE/International Energy Agency**, Paris, France, July 2003. Disponível em: <www.ieawind.org>. Acesso em: 14 de junho de 2012.

IEA WIND, IEA Wind Energy Annual Report 2004, **OCDE/International Energy Agency**, Paris, France, July 2004. Disponível em: <www.ieawind.org>. Acesso em: 18 de junho de 2012.

IEA WIND, IEA Wind Energy Annual Report 2005, **OCDE/International Energy Agency**, Paris, France, July 2005. Disponível em: <www.ieawind.org>. Acesso em: 20 de junho de 2012.

IEA WIND, IEA Wind Energy Annual Report 2006, **OCDE/International Energy Agency**, Paris, France, July 2006. Disponível em: <www.ieawind.org>. Acesso em: 22 de junho de 2012.

IEA WIND, IEA Wind Energy Annual Report 2007, **OCDE/International Energy Agency**, Paris, France, July 2007. Disponível em: <www.ieawind.org>. Acesso em: 24 de junho de 2012.

IEA WIND, IEA Wind Energy Annual Report 2008, **OCDE/International Energy Agency**, Paris, France, July 2008. Disponível em: <www.ieawind.org>. Acesso em: 24 de junho de 2012.

IEA WIND, IEA Wind Energy Annual Report 2009, **OCDE/International Energy Agency**, Paris, France, July 2019. Disponível em: <www.ieawind.org>. Acesso em: 26 de junho de 2012.

IEA WIND, IEA Wind Energy Annual Report 2010, **OCDE/International Energy Agency**, Paris, France, July 2010. Disponível em: <www.ieawind.org>. Acesso em: 28 de Junho de 2012.

IEA WIND, IEA Wind Energy Annual Report 2011, **OCDE/International Energy Agency**, Paris, France, July 2011.

IPCC, Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2011, 1075 pp. Disponível em: <http://srren.ipcc-wg3.de/report>. Acesso em: 12 de Outubro de 2012.

IRENA, Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, IRENA Working Paper Volume 1: Power Sector, Issue 5/5, **International Renewable Energy Agency**, 2011. Disponível em: http://www.irena.org>. Acesso em: 14 de outubro de 2012.

JACOBSSON, S. BERGEK, A. Transforming the Energy Sector: The Evolution of Technological Systems in Renewable Energy Technology. In: Klaus Jacob, Manfred Binder and Anna Wieczorek (eds.). 2004. Governance for Industrial Transformation. **Proceedings of the 2003 Berlin Conference on the Human Dimensions of Global Environmental Change**, Environmental Policy Research Centre: Berlin, pp. 208 – 236, 2004.

JOHNSON, A. JACOBSSON, S. The Emergence of a Growth Industry: A Comparative Analysis of the German, Dutch and Swedish Wind Turbine Industries, **Proceedings of Druid Winter Conference** Aalborg, Denmark, January 17-19, 2002. Disponível em: http://www.druid.dk/conferences/winter2002/gallery/jacobsson.pdf. Acesso em: 15 de Julho de 2009.

JACOBSSON, S., LAUBER, V. The politics and policy of energy system transformation – explaining the German diffusion of renewable energy technology, **Energy Policy 34**, p. 256–276, 2006.

KEMP, R. **Environmental Policy and Technical Change**: **A Comparison of the Technological Impact of Policy Instruments**, Cheltenham, Edward Elgar, 1997.

KEMP, R., SCHOT, J. AND HOOGMA, R. Regime shifts to sustainability through processes of niche formation: The approach of strategic niche management, **Technology Analysis & Strategic Management** 10 (2), pp. 175 — 198, 1998.

KIM, L. **Da Imitação à Inovação**: A Dinâmica do Aprendizado Tecnológico da Coréia, Clássicos da Inovação (traduzido por Maria Paula G. D. Rocha), Editora da Unicamp, Campinas, SP, 2005.

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

KRISTINSSON, K., RAO, R. Learning to Grow: A Comparative Analysis of the Wind Turbine Industry in Denmark and India, **DRUID-DIME Winter Conference**, Copenhagen, Denmark, January 26-28, 2006. Disponível em: <http://www2.druid.dk/conferences/viewpaper.php?id=736&cf=8>. Acesso em: 22 de Novembro de 2008.

