UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENEGIA

SOLANGE MARIA KILEBER BARBOSA

**A COMPETITIVIDADE DAS FONTES ENERGÉTICAS EM UMA ABORDAGEM
DE *LEARNING CURVES*: UMA PROPOSIÇÃO DE REGULAÇÃO QUE INCENTIVE
AS TECNOLOGIAS RENOVÁVEIS**

São Paulo

2016

SOLANGE MARIA KILEBER BARBOSA

A COMPETITIVIDADE DAS FONTES ENERGÉTICAS EM UMA ABORDAGEM DE
LEARNING CURVES: UMA PROPOSIÇÃO DE REGULAÇÃO QUE INCENTIVE AS
TECNOLOGIAS RENOVÁVEIS

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação
em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da
Universidade de São Paulo para a obtenção do
título de Doutor em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. José Goldemberg

Versão Revisada

SÃO PAULO

2016

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Kileber Barbosa, Solange Maria.

A competitividade das fontes energéticas em uma abordagem de learning curves: uma proposição de regulação que incentive as tecnologias renováveis / Solange Maria Kileber Barbosa; orientador, José Goldemberg. – São Paulo, 2016.

300 f.: il.; 30 cm

Tese (Doutorado em Ciência) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo

1. Energia- regulação. 2. Curvas de aprendizagem. 3. Políticas públicas. 4. Fontes alternativas de energia. Título.

Nome: BARBOSA, Solange Maria Kileber

Título: A competitividade das fontes energéticas em uma abordagem de *learning curves*: uma proposição de regulação que incentive as tecnologias renováveis

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação
em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da
Universidade de São Paulo para a obtenção do
título de Doutor em Ciências.

Aprovado em:

Banca Examinadora

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer, em primeiro lugar, ao meu marido Caio Alencar de Matos, pelo companheirismo e paciência ao longo de todo o período do doutorado, apoiando em discussões de raciocínio geral e na manutenção do funcionamento da casa nos meus momentos de reclusão. Também reconheço o enorme carinho de Magoo e Dandara, ficando dias e noites ao meu lado enquanto eu me dedicava aos estudos. Ao meu pequeno Guilherme, agradeço por me inspirar a buscar um ambiente melhor e mais sustentável para que ele possa usufruí-lo.

Sou eternamente grata aos meus pais, que desde pequena me incentivaram a gostar de aprender, investigar, questionar e sempre fizeram de tudo ao seu alcance para que eu tivesse condições de estudar e me aprimorar. Sem o apoio de vocês, eu nunca chegaria até aqui. Vocês certamente me impulsionaram a buscar ser uma pesquisadora e uma pessoa melhor.

Agradeço imensamente ao meu orientador, do IEE, Professor Doutor José Goldemberg, por me incentivar na teoria de *learning curves*, pelas discussões metodológicas e por ser esse pesquisador incansável. Devo muito à Professora Doutora Virginia Parente, também do IEE, que me acompanhou ao longo da definição do tema, das discussões metodológicas e da elaboração da modelagem econométrica, sempre me incentivando a agir com independência e consistência. Sua visão objetiva e sua inteligência admirável muito me auxiliaram no desenvolvimento desta tese. Agradeço ainda a CAPES, que financiou os estudos ao longo de quatro anos, aos professores e funcionários do IEE, pelo apoio na divulgação dos meus estudos e nas questões administrativas.

Sou grata também ao Professor Doutor Paulo Picchetti, da Fundação Getúlio Vargas, e ao Professor Doutor Dorel Ramos, da Escola Politécnica da USP, que participaram de minha banca de qualificação e auxiliaram a aprimorar o documento de tese. Tenho grande admiração pelos dois.

Aos meus amigos, o meu muito obrigada por serem quem vocês são e estarem ao meu lado, me proporcionando momentos de leveza para eu continuar adiante.

“Learning can only take place through the attempt to solve a problem and therefore only takes place during activity.”

(Arrow, 1962)

RESUMO

BARBOSA, Solange Maria Kileber. **A competitividade das fontes energéticas em uma abordagem de *learning curves*: uma proposição de regulação que incentive as tecnologias renováveis.** 2016. 300 f. Tese (Doutorado) do Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2016.

O objetivo deste estudo foi estimar os efeitos da curva de aprendizado sobre a competitividade de fontes energéticas, tais como petróleo, carvão, gás natural, biomassa (etanol), hidroeletricidade, nuclear, eólica e fotovoltaica, e propor medidas regulatórias que incentivem as tecnologias renováveis. Para tanto, se propôs a utilização da abordagem de *learning curves*, que considera três efeitos principais para explicar a redução dos custos de produção: o efeito especialização (chamado de *learning by doing*), o efeito escala (*scale effect*) e o efeito da pesquisa e desenvolvimento - P&D (*learning by searching*). Identificou-se o peso desses efeitos por fonte energética com vistas a auxiliar no direcionamento de incentivos às energias renováveis, de modo a se decidir se a ênfase deve ser dada à especialização, escala ou P&D. Embora os modelos originais de *learning curves* tenham sido idealizados a partir da trajetória dos custos, devido a facilidades operacionais a literatura na área vem adotando o preço como *proxy* de custos. Neste estudo, a orientação do modelo a custos ou a preços foi objeto de uma avaliação através de análise concorrencial. Como resultado, verificou-se que a adoção de preços como *proxy* de custos mostrou-se possível para a maioria das fontes analisadas devido a um grau satisfatório de concorrência dos mercados relativos a essas fontes de energia. Uma vez definida a orientação do modelo, a metodologia proposta envolveu estimar os três efeitos por métodos econométricos. Os resultados indicaram que as fontes carvão, petróleo e gás, energia nuclear e fotovoltaica reagiram ao efeito aprendizado, embora não apresentassem resposta expressiva quanto aos gastos em P&D. Já as fontes eólica e etanol mostraram-se sensíveis aos gastos em P&D e ao efeito escala, sendo a escala também determinante dos preços da energia nuclear e hidroeletricidade. Esses resultados auxiliaram na proposição de medidas públicas específicas como estímulo às fontes renováveis.

Palavras-chave: Energia. Curvas de aprendizagem. Políticas públicas. Regulação. Energia renovável.

ABSTRACT

BARBOSA, Solange Maria Kileber. **Energy sources competitiveness in learning curves approach: A regulation proposition that encourages renewable energy.** 2016. 300 f. Doctoral Dissertation. Energy Program at Institute of Energy and Environment of the University of Sao Paulo. Sao Paulo, 2016.

The goal of this study is to estimate the effects of the learning process on the competitiveness of the main energy sources, such as oil, coal, natural gas, biomass (ethanol), hydroelectricity, nuclear energy, wind power, and photovoltaic energy, and propose regulatory measures to encourage renewable technologies. The learning curves approach adopted in this thesis considers three main effects to explain the reduction in production costs: the learning by doing effect, the scale effect and the learning by searching effect. The relevance of these three effects was identified for energy source, in order to assist in the incentives direction to promote renewable energy. Although the original models of learning curves approach have been conceived from the point of view of the costs, in the related literature the price has been adopted as a proxy due to operational facilities. In this study, the model orientation to costs or prices was chosen using a competitive analysis. It was found that price orientation could be applied to most sources, since there is enough competition in the markets. Once defined model orientation, the proposed methodology involves estimations of the three effects by econometric methods. The results showed that coal, oil and gas, nuclear and photovoltaic energy react to learning effect, though searching effect is not so important. Wind and ethanol are sensitive to searching and scale effects. Scale effects also determine the nuclear power and hydroelectricity prices. From these results, specific public measures are proposed for each renewable source.