LACEY, S. Wind Turbine Prices Remain Low, **Renewable Energy World**, August 4, 2010. Disponível em: <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2010/08/wind-turbine-prices-remain-low>. Acesso em: 28 de Agosto de 2011.

LALL, S., TEUBALL, M. "Market-Stimulating" Technology Policies in Developing Countries: A Framework with Examples from East Asia, **World Development**, Vol. 26, No. 8, pp. 1369-1385, 1998.

LALL, S. A mudança tecnológica e a industrialização nas economias de industrialização recente da Ásia: conquistas e desafios. In: NELSON, R.R., KIM, L. (Orgs.), Tecnologia**, Aprendizado e Inovação: As experiências das Economias de Industrialização Recent**e, Clássicos da Inovação (traduzido por Calor D. Szlak), Editora Unicamp, Campinas, SP, 2005.

LEMA, R., BERGER, A., SCHMITZ, H., SONG, H. Competition and Cooperation between Europe and China in the Wind Power Sector, **IDS Working Paper** 377**,** Volume 2011, Institute of Development Studies, Brighton, UK, October 2011. Disponível em: <http://www.ids.ac.uk/files/dmfile/Wp377.pdf>. Acesso em: 16 de Novembro de 2012.

LEMA, A. RUBY, K. Between fragmented authoritarianism and policy coordination: Creating a Chinese market for wind energy, **Energy Policy** 35, p. 3879-3870, 2007.

LEWIS, J. I. A Comparison of Wind Power Industry Development Strategies in Spain, India and China, **Prepared for the Center for Resource Solutions,** Supported by the Energy Foundation, China Sustainable Energy Program, July 19, 2007. Disponível em: <http://q.investorideas.com/research/PDFs/L_Wind_I_Dev_I_S_C_July2007.pdf>. Acesso em: 12 de Junho de 2009.

LEWIS, J. I. Building a national wind turbine industry: experiences from China, India and South Korea, **Int. J. Technology and Globalization**, Vol. 5, Nos. 3/4, pp. 281-305, 2011.

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

LIPP, J. Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom, **Energy Policy** (2007), doi:10.1016/j.enpol.2007.05.015

LIU, Y., KOKKO, A. Wind power in China: Policy and development challenges, **Energy Policy** 38, pp. 5520–5529, 2010.

LOITER, J. M., NORBERG-BOHM, V. Technology policy and renewable energy: public roles in the development of new energy technologies, **Energy Policy** 27, pp. 85-97, 1999.

LUNDSAGER, et al., Wind Energy (Systems) Consulting Knowledge transfer, International Experience, Presentation at a visit by Danida and IFU at Risø National Laboratory, RisøWindConsult, Wind Energy Systems (VES) Programme, **Department of Wind Energy Risø National Laboratory**, DK-4000 Roskilde, June 2005.

MARTIN, J-M. Introduction. In: BOURGEOIS, B., FINON, D., MARTIN, J-M (Orgs), **Énergie et Changement Technologique: Une approche évolutionniste**, Paris: Economica, 2000.

MCT, Fundos de C&T: CT-Energ, Portal do Ministério da Ciência e Tecnologia, Abril de 2011. Disponível em: <www.mct.gov.br>. Acesso em: 15 de Abril de 2011.

MENANTEAU, P. L'energie éolienne: la réussite d'une dynamique d'innovations incrémentales, In: BOURGEOIS, B., FINON, D., MARTIN, J-M, **Énergie et Changement Technologique: Une approche évolutionniste**, pp. 224-247, Paris: Economica, 2000.

MEYER, N. I. European Schemes for Promoting Renewable in Liberalized Markets, Energy Policy, v. 31, pp. 665-676, 2003.

MERRILL LYNCH, Wind turbine manufacturers; here comes pricing energy. In: MERRILL LYNCH, **Renewable Energy: Industry Overview Report**, August 2007. Disponível em: <http://www.ml.com/media/81290.pdf>. Acesso em: 21 de agosto de 2008.

MIGLIORE, P.G., CALVERT, S.D. US. Department of Energy: Wind Turbine Development Projects, **Presented at the 1999 European Wind Energy Conference and Exhibition**, Nice, France, March 1-5, 1999. Disponível em: <http://nrelpubs.nrel.gov>. Acesso em: 8 de julho de 2012.

MINISTÉRIO DA FAZENDA, Convênio ICMS 101/97, Brasília, DF, 14 de Julho de 2011. Disponível em: <http://www.fazenda.gov.br/confaz/confaz/convenios/icms/1997/cv101_97.htm>. Acesso em 18 de dezembro de 2011.

MINISTÉRIO DA FAZENDA, Novos incentivos devem garantir consolidação do crescimento em 2010, diz ministro, Brasília, DF, 09 de Dezembro de 2009. Disponível em: http://www.fazenda.gov.br/audio/2009/dezembro/a091209.asp. Acesso em: 12 de Março de 2011.

MIZUNO, E. Cross-border Transfer of Climate Change Mitigation Technologies: The Case of Wind Energy from Denmark and Germany to India, **PhD Thesis** (Doctor in Philosophy in Technology and Public Policy), Department of Urban Studies and Planning, Massachusetts Institute of Technology, Boston, Massachusetts, June 2007.

MME, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia, Coordenação Geral de Fontes Alternativas, Departamento do Desenvolvimento Energético, Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, **Ministério de Minas e Energia**, Brasília, DF, Janeiro de 2009. 39 slides: color, slides gerados a partir do software Power Point. Disponível em: http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/PROINFA-ANEXO1-InstitucionalMME.pdf. Acesso em: 09 de Agosto de 2010.

MME, PORTARIA Nº 242, Ministério das Minas e Energia, Brasília, DF, 24 de Junho de 2009 (a). Disponível em: http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2009242mme.pdf. Acesso em 15 de Novembro de 2011.

MME, PORTARIA Nº 55, Ministério das Minas e Energia, Brasília, DF, 04 de Fevereiro de 2010. Disponível em: http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202010%20-%20Fontes%20Alternativas,%20Reserva%20e%20Sistemas%20Isolados/Portaria%20MME%20n%C2%BA%2055-10.pdf. Acesso em 15 de Novembro de 2011.

MNRE, Strategic Plan for New and Renewable Energy Sector for the Period 2011-17, Ministry of New and Renewable Energy, **Government of India**, February 2011. Disponível em: < http://mnre.gov.in/file-manager/UserFiles/strategic_plan_mnre_2011_17.pdf>. Acesso em: 20 de Setembro de 2012.

MOLLY, J. P. Economics of Wind Farms in Brazil (Viabilidade Econômica de Centrais de Energia Eólica no Brasil), **DEWI Magazin** Nr. 25, August 2004.

MOWERY, D., ROSEMBERG, N. The influence of market demand upon innovation: a critical review of some recent empirical studies, **Research Policy**, pp. 102-153, 1979.

MUNKSGAARD, J., MORTHORST, P. E. Wind power in the Danish liberalized power market – Policy measures, price impact and investor incentives, **Energy Policy** 36, pp. 3940–3947, 2008.

NEIJ, L., ANDERSEN, D., DURSTEWITZ, M., HELBY, P., HOPPE-KILPPER, M., MORTHORST, P. E. Experience curves: Tool for Energy Policy Assessment, **IMES/EESS Report** No. 40, Department of Technology and Society, Environmental and Energy Systems Studies, Lund, Sweden, Printed by KFS AB, 2003. Disponível em: <http://zanran_storage.s3.amazonaws.com/www.iset.uni-kassel.de/ContentPages/1165875960.pdf>. Acesso em: 21 de Fevereiro de 2009.

NELSON, R. R., 1994, The Co-evolution of Technology, Industrial Structure, and Supporting Institutions, **Industrial and Corporate Change**, vol. 3, no. 1, pp. 47-63.

NELSON, R. What Makes an Economy Productive and Progressive? What Are the Needed Institutions? Looking Back and Looking Forwards, Laboratory of Economics and Management Sant'Anna School of Advanced Studies - LEM, **Working Paper Series**, 2006 (a).