Keywords: Energy. Learning curves. Public policies. Regulation. Renewable energy.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Teste de uma raiz unitária de Fisher	100
Tabela 2. Teste de duas raízes unitárias de Fisher para carvão	101
Tabela 3. Teste de cointegração de Westerlund para carvão.....	102
Tabela 4. Participação de mercado e HHI - mercado norte-americano de carvão - 2011	102
Tabela 5. Síntese das informações de mercado de carvão norte-americano por bacia - 2011	104
Tabela 6. Percentual de importações sobre a produção.....	106
Tabela 7. Consumo de carvão, importações e percentual de carvão importado em relação ao consumo de carvão para energia elétrica - mil toneladas curtas - 2012	107
Tabela 8. Percentual de carvão consumido oriundo de outras bacias e a origem do carvão - 2012	108
Tabela 9. Teste de raiz unitária para petróleo.....	112
Tabela 10. Teste de cointegração de Johansen para petróleo	113
Tabela 11. Produção dos dez maiores produtores de petróleo no mundo - 2012.....	113
Tabela 12. Simulação da participação de mercado das demais empresas concorrentes.....	114
Tabela 13. Simulação de estrutura de mercado considerando outros 20 produtores - 2012 ..	114
Tabela 14. Produção de empresas atuantes nos Estados Unidos - 2011	115
Tabela 15. Teste de raiz unitária para gás natural	123
Tabela 16. Teste de cointegração de Westerlund para preço de gás natural - séries locais vs média EUA	123
Tabela 17. Teste de cointegração de Johansen para preço de gás natural - Henry Hub vs preço na Rússia (fronteira com Alemanha)	124
Tabela 18. Reservas dos dez maiores produtores de petróleo no mundo - 2010.....	125
Tabela 19. Produção de empresas atuantes nos Estados Unidos - 2011	125
Tabela 20. Teste de Fisher - para Dickey-Fuller	133
Tabela 21. Teste de cointegração de Westerlund para energia nuclear - 1998 a 2012.....	133

Tabela 22. Liste de estados norte-americanos por interligação.....	134
Tabela 23. Participação de mercado da energia nuclear, para mercado relevante integrado - 2010.....	135
Tabela 24. Participação de mercado da energia nuclear, para mercado relevante por interligação - 2010.....	136
Tabela 25. Exemplos de empresas fechadas entre 2011 e 2014.....	139
Tabela 26. Importações de células e módulos fotovoltaicos para os Estados Unidos - Milhões de dólares - 2009 a 2013.....	140
Tabela 27. Participação de mercado para energia fotovoltaica - 2010.....	144
Tabela 28. Barreiras à entrada para a energia fotovoltaica.....	145
Tabela 29. Participação de mercado da capacidade de geração - Estados Unidos - 2014.....	152
Tabela 30. Participação de mercado das turbinas instaladas - Estados Unidos - 2011	153
Tabela 31. Participação de mercado da capacidade de geração - Brasil - 2014.....	154
Tabela 32. Participação de mercado da capacidade de geração no mercado de turbinas - Brasil - 2012.....	156
Tabela 33. Teste Dickey-Fuller para uma e duas raízes unitárias aplicado nos preços ao produtor de Alagoas e São Paulo.....	161
Tabela 34. Teste de cointegração de Johansen para preços de etanol em Alagoas e em São Paulo	162
Tabela 35. Participação de mercado do mercado de etanol da Região Norte-Nordeste - 2014	162
Tabela 36. Participação de mercado do mercado de etanol da Região Centro-Sul, por Unidade da Federação - 2014.....	164
Tabela 37 - Participação de mercado do mercado de hidroeletricidade - 2014.....	172
Tabela 38. Síntese da análise concorrencial	175
Tabela 39. Resumo das fontes de dados	191
Tabela 40. Testes de estacionariedade.....	196
Tabela 41. Casos com potencial multicolinearidade - Teste VIF.....	198

Tabela 42. Testes pós-estimação para modelos em nível e em primeira diferença.....	200
Tabela 43. Resultados dos modelos.....	204
Tabela 44. Comparativo dos fatores necessários para aumentar a competitividade entre as diferentes tecnologias	208
Tabela 45. Prós e contras das medidas regulatórias	211
Tabela 46. Medidas regulatórias adequadas para cada necessidade, por fontes incipiente e madura	217
Tabela 47. Efeitos esperados de <i>learning curves</i> , por fonte incipiente e madura	219
Tabela 48. Medidas regulatórias para os efeitos LBD, escala e LBS.....	220
Tabela 49. Efeitos LBD, escala e LBS, por fonte energética	221
Tabela 50. Proposição de medidas regulatórias às energias renováveis.....	222
Tabela 51. Participação de mercado do mercado de Appalachia Central	260
Tabela 52. Participação de mercado do mercado de Appalachia Northern.....	269
Tabela 53. Participação de mercado do mercado de Appalachia Southern.....	275
Tabela 54. Participação de mercado do mercado de Illinois Basin	276
Tabela 55. Participação de mercado do mercado de Interior	277
Tabela 56. Participação de mercado do mercado de Powder River Basin	277
Tabela 57. Participação de mercado do mercado de Uinta Region	278
Tabela 58. Participação de mercado do mercado de Western	279
Tabela 59. Participação societária de Norte Energia.....	279
Tabela 60. Participação societária de Consórcio Energia Sustentável do Brasil.....	280
Tabela 61. Participação societária de Consórcio Madeira Energia	280
Tabela 62. Participação societária de CESP	280
Tabela 63. Participação societária de Tractebel	281
Tabela 64. Participação societária de Consórcio Teles Pires Energia Eficiente	281
Tabela 65. Participação societária de CEMIG.....	281

Tabela 66. Participação societária de Amazônia	281
Tabela 67. Participação societária de EDP	281
Tabela 68. Participação societária de SESA.....	282
Tabela 69. Participação societária de Foz do Chapecó	282
Tabela 70. Participação societária de Terra Nova	282
Tabela 71. Participação societária de BAESA	282
Tabela 72. Participação societária de Furnas.....	283
Tabela 73. Participação societária de CEEE	283
Tabela 74. Participação societária de CES	283
Tabela 75. Participação societária de Consórcio Energético Cruzeiro do Sul	283
Tabela 76. Participação societária de CERAN	283
Tabela 77. Participação societária de Neo Energia	284
Tabela 78. Participação societária de CAE	284
Tabela 79. Participação societária de Copel.....	284
Tabela 80. Participação societária de Aripuanã.....	284
Tabela 81. Participação societária de Alupar/Alusa.....	285
Tabela 82. Participação societária de Gefac	285
Tabela 83. Participação societária de DME Energética	285
Tabela 84. Participação societária de Energest	285
Tabela 85. Participação societária de Triunfo Participações e Investimentos.....	285
Tabela 86. Participação societária de Desenvix	285
Tabela 87. Participação societária de Eletrosul	286
Tabela 88. Participação societária de CEB.....	286
Tabela 89. Participação societária de Performance	286
Tabela 90. Participação societária de Monel Monjolinho	286
Tabela 91. Participação societária de EGP Salto Apiacás.....	286