NELSON, R.R., KIM, L. Introdução. In: NELSON, R.R., KIM, L. (Orgs.), Tecnologia**, Aprendizado e Inovação: As experiências das Economias de Industrialização Recent**e, Clássicos da Inovação (traduzido por Calor D. Szlak), Editora Unicamp, Campinas, SP, 2005.

NELSON, R., SAMPAT, B. N. Making sense of institutions as a factor shaping economic performance, **Journal of Economic Behavior & Organization**, Vol. 44, pp. 31-54, 2001.

NEMET, G. Demand-pull energy, technology-push, and government-led incentives for non-incremental technical change, **Research Policy** 38, pp. 700-709, 2009.

NOGUEIRA, L. P. P. Estado Atual e Perspectivas Futuras para a Indústria Eólica no Brasil e no Mundo, **Dissertação** (Mestre em Planejamento Energético), COPPE - UFRJ, Rio de Janeiro, Março de 2011.

ONS, O Operador Nacional do Sistema Elétrico e os Procedimentos de rede: Submódulo 26.2: Critérios para classificação da modalidade de operação de usinas, **Operador Nacional do Sistema Elétrico**, 2009. Disponível em: <www.ons.org>. Acesso em: 13 de Março de 2011.

PINTO JR., H. Q., Economia da Indústria Elétrica**.** In: PINTO JR., H. Q. (Org.) **Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**, Rio de Janeiro: Editora Campus, 2007.

POMPEMAYER, M. L. Desafios e perspectivas para a inovação tecnológica no setor de energia elétrica, **Revista Pesquisa de Desenvolvimento da ANEEL**, No. 3, Junho de 2009.

PORTER, K., FINK, S., MUDD, C., DECESARO, J. Generation Interconnection Policies and Wind Power: a discussion of issues, problems and potential solutions, **Subcontract Report** NREL/SR-550-44408, **National Renewable Energy Laboratory**, Columbia, Maryland, January, 2009. Disponível em: <http://www.nrel.gov>. Acesso em: 22 de Outubro de 2011.

RAJSEKHAR, B, van HULLE F., JANSEN J. C., Indian wind energy programme: performance and future directions, **Energy policy (27)**, pp. 669 – 678, 1999.

RENOVA ENERGIA, Investimento da Light na Renova Energia, 30 de Março de 201, 13 slides: color. 28 slides: color, slides gerados a partir do software Power Point. Disponível em: Disponível em: <http://ri.light.com.br/ptb/2303/ApresentaoCallRenovaeLight.pdf>. Acesso em: 12 de Junho de 2013.

REN21, Renewables 2013 Global Status Report, **Renewable Energy Policy Network for the 21st Century**, Paris, France, 2013. Disponível em: < http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2013/GSR2013_lowres.pdf>. Acesso em 12 de Julho de 2013.

REVISTA ABINEE, Normalização e avaliação de conformidade: pela qualidade e segurança dos produtos, Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica, no. 26 de Outubro de 2010.

REVISTA DO BNDES, Wind Forum Brazil 2009, Rio de Janeiro, v.16, n. 31, p. 265-272, Junho de 2009.

RIO, P., UNRUH, G. Overcoming the lock-out of renewable energy technologies in Spain: The cases of wind and solar electricity, **Renewable and Sustainable Energy Reviews** 11, pp. 1498–1513, 2007.

RISCOTI, J. F. C. Inserção da Energia Eólica no Sistema Hidrotérmico Brasileiro, **Dissertação** (Mestre em Energia), Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia – PIPGE (IEE, EP, IF, FEA) – USP, São Paulo, 2011.

ROLAND BERGER, From Pioneer to Mainstream: Evolution of wind energy markets and implications for manufacturers and suppliers, **Roland Berger Energy Consultants**, Hamburg, Germany, February 2010. Disponível em: <www.rolandberger.com>. Acesso em: 13 de Março de 2011.

ROLAND BERGER, Wind Turbine Manufacturing – a case for consolidation: Industry overview and key trends, **Roland Berger Energy Consultants**, Hamburg, Germany, November 2011. Disponível em <www.rolandberger.com>. Acesso em: 13 de Março de 2011

RU, P., ZHI Q., ZHANG, F. ZHONG X. LI, J., SU, J. Behind the development of technology: The transition of innovation modes in China's wind turbine manufacturing industry, **Energy Policy** 43, p. 48-69, 2012.