Tabela 92. Participação societária de CESA	286
Tabela 93. Participação societária de EEPP	287
Tabela 94. Participação societária de EMAE	287
Tabela 95. Participação societária de Santa Cruz Power.....	287
Tabela 96. Participação societária de CESS	287
Tabela 97. Participação societária de Piedade.....	287
Tabela 98. Participação societária de PST Energia	288
Tabela 99. Participação societária de Consórcio Renova Moinhos de Vento	288
Tabela 100. Participação societária de Consórcio Casa dos Ventos	288
Tabela 101. Participação societária de Consórcio Arara Azul	288
Tabela 102. Participação societária de Consórcio CPFL Renováveis Pedra Cheirosa	288
Tabela 103. Participação societária de Consórcio Serra do Mel	289
Tabela 104. Participação societária de Consórcio Santa Rosa	289
Tabela 105. Participação societária de Consórcio Ventos da Bahia.....	289
Tabela 106. Participação societária de Consórcio Ouro Branco	289
Tabela 107. Participação societária de Consórcio Santana	289
Tabela 108. Participação societária de Braunas II.....	289
Tabela 110. Participação societária de Bons Velhos Cacimbas	290
Tabela 111. Participação societária de Ventos de Santo Estevão Energias Renováveis	290
Tabela 112. Participação societária de Ventos de Santo Augusto Energias Renováveis	290
Tabela 113. Participação societária de Chuí Energia Eólica	290
Tabela 114. Participação societária de Coxilha Seca	290
Tabela 115. Participação societária de Eletrosul	291
Tabela 116. Participação societária de Centrais Eólicas de Caetité Participações	291
Tabela 117. Participação societária de Ventos de São Clemente	291
Tabela 118. Participação societária de Santa Joana	291

Tabela 119. Participação societária de Central Eólica Jandaia	291
Tabela 120. Participação societária de Ventos de Morrinhos Energias Renováveis	291
Tabela 121. Participação societária de Ventos de Campo Formoso e Energias Renováveis ..	291
Tabela 122. Participação societária de Eol Eurus IV	292
Tabela 123. Participação societária de Força Eólica	292
Tabela 124. Participação societária de Ventos do Morro do Chapéu Energias Renováveis ..	292
Tabela 125. Participação societária de Cataventos do Paracuru	292
Tabela 126. Participação societária de Ventos do Parazinha Energias Renováveis	292
Tabela 127. Participação societária de Ventos de São Miguel Energias Renováveis	292
Tabela 128. Participação societária de Vento Formoso Energias Renováveis	293
Tabela 129. Participação societária de Ventos de Tianguá Energias Renováveis	293
Tabela 130. Participação societária de Central Eólica São Cristóvão	293
Tabela 131. Participação societária de Ventos do Sertão Energias Renováveis	293
Tabela 132. Participação societária de Ventos da Andorinha Energias Renováveis	293
Tabela 133. Participação societária de Central Eólica São Jorge	293
Tabela 134. Participação societária de Central Eólica Pitombeira	294
Tabela 135. Participação societária de Curupira	294
Tabela 136. Participação societária de Fazenda Vera Cruz	294
Tabela 137. Participação societária de Consórcio Quatro Ventos	294
Tabela 138 - Média e desvio-padrão dos resíduos	298

LISTA DE QUADROS

Quadro 1. Resumo dos instrumentos regulatórios de políticas promocionais	64
Quadro 2. Exemplos de casos julgados pelo FTC e Comissão Europeia segundo a definição do mercado relevante do produto	87

Quadro 3. Exemplos de Atos de Concentração julgados no Brasil segundo a definição de mercado relevante do produto e geográfico	88
Quadro 4. Exemplos de casos julgados pelo FTC e Comissão Europeia segundo a definição do mercado relevante do produto	89
Quadro 5. Teste de normalidade de Henze-Zirkler para os modelos finais	298

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Consumo das fontes energéticas por bloco de países entre 1965 e 2014 – milhares de toneladas de óleo equivalente (toe).....	27
Gráfico 2. Índice de efetividade das medidas regulatórias de países europeus selecionados – 1997-2004.....	68
Gráfico 3. Comparativo de preços da <i>commodity</i> carvão e da energia gerada pelo carvão	97
Gráfico 4. Preço do carvão nos estados americanos – 2011 – US\$ por tonelada métrica.....	99
Gráfico 5. Percentual de consumo de carvão por finalidade - toneladas curtas - 2012.....	107
Gráfico 6. Preço local (US\$ por barril) - jun/1978 a jun/2013.....	110
Gráfico 7. Participação das importações de petróleo no total consumido – Estados Unidos – Milhares de barris por dia.....	111
Gráfico 8. Preço <i>spot</i> do petróleo WTI e Brent – Dólares americanos (US\$) por barril	112
Gráfico 9. Percentual de Produção de gás natural nos Estados Unidos por fonte - pés cúbicos	120
Gráfico 10. Preço do gás natural no poço (US\$ por mil pés cúbicos).....	120
Gráfico 11. Evolução dos preços de gás natural - <i>commodity</i> e eletricidade - 2001 a 2008..	121
Gráfico 12. Preço médio americano ⁽¹⁾ e preço Henry Hub em Lousiana ⁽²⁾	122
Gráfico 13. Percentual de gás natural pela origem da produção (pés cúbicos) - 2004 a 2013	127
Gráfico 14. Evolução do consumo de energia nuclear	131
Gráfico 15. Número de domicílios por MW, por estado - 2012.....	142

Gráfico 16. Percentual de custo dos componentes dos sistemas fotovoltaicos norte-americanos por kW instalado - 2010	143
Gráfico 17. Distribuição percentual das usinas eólicas e da capacidade de geração (MW) por Unidade da Federação - 2014	151
Gráfico 18. Percentual de participação em safras de etanol de anos selecionados, para os principais estados produtores	160
Gráfico 19. Preço médio da energia gerada, por tipo de hidrelétrica - 2006 a 2014	168
Gráfico 20. Variáveis preço do petróleo, preço do gás natural e custo de exploração conjunto	186
Gráfico 21. Gastos com pesquisa e desenvolvimento (P&D) acumulados por tecnologia – US\$ MM a preços de 2011 – 1974 a 2011	192
Gráfico 22. Produção acumulada e preço para as diferentes tecnologias – 1949 a 2011	194
Gráfico 23. Curva de aprendizagem do modelo univariado para as diferentes tecnologias – 1949 a 2014	297
Gráfico 24. Resíduos das regressões	300

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Relação entre custos e preços	33
Figura 2. Situação de equilíbrio em concorrência perfeita	79
Figura 3. Situação de equilíbrio em concorrência monopolística	80
Figura 4. Situação de equilíbrio em monopólio	82
Figura 5. Gasodutos interestaduais norte-americanos	122
Figura 6. Reatores nucleares nos Estados Unidos	130
Figura 7. Rede Elétrica nos Estados Unidos	132
Figura 8. Recursos solares nos Estados Unidos	141
Figura 9. Plantas eólicas em funcionamento nos Estados Unidos - 2010	148

Figura 10. Potencial eólico do Brasil - velocidade média dos ventos - 2010.....	150
Figura 11 - Sistemas elétricos isolados.....	170

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AC: Ato de Concentração

AIC: *Akaike Information Criterion*

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

AWEA: *American Wind Energy Association* dos Estados Unidos

BR: Brasil

BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social

BTU: *British Thermal Unit*

C4: Razão de Concentração da Participação das Quatro Maiores Empresas

CADE: *Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico* do Chile

CADE: Conselho Administrativo de Defesa Econômica do Brasil

CBM: *Coalbed Methane*

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CDE: Conta de Desenvolvimento Energético

CEANPC: Centro de Apoio a Negócios com Pequenas Centrais Elétricas

CGH: Centrais Geradoras Hidrelétricas

CMe: Custo Médio

CMg: Custo Marginal

COFINS: Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CPI: *Consumer Price Index*

CPV: *Concentration Photovoltaics*

EIA: *Energy Information Administration*

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

EUA: Estados Unidos da América

FTC: *Federal Trade Commission*

GEE: Gases de Efeito Estufa

GENREN: *Generación por Energías Renovables* da Argentina

GLS: *General Least Squares*

GMM: *General Method of Moments* (ou Método dos Momentos Generalizados)

GWh: Gigawatt-Hora

HHI: *Herfindahl Hirschman Index*

IBGE: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

ICMS: Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços

ID: Índice de Dominância

IEA: *International Energy Agency*

IGP-M: Índice Geral de Preços do Mercado

IPi: Imposto sobre Produtos Industrializados

kW: Quilowatt

kWh: Quilowatt-Hora

LBD: *Learning by Doing*

LBS: *Learning by Searching*

MCT: Ministério de Ciência e Tecnologia

MQO: Mínimos Quadrados Ordinários

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia

MW: Megawatt

MWh: Megawatt-Hora

NRC: *Nuclear Regulatory Commission* dos Estados Unidos

NREL: *National Renewable Energy Laboratory* dos Estados Unidos

OCDE: Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico

OECD: *Organisation for Economic Co-Operation and Development*

ONS: Operador Nacional do Sistema

OPEP: Organização dos Países Exportadores de Petróleo

PCH: Pequenas Centrais Hidrelétricas

PCH-COM: Programa de Desenvolvimento e Comercialização de Energia Elétrica de Pequenas Centrais Hidrelétricas

P&D: Pesquisa e Desenvolvimento

PERMER: *Proyecto de Energía Renovable en el Mercado Eléctrico Rural* da Argentina

PIS: Programa de Integração Social

ProAlcool: Programa Nacional do Alcool

PROGEDIS: Programa de Geração Distribuída

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

R^2 : Coeficiente de Determinação

RMg: Receita Marginal

SDE: Secretaria de Direito Econômico

SEAE: Secretaria de Acompanhamento Econômico

SEIA: *Solar Energy Industry Association* dos Estados Unidos

SIN: Sistema Integrado Nacional

TWh: Terawatt-Hora

UHE: Usinas hidrelétricas

UNICA: União da Indústria de Cana de Açúcar

US\$: Dólares Norte-Americanos

UTE: Usinas Termelétricas

VAR: Vetores Autorregressivos

VAT: *Value-Added Tax* na China

VEC: Vetor de Correção de Erros (ou *Vector Error-Correction*)

VI: Variáveis Instrumentais

VIF: *Variance Inflation Factor*

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	24
1 A TEORIA DE LEARNING CURVES APLICADA ÀS FONTES DE ENERGIA.....	30
1.1 O início da teoria de <i>learning curves</i>	30
1.2 Aprimoramentos do modelo de <i>learning curves</i>	35
1.3 Estudos empíricos para diferentes fontes de energia	39
1.4 O efeito <i>lock-in</i>	57
2 A REGULAÇÃO COMO INSTRUMENTO PROMOCIONAL DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS.....	60
2.1 Instrumentos regulatórios promocionais.....	61
2.2 Experiência internacional a partir de instrumentos promocionais	64
2.3 Considerações sobre a experiência internacional com instrumentos regulatórios promocionais de energias alternativas	75
3 ANÁLISE DE CONCORRÊNCIA DAS FONTES ENERGÉTICAS.....	77
3.1 Organizações teóricas da indústria.....	78
3.2 Instrumentos antitrustes para avaliar o grau de concorrência de um mercado	85
4 ANÁLISE EMPÍRICA DA ESTRUTURA CONCORRENCIAL DE CADA FONTE ENERGÉTICA	95
4.1 Carvão: mercado relevante, análise de concentração, entrada e rivalidade.....	96
4.2 Petróleo: mercado relevante, análise de concentração, entrada e rivalidade	109
4.3 Gás Natural: mercado relevante, análise de concentração, entrada e rivalidade	119
4.4 Energia Nuclear: mercado relevante, análise de concentração, entrada e rivalidade ...	129
4.5 Fotovoltaica: mercado relevante, análise de concentração, entrada e rivalidade	138
4.6 Eólica: mercado relevante, análise de concentração, entrada e rivalidade	146
4.7 Etanol: mercado relevante, análise de concentração, entrada e rivalidade	158
4.8 Hidroeletricidade: mercado relevante, análise de concentração, entrada e rivalidade .	167

4.9 Efeitos da análise da estrutura de mercado sobre a modelagem empírica de <i>learning curves</i>	175
5 ESTIMAÇÃO DOS EFEITOS APRENDIZAGEM, P&D E ESCALA	179
5.1 Especificações dos modelos econométricos	179
5.2 Métodos de estimação.....	182
5.3 Dados	184
5.4 Hipóteses.....	194
5.5 Testes Pré-Estimação	196
5.6 Resultados da Estimação e Testes Pós-Estimação.....	200
5.7 Fatores de estímulo às fontes energéticas na abordagem de <i>learning curves</i>	208
6 PROPOSIÇÃO DE MEDIDAS REGULATÓRIAS PARA AS FONTES EMERGENTES RENOVÁVEIS A PARTIR DA ANÁLISE DE LEARNING CURVES	211
6.1 Comparativo entre medidas regulatórias	211
6.2 Como as medidas regulatórias se relacionam com a abordagem <i>learning curves</i>	216
6.3 Proposição de medidas regulatórias para impulsionar novas energias renováveis.....	220
CONSIDERAÇÕES FINAIS	225
REFERÊNCIAS	235
APÊNDICE	256

INTRODUÇÃO

O primeiro objetivo deste trabalho, no âmbito da teoria de *learning curves*, é estimar e comparar os efeitos relacionados à evolução da curva de aprendizado entre as tecnologias para produção de energia. Dentre esses efeitos, destacam-se, além do efeito especialização usualmente estudado na teoria de *learning curves*, também o efeito escala e o efeito da pesquisa e desenvolvimento (P&D). Na sequência, estimados os parâmetros das diferentes tecnologias, espera-se identificar qual dos efeitos (especialização, escala e P&D) deve ser incentivado para promover as energias renováveis. O segundo objetivo é identificar quais medidas públicas e regulatórias seriam adequadas para promover as energias renováveis, tendo em vista os diferentes impactos dos efeitos sobre a competitividade de cada tecnologia.

O efeito aprendizado foi inicialmente descrito por Wright (1936), para o setor de fuselagem. Wright notou que o custo unitário do trabalho na manufatura de fuselagem declinou significativamente com o acúmulo da experiência dos trabalhadores e propôs uma formulação matemática que pudesse capturar este efeito. Nessa formulação matemática, a capacidade acumulada das fábricas representava a experiência acumulada. Tal efeito foi denominado de “*learning by doing*”, ou “aprender fazendo”.

A partir de Wright, os modelos de *learning curves* foram sendo aperfeiçoados. Novas variáveis passaram a ser consideradas, como o efeito escala e o efeito “*learning by searching*”, ou “aprender pesquisando” – este último relacionado ao estoque de pesquisa e desenvolvimento. Embora os termos em inglês possam ser adaptados para a língua portuguesa, as terminologias “*learning by doing*” (especialização) e “*learning by searching*” (P&D) serão mantidas em inglês neste estudo devido à facilidade de se associar o termo em questão com a teoria que lhe deu origem. Ainda sobre terminologias, cumpre dizer que, sempre que for mencionado o efeito “aprendizagem”, significa que os efeitos derivados (especialização, P&D e escala) não foram segregados.

A formulação matemática pode ser adotada tanto pela metodologia *bottom up*, como pela *top down*. Na metodologia *bottom up*, parte-se dos dados mais desagregados para os agregados. No âmbito dos modelos de *learning curves*, os modelos construídos com base na metodologia *bottom up* costumam focar nos aspectos tecnológicos do sistema. Em seu turno, os modelos

top down utilizam dados mais agregados e se prendem mais aos aspectos econômicos (KAHOULI-BRAHMI, 2009). Sendo o segundo objetivo deste trabalho bastante relacionado aos aspectos político-econômicos da teoria de *learning curves*, na medida em que se buscam identificar possíveis medidas regulatórias de apoio às novas tecnologias renováveis, este trabalho irá adotar a metodologia *top down*.

Na metodologia *top down*, modelos econométricos são comumente utilizados. Em geral, empregam-se modelos simples de Mínimos Quadrados Ordinários (MQO). Há que se ressaltar, contudo, que a preferência pelo MQO decorre mais da facilidade operacional (pois o MQO pode ser processado a partir de *softwares* simples), do que pela adequação dos dados a este tipo de modelagem. Entretanto, é possível que MQO não seja a metodologia mais adequada. Isso porque requer hipóteses bastante restritivas, como exogeneidade entre variável a ser explicada (também chamada de *output*) e variável explicativa (ou *input*) e ausência de autocorrelação dos resíduos. A presença de multicolinearidade entre as variáveis explicativas também afetaria a variância dos parâmetros do modelo e mereceria tratamento especial. Assim, neste estudo, os dados deverão ser tratados e testados modelos com técnicas alternativas à de MQO, de modo que os resultados econométricos sejam os mais robustos possíveis.

Caso se verifique nos resultados dos modelos que o efeito especialização das novas tecnologias renováveis não é suficientemente alto e não compensa o efeito escala das tecnologias existentes, poder-se-ia desenhar uma política energética voltada para o incentivo à escala dessas novas tecnologias. Neste sentido será investigado não apenas qual tecnologia pode ser candidata a receber incentivos, mas o tipo de incentivo a ser proposto: preços incentivados (“*feed-in tariffs*”) ou garantias de demanda (“quotas”) para aumentar a escala, redução do custo do investimento (“subsídios financeiros”), diminuição das despesas com tributos (“incentivos fiscais”), aumento do custo dos combustíveis fósseis competitivos (“taxas ambientais” ou “imposto de Pigou”) ou, ainda, criação de fundos de pesquisa de desenvolvimento (BADCOCK e LENZEN, 2010).

Cumprir destacar que esta tese parte do pressuposto que é desejável para um país ter uma matriz energética diversificada. Certamente, as dotações iniciais de cada país afetam sua intenção de diversificar as fontes energéticas. Países com abundância de um determinado recurso natural, como água, gás natural, petróleo, etc., tendem a apresentar evolução das demais tecnologias bastante lenta.

No Gráfico 1 a seguir é possível notar que o consumo de energia no Oriente Médio, por exemplo, com exceção do petróleo e do gás natural, é extremamente baixo, com acréscimos bastante tímidos. Na África, predominam o petróleo e a hidroeletricidade, enquanto na América Central e do Sul, destaca-se a hidroeletricidade. Já nos demais blocos, nota-se significativo crescimento de fontes emergentes. Embora o petróleo continue sendo o energético mais demandado, observa-se acelerado crescimento do consumo de energia solar e eólica na Europa e Eurásia, Ásia e Pacífico e América do Norte.

Gráfico 1. Consumo das fontes energéticas por bloco de países entre 1965 e 2014 – milhares de toneladas de óleo equivalente (toe)

Fonte: elaboração própria a partir de dados de British Petroleum (2015).

O crescimento acelerado dessas duas fontes renováveis emergentes é consequência, dentre outros fatores, do direcionamento das políticas públicas dos países correspondentes aos blocos. Na Alemanha, por exemplo, aplicou-se durante muitos anos a chamada “*feed-in tariff*”, ou tarifa prêmio, para a energia eólica e solar. A criação do mecanismo de *feed-in tariffs* tem como objetivo garantir uma receita unitária ao produtor acima do preço de mercado. Já nos Estados Unidos, os produtores de energia eólica se beneficiaram, desde 2005, do crédito tributário proposto no *Federal Energy Act*. Por meio deste crédito, o produtor recebia um crédito de cerca de US\$ 2, indexados pela inflação, por kWh produzido nos primeiros 10 anos de operação da planta. Estes são apenas alguns exemplos de políticas energéticas que alavancaram o crescimento da oferta de fontes emergentes, como parte de um planejamento de longo prazo.

Para levar a cabo os objetivos propostos, a metodologia básica de investigação adotada nesta tese é comparar os efeitos do aprendizado (*especialização, escala e pesquisa e desenvolvimento*) sobre os custos de diferentes tecnologias. Assim, dados de custos, de produção e de gastos com pesquisa e desenvolvimento são utilizados em análises econométricas com vistas a estimar um modelo para cada tecnologia que represente sua curva de aprendizado. A adoção de preços como *proxy* de custos requer a realização de uma análise concorrencial antes. Autoridades antitrustes no mundo usualmente aplicam uma metodologia que é replicada neste estudo a fim de se obter indícios a respeito do grau de concorrência no mercado de cada fonte energética. Caso o mercado em questão apresente concorrência, o modelo pode ser orientado a preços ao invés de custos. Caso contrário, há riscos de os preços capturarem outros efeitos (como aqueles relacionados à demanda) e, nesse caso, apenas os custos podem ser empregados na análise de *learning curves*. A partir dos resultados encontrados, espera-se conduzir uma avaliação das medidas regulatórias incentivadoras de fontes renováveis para alavancar as tecnologias do modo mais eficaz. Por exemplo, para tecnologias cujo *efeito escala* se sobreponha ao *efeito pesquisa e desenvolvimento*, fundos de P&D podem não ser eficazes. Neste exemplo específico, seriam mais eficazes medidas que garantam a demanda, como *feed-in tariffs* e quotas, e aqueles que incentivem a oferta, como subsídios financeiros e incentivos fiscais.

Tendo em vista estas considerações iniciais, além da introdução, este documento de tese contém ainda a revisão da literatura das curvas de aprendizado (apresentada no Capítulo 1), um levantamento das principais medidas regulatórias que podem ser utilizadas para incentivar as energias renováveis (no Capítulo 2), bem como as técnicas de análise antitruste adotadas pelos órgãos da concorrência (no Capítulo 3). Mais especificamente, no Capítulo 1, se apresenta a modelagem de *learning curves* e seus aperfeiçoamentos, além de um levantamento bibliográfico inicial, o qual contém os principais estudos que se dedicaram a calcular a taxa de aprendizado das fontes fotovoltaica/solar, eólica, gás natural, biomassa, nuclear, hidrelétrica, carvão e petróleo.

O Capítulo 2, em seu turno, contém o levantamento bibliográfico inicial das medidas regulatórias frequentemente aplicadas que objetivam incentivar o crescimento das energias renováveis alternativas na matriz energética e elétrica, como *feed-in tariffs*, quotas, subsídios financeiros, incentivos fiscais, taxas ambientais ou fundos de pesquisa. Ainda, mostra as aplicações em diversos países ao redor do mundo. Como é visto adiante, tais medidas vêm

ocorrendo concomitantemente, ou seja, os países estão optando por combinações de medidas regulatórias para acelerar o processo de desenvolvimento das fontes renováveis alternativas.

Já o Capítulo 3 mostra, inicialmente, a caracterização dos tipos teóricos de estruturas de mercado existentes, como concorrência perfeita, concorrência monopolística, oligopólio e monopólio. Na sequência é apresentada a análise concorrencial desenvolvida pelas autoridades antitruste norte-americana, europeia e brasileira, com o objetivo de se avaliar se um mercado é competitivo ou não.

Após tal levantamento, segue-se a análise dos dados propriamente dita. Inicialmente se apresenta a análise concorrencial dos mercados de interesse, a saber, carvão, petróleo e gás natural, energia nuclear, fotovoltaica, eólica, etanol¹ e hidroeletricidade (no Capítulo 4) e a modelagem econométrica de *learning curves* (no Capítulo 5). No Capítulo 4, são definidos os mercados relevantes (do produto e geográfico) para cada fonte, com vistas a se delimitar a abrangência do mercado para o cálculo da participação de mercado (*market share*) e as condições de entrada e rivalidade. No Capítulo 5, se reportam os dados para a estimação inicial da taxa de aprendizado pela metodologia *top down*. Também são especificados os tratamentos realizados nos dados a fim de se estimarem os modelos de *learning curves* de forma robusta, os resultados das estimações dos modelos econométricos e os métodos de seleção dos melhores modelos. Os modelos são aplicados a todas as fontes, com vistas a se obter uma visão geral a respeito dos fatores de competitividade que afetam as tecnologias.

Com base nos capítulos anteriores, o Capítulo 6 traz as proposições de políticas energéticas apenas para as fontes renováveis. Mais especificamente, os passos são: (i) identificar o efeito predominante (*especialização, P&D ou escala*) para cada tecnologia nos modelos econométricos; e (ii) avaliar a medida regulatória mais adequada (*feed-in tariffs*, quotas, subsídios financeiros, incentivos fiscais, taxas ambientais ou fundos de pesquisa), que atenda às necessidades de competitividade das tecnologias, sejam elas relacionadas ao aumento da especialização e a maiores investimentos em P&D, sejam à ampliação da escala. Por fim, são apresentadas as considerações finais e os futuros aperfeiçoamentos ao estudo.

¹ Observa-se que não se incluiu a biomassa entre as fontes estudadas devido à grande divergência de custos, escala de produção e produtividade dos produtos reunidos na biomassa (bagaço de cana, lenha, resíduos, etc.). A adoção de um custo ou preço médio único para biomassa pode levar a inconsistências na modelagem.

1 A TEORIA DE LEARNING CURVES APLICADA ÀS FONTES DE ENERGIA

O primeiro capítulo desse documento de tese se dedica a apresentar a teoria de *learning curves* em sua origem e as modificações ocorridas ao longo do tempo para segregar os efeitos de aprendizagem, por meio da introdução de novas variáveis explicativas. Com isso, o modelo econômico resultante da aplicação da teoria de *learning curves* se torna mais completo. Também são apresentados os principais estudos empíricos desenvolvidos até o momento envolvendo a aplicação das *learning curves* ao mercado de energia. Por fim, menciona-se brevemente o efeito *lock-in*, que pode ser resultante do próprio mecanismo de aprendizagem.

1.1 O início da teoria de *learning curves*

O fenômeno da aprendizagem é uma das variáveis-chave no processo de transformação tecnológica. De modo geral, o desempenho técnico e econômico de uma tecnologia aumenta significativamente quando se ganha experiência em lidar com essa tecnologia.

A aprendizagem, ou o ganho de experiência, consiste em um método endógeno de mudança de paradigma, no qual os agentes de determinado setor incorporam o aprendizado obtido com a operação diária na forma de aperfeiçoamento da curva de produção, deslocando para baixo a curva de custos. A aprendizagem vai além do melhor desempenho dos trabalhadores em suas tarefas de produção. Está relacionada, sobretudo, à interação entre ofertantes e demandantes, o que gera significativa transferência de conhecimento com o tempo (COWAN, 2000).

No que diz respeito à terminologia, cabe dizer que “*experience curves*”, ou curvas de experiência, passaram a designar o processo de aprendizado para uma indústria, levando em conta todos os insumos utilizados na produção, enquanto que o termo “*learning curves*” vem sendo mais aplicado para empresas individuais (JUNGINGER *et al*, 2010b) ou para um determinado insumo (KRAWIEC, 1980). Neste estudo, não se fará distinção entre “*experience*” e “*learning*” e o termo adotado genericamente para representar todos os casos descritos será “*learning curves*”.

Wright (1936) descreveu o fenômeno da aprendizagem pela primeira vez, no setor de fuselagem. O custo unitário do trabalho na manufatura de fuselagem declinou significativamente com o acúmulo da experiência dos trabalhadores. Mais precisamente, cada vez que o produto acumulado – no caso, aeronaves produzidas – dobrava, o autor observava que o custo do trabalho se reduzia em uma taxa constante, a chamada “taxa de aprendizagem”, que poderia ser estimada matematicamente. Notadamente, a observação de Wright dizia respeito ao processo mais tarde chamado de “*learning by doing*”, ou “aprender fazendo”.

O governo norte-americano e as empresas produtoras de aeronaves se interessaram pelas descobertas de Wright, especialmente após a Segunda Guerra Mundial, quando foram empreendidos diversos estudos para verificar o desempenho da produção e para precificar as aeronaves. Formulações diferentes foram propostas para estimar a taxa de aprendizagem, entre elas, (i) a curva de aprendizado unitária e (ii) a curva de aprendizado acumulada média (DEPARTMENT OF DEFENSE OF UNITED STATES, 2012).

A curva de aprendizado unitária pode ser definida como se segue na equação (1).

$$C = C_0 Y^{-\alpha_1} \quad (1)$$

Sendo:

C = custo unitário de produzir a última unidade

C_0 = custo teórico da primeira unidade

Y = unidade de produção

α_1 = constante que representa a elasticidade do custo unitário em relação à produção

Cabe dizer que C_0 é chamado de custo “teórico” porque, normalmente, se desconhece o custo da primeira unidade produzida. Pode ser comparado ao valor do intercepto em um gráfico no qual o custo está no eixo vertical e a produção no eixo horizontal, pois representaria o valor aproximado da produção da primeira unidade.

Por outro lado, a curva de aprendizado acumulada média corresponde ao modelo de Wright propriamente dito (equação 2). Quando o volume acumulado de unidades produzidas dobra, o custo unitário médio decresce a uma taxa percentual constante.

$$C = C_0 N^{-\alpha_2} \quad (2)$$

Sendo:

C = custo unitário de produzir a última unidade

C_0 = custo teórico da primeira unidade

N = produção acumulada

α_2 = constante que representa a elasticidade do custo unitário em relação à produção acumulada

A diferença entre esta curva e a previamente definida está na unidade de produção: a curva de aprendizagem unitária faz uso da produção ao longo do tempo, enquanto a curva de aprendizagem acumulada utiliza a produção acumulada ao longo do tempo. Para clarificar essa diferença, será adotada a letra “ N ” para a produção acumulada e “ Y ” para a produção em nível. Alguns autores ainda utilizam a capacidade instalada acumulada (SARK *et al*, 2010a) ou o investimento acumulado² (ARROW, 1962), ao invés da produção, como aproximação de experiência acumulada ao longo do período.

Neste presente trabalho, entende-se que o conhecimento acumulado é a variável que teria o condão de afetar a curva de custos e, portanto, será adotada a definição de Wright de curva de aprendizado, isto é, as variáveis devem estar em termos acumulados. Consequentemente, a derivação matemática da taxa de aprendizado aqui exposta seguirá nestes termos.

A ideia por trás do modelo de curva de aprendizado é a seguinte, Conforme o volume acumulado de unidades produzidas dobra, a experiência aumenta e o custo por unidade decresce por uma taxa percentual constante. Assim, supondo que N no instante 1 seja definido como N_a e no instante 2 como N_b , no caso de a produção acumulada dobrar (TSUCHIYA, 2000), pode-se escrever as seguintes relações apresentadas na equação (3), equação (4) e equação (5):

$$N_b = 2N_a \quad (3)$$

$$F = \frac{C_b}{C_a} = \frac{C_0}{C_0} \left(\frac{N_b}{N_a} \right)^{-\alpha} = 2^{-\alpha} \quad (4)$$

$$Lr = 1 - F = 1 - 2^{-\alpha} \quad (5)$$

Sendo:

F é a taxa de progresso quando a produção acumulada dobra

Lr é quanto decresce o custo quando a produção acumulada dobra

A taxa de progresso F , usualmente, é pequena em tecnologias intensivas em capital e grande em tecnologias intensivas em trabalho. Há que se ressaltar ainda que, embora de grande

² Arrow utilizou a produção acumulada de bens de capital como *proxy* de investimento acumulado.

utilidade para avaliar o desempenho das diversas tecnologias e prever custos futuros, os modelos de *learning curves* nada dizem sobre o tempo, isto é, em que data específica a produção acumulada dobra.

Na prática, há uma dificuldade adicional de operacionalizar a estimação das curvas de aprendizado. Informações sobre custos de produção dificilmente são de acesso público e, por isso, costuma-se utilizar o preço como aproximação para custo. Em mercados estáveis e competitivos, se a margem de lucro for constante, as curvas de aprendizado baseadas no preço devem ter a mesma inclinação das curvas baseadas nos custos. Na realidade, a trajetória do preço pode ser caracterizada por fases, ou seja, o preço regride por patamares conforme a produção acumulada aumenta (ABELL e HAMMOND, 1979; BODDE, 1977; AYRES e MARTINÀS, 1992; BOSTON CONSULTANCY GROUP, 1970; CLAESON, 2000).

A Figura 1 abaixo ilustra as diferentes fases de lançamento de uma nova tecnologia e os preços e custos teóricos esperados (BOSTON CONSULTANCY GROUP, 1970). Na fase de desenvolvimento (ou “*development*”, conforme denominação do Boston Consultancy Group), o custo pode ser superior ao preço. Na fase de estabelecimento, é possível manter um guarda-chuva de preços (“*price umbrella*”), ou seja, preços acima dos custos, porque não há muitos entrantes e os que entram possuem custos muito elevados. Conforme o mercado vai crescendo, a competição aumenta e há uma disputa por posicionamento no mercado (“*shakeout*”). Nesta fase, os preços declinam rapidamente. Por fim, na fase de estabilidade (“*stability*”), as margens de lucro retornam ao nível normal e os preços passam a acompanhar a curva de custos.

Figura 1. Relação entre custos e preços

Fonte: adaptação de Boston Consultancy Group (1970).

É possível compreender, a partir do que foi exposto, que, caso a tecnologia esteja em qualquer fase que não seja a de estabilidade, os preços podem ter comportamento diferente da curva de custos (LIPMAN e SPERLING, 2000; JENSEN e DANNEMAND, 2004). Mais do que isso, pode-se contestar o fato de que, mesmo na fase de estabilidade, preço e custo sempre apresentam trajetórias proporcionais de queda. Isso porque, em primeiro lugar, a Figura 1 pode compor apenas um dos diversos ciclos de desenvolvimento do produto. Caso sejam realizados aprimoramentos no produto, o ciclo deve se repetir quantas vezes forem necessárias. Logo, a fase de estabilidade pode não ser para sempre (JUNGINGER *et al*, 2010c).

Em segundo lugar, notadamente, nem todos os fatores que determinam preços compõem a estrutura de custos de um determinado energético e vice-versa. O custo, além da tecnologia empregada e da escala de produção, é determinado por fatores como a variação de preço dos insumos e dos salários. Porém, nem sempre o aumento de preços dos insumos e de salários é repassado aos preços do produto. No curto prazo, espera-se que haja alguma rigidez para o repasse, enquanto, no longo prazo, condições concorrenciais e até mesmo regulatórias podem dificultar o repasse completo.

Por sua vez, como explicam Sark *et al* (2010a), o preço depende sobremaneira das condições de demanda. Uma mudança regulatória, comportamental ou financeira dos consumidores pode fazer com que a demanda por determinado energético aumente rapidamente, gerando pressão positiva sobre os preços. Ademais, a depender do tipo de tecnologia, o preço é mais ou menos afetado pelas condições climáticas no momento de exploração e produção. A presença de chuva, sol, vento, neve pode afetar a disponibilidade de oferta do energético. Importante ressaltar que, embora as condições climáticas possam interferir na escala de produção caso se agravem, afetando também os custos, isso pode ter um impacto menor se o efeito escala tiver um peso pequeno na estrutura de custos do energético.

Apesar dessas disparidades entre custo e preço, não é de todo mal a adoção do preço como alternativa ao custo. Tanto é que diversos autores que versam sobre o tema utilizam essa variável ao invés dos custos. Isso ocorre porque, além da maior disponibilidade de informação, é para o preço que os consumidores olham quando tomam a decisão de adquirir determinada tecnologia, não os custos. Assim, interessa saber quando o preço de uma nova tecnologia encontra o preço de uma tecnologia já estabelecida, mais do que quando os custos se encontram (SARK *et al*, 2010b).

1.2 Aprimoramentos do modelo de *learning curves*

Com o passar dos anos, os modelos de curvas de aprendizagem, antes formulados basicamente em torno do estudo de Wright, foram sendo aprimorados. Passaram a incorporar efeitos até então omitidos ou reunidos sobre o único conceito de aprendizado. Entre esses efeitos, estão a especialização, a escala (BOSTON CONSULTANCY GROUP, 1970) e os investimentos em P&D. O primeiro efeito, especialização, estava contemplado na visão de aprendizado de Wright, embora não explicitamente. Ele constitui o chamado “*learning by doing*”. Já a escala e os investimentos em P&D foram incorporados ao modelo com vistas a diminuir o viés de omissão desses dois importantes efeitos. Investimentos em P&D passaram a ser reconhecidos como “*learning by searching*” (KAHOULI-BRAHMI, 2008).

Para inserir os dois efeitos, pode-se recorrer à função de produção Cobb-Douglas, tal como mostra Berndt (1991). Uma função Cobb-Douglas depende dos seguintes fatores: conhecimento tecnológico (A), insumos (x_i) e elasticidades do produto relativas a cada insumo (θ_i), como mostra a equação (6). É uma função multiplicativa, em que seus coeficientes dizem respeito aos retornos de escala (r) – equação (7):

$$Y = A \prod_i (x_i^{\theta_i}) \quad (6)$$

$$r = \sum_i \theta_i \quad (7)$$

Se $r > 1$, os retornos de escala são crescentes. Isso significa que o custo unitário $c = \frac{C}{Y}$ é decrescente, pois, quando os insumos, por exemplo, dobram, o produto mais do dobra. No caso de $r < 1$, os retornos de escala são decrescentes (e o custo unitário é crescente). Por fim, se $r = 1$, os retornos de escala são constantes (o custo unitário é constante).

A função custo, em seu turno, pode ser escrita como na equação (8):

$$C = \sum_i (x_i p_i) \quad (8)$$

Sendo:

C = custo de produção

x = quantidade de insumo

p = preço do insumo

i = insumo

Para exemplificação, suponha que a $i = 3$, ou seja, necessita-se de três insumos para produzir Y . Pode-se, então, reescrever as Equações (6), (7) e (8) como as Equações (9), (10) e (11) abaixo:

$$Y = Ax_1^{\theta_1} x_2^{\theta_2} x_3^{\theta_3} \quad (9)$$

$$r = \theta_1 + \theta_2 + \theta_3 \quad (10)$$

$$C = p_1 x_1 + p_2 x_2 + p_3 x_3 \quad (11)$$

Minimizando a equação (11) por meio de uma função de Lagrange (SIMON e BLUME, 2008), tem-se a equação (12):

$$\min L(x_1, x_2, x_3, \lambda) = p_1 x_1 + p_2 x_2 + p_3 x_3 + \lambda [Y - Ax_1^{\theta_1} x_2^{\theta_2} x_3^{\theta_3}] \quad (12)$$

As derivadas parciais em relação a x_1 , x_2 , x_3 e λ são apresentadas nas equações (13), (14), (15) e (16):

$$\frac{\partial L}{\partial x_1} = p_1 - \lambda \left[A \theta_1 \frac{x_1^{\theta_1-1}}{x_1} x_2^{\theta_2} x_3^{\theta_3} \right] = p_1 - \lambda \theta_1 \frac{Y}{x_1} = 0 \quad (13)$$

$$\frac{\partial L}{\partial x_2} = p_2 - \lambda \left[A x_1^{\theta_1} \theta_2 \frac{x_2^{\theta_2-1}}{x_2} x_3^{\theta_3} \right] = p_2 - \lambda \theta_2 \frac{Y}{x_2} = 0 \quad (14)$$

$$\frac{\partial L}{\partial x_3} = p_3 - \lambda \left[A x_1^{\theta_1} x_2^{\theta_2} \theta_3 \frac{x_3^{\theta_3-1}}{x_3} \right] = p_3 - \lambda \theta_3 \frac{Y}{x_3} = 0 \quad (15)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = Y - Ax_1^{\theta_1} x_2^{\theta_2} x_3^{\theta_3} = 0 \quad (16)$$

É possível reescrever as derivadas parciais isolando x_i como mostram as equações (17), (18) e (19):

$$x_1 = \lambda \theta_1 \frac{Y}{p_1} \quad (17)$$

$$x_2 = \lambda \theta_2 \frac{Y}{p_2} \quad (18)$$

$$x_3 = \lambda \theta_3 \frac{Y}{p_3} \quad (19)$$

Dividindo x_2 e x_3 por x_1 , elimina-se λ e pode-se reescrever x_2 e x_3 em termos de x_1 , os preços dos insumos p_i e os parâmetros da função de produção θ_i . Substituindo x_2 e x_3 na equação (16), é possível obter a equação (20) após alguma álgebra:

$$C = r \left[A \theta_1^{\theta_1} \theta_2^{\theta_2} \theta_3^{\theta_3} \right]^{-1/r} Y^{1/r} p_1^{\theta_1/r} p_2^{\theta_2/r} p_3^{\theta_3/r} \quad (20)$$

Se A , o componente tecnológico da função Cobb-Douglas, for determinado em função da experiência (produção acumulada N e parâmetro α), isso pode ser representado conforme na equação 21:

$$A = N^{-\alpha} \quad (21)$$

Substituindo a equação (21) na equação (20), tem-se a equação (22):

$$C = r \left[\theta_1^{\theta_1} \theta_2^{\theta_2} \theta_3^{\theta_3} \right]^{-1/r} [N^{-\alpha}]^{-1/r} Y^{1/r} p_1^{\theta_1/r} p_2^{\theta_2/r} p_3^{\theta_3/r} \quad (22)$$

Dividindo a equação (22) por um deflator da economia [equação (23)], eliminam-se os preços [equação (24)] e se escreve a função em termos reais:

$$Defl = p_1^{\theta_1/r} p_2^{\theta_2/r} p_3^{\theta_3/r} \quad (23)$$

$$\frac{C}{Defl} = C_{real} = r \left[\theta_1^{\theta_1} \theta_2^{\theta_2} \theta_3^{\theta_3} \right]^{-1/r} [N^{-\alpha}]^{-1/r} Y^{1/r} \quad (24)$$

A hipótese que está por trás do modelo apresentado em Berndt (1991) é de que a estrutura de custos da fonte energética se assemelha à estrutura de custos da economia como um todo, pois o peso dos insumos deve ser o mesmo. No caso de esta hipótese ser muito forte, não seria possível utilizar o deflator da economia e se deveriam manter os preços dos insumos, tal como na equação (22) (YU, SARK e ALSEMA, 2010; SÖDERHOLM e SUNDQVIST, 2007).

Se a parte constante da equação, isto é, aquela formada apenas por parâmetros, for chamada de k [equação (25)], a equação (24) passa a ser escrita tal qual a equação (26):

$$k = r \left[\theta_1^{\theta_1} \theta_2^{\theta_2} \theta_3^{\theta_3} \right]^{-1/r} \quad (25)$$

$$C_{real} = k [N^{-\alpha}]^{-1/r} Y^{1/r} \quad (26)$$

Dividindo a equação (26) por Y (*proxy* de escala), tem-se a equação de *learning curves* com escala [equação (27)]:

$$\frac{C_{real}}{Y} = k N^{\alpha/r} \frac{Y^{1/r}}{Y} = k N^{\alpha/r} Y^{(1-r)/r} \quad (27)$$

O P&D (efeito *learning by searching*) pode ser acrescentado na equação de *learning curves* via modificação na equação (21), esta última passando a ser igual à equação (28):

$$A = N^{-\alpha} P D^{-\beta} \quad (28)$$

Sendo que o P&D (ou estoque de P&D - EPD) pode ser obtido separadamente na equação (29), como resultante da multiplicação entre o estoque de investimentos em P&D acumulados até o ano anterior (EPD) e a taxa de depreciação (δ) do estoque dos investimentos em P&D somada aos gastos correntes com P&D (PD) até determinado ano. Para esta última variável, PD, é preciso delimitar qual é o *lag* (definido como x) entre a decisão de inovar (gasto com P&D) e o efeito da inovação (momento no qual é propiciada a redução dos custos).

$$EPD_t = (1 - \delta)EPD_{t-1} + PD_{t-x} \quad (29)$$

Após as devidas substituições, a equação (27), incluindo escala e P&D, passa a ser escrita como a equação (30):

$$\frac{C_{real}}{Y} = kN^{\alpha/r}EPD^{\beta/r}Y^{(1-r)/r} \quad (30)$$

O relacionamento entre P&D e crescimento do produto vem sendo descrito por diversos autores como parte de um círculo virtuoso (WATANABE, WAKABAYASHI e MIYAZAWA, 2000). Ao mesmo tempo em que o crescimento do produto proporciona mais recursos para investimentos em P&D, as consequências dos investimentos em pesquisa e desenvolvimento se refletem em efeitos positivos sobre o crescimento do produto.

No modelo de *learning curves*, essa variável explicativa adicional implica a estimação de um novo parâmetro, o qual permitirá medir o impacto sobre os custos de se dobrar os investimentos em gastos em P&D acumulados. A segregação entre estes dois efeitos é necessária para não gerar a sobre-estimação do efeito do *learning by doing*, o que poderia majorar a taxa de progresso (BERNDT, 1991; KAHOUli-BRAHMI, 2009; SARK *et al*, 2010a). Mais do que isso, a estimação da taxa de *learning by searching* permite a análise da alocação ótima de recursos de P&D entre as tecnologias concorrentes (SÖDERHOLM e SUNDQVIST, 2007).

Contudo, a inclusão da equação (29) esbarra em problemas operacionais. Diversos autores tentaram estimá-la (WATANABE, WAKABAYASHI e MIYAZAWA, 2000; MIKETA e SCHRATTENHOLZER