SANDÉN, B. A., AZAR, A., Near-term technology policies for long-term climate targets – economy wide versus technology specific approaches, **Energy Polic**y 33, 1557-1576, 2005.

SILVA, N.F. Fontes de Energia Renováveis Complementares na Expansão do Setor Elétrico Brasileiro: o caso da energia eólica, **Tese** (Doutorado em Planejamento Energético), COPPE - UFRJ, Rio de Janeiro, Abril de 2006.

SILVA, E. F. et al.., Contratação de Novos Empreendimentos de Fonte Termoelétrica no Mercado Brasileiro, **Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de Gigré**, Puerto Iguazú, Argentina, 24-28 de mayo de 2009.

STREET, P., MILES, I. Transition to alternative energy supply technologies: The case of wind energy, **Energy Policy**, Vol. 24, No.5, p. 413-425, 1996.

TAN, X. Clean technology R&D and innovation in emerging countries - Experience from China, **Energy Policy,** Vol. 38 (6), pp. 2916–2926, 2010.

TAYLOR, M. Beyond technology-push and demand-pull: Lessons from California's solar policy, **Energy Economics** 30, pp. 2829-2854, 2008.

TEIXEIRA, A. A incrível saga do samurai da inovação, **Época Negócios**, 2007. Disponível em <http://epocanegocios.globo.com/Revista/Epocanegocios>. Acesso em: 15 de Fevereiro de 2010.

TSOUTOS, T.D., STAMBOULIS, Y.A. The sustainable diffusion of renewable energy technologies as an example of an innovation-focused policy, **Technovation** 25, p. 753-761, 2005.

UNRUH G., C. Understanding carbon lock-in, **Energy Policy** 28 (12), pp. 817–30, 2000.

USITC, Wind Turbines: Industry & Trade Summary, **United States International Trade Commission**, Office of Industries Publication ITS-02, Washington, DC, June 2009. Disponível em: <www.usitc.gov>. Acesso em: 21 Março de 2010.

ZAO, X., WANG, F., WANG, M. Large-scale utilization of wind power in China: Obstacles of conflict between market and planning, **Energy Policy** (2012), http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.05.009.

ZHOU, W., ZHANG B., ZOU G., BI, J.,WANG, K., Joint R&D in low-carbon technology development in China: A case study of the wind-turbine manufacturing industry, **Energy Policy** 46, p. 100-108, 2012.

ZITZER, E. S. Renewable Energy Policy and Wind Energy: Development in Germany, UFZ – Centre for Environmental Research, Department Urban Ecology, Environmental Planning and Transport, **Discussion Paper**, Leipzig, Germany, July 2009. Disponível em: <http://www.ufz.de/export/data/global/26173_8_2009_Zitzer_RenewableEnergyPolicy.pdf>. Acesso em: 21 de Julho de 2011.

WALLACE, W., KURTS, S., LIN, W. WREF 2012: Collaboration on Renewable Energy Standards, Testing and Certification under the U.S China Renewable Energy Partnership, Presented at the 2012 World Renewable Energy Forum Denver, Colorado, May 13-17, 2012 **Conference Paper,** National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2012 Disponível em: http://www.nrel.gov/. Acesso em: 21 de Março de 2013.

WANG, F., YIN, H., LI, S. China's renewable energy policy: Commitments and challenges, **Energy Policy** 32, p.1872-1879, 2010.

WISER, R. BOLINGUER, M. Wind Technologies Market Report 2008, **US Department of Energy**: Energy Efficiency & Renewable Energy, August 2009. Disponível em: <www.nrel.gov>. Acesso em: 14 de Outubro de 2009.

WISER, R. BOLINGUER, M. Wind Technologies Market Report 2009, **US Department of Energy**: Energy Efficiency & Renewable Energy, August 2010. Disponível em: <www.nrel.gov>. Acesso em: 18 de Outubro de 2010.

WISER, R. BOLINGUER, M., 2012 Wind Technologies Market Report, **US Department of Energy**: Energy Efficiency & Renewable Energy, August 2012. Disponível em: <www.nrel.gov>. Acesso em: 22 de Novembro de 2013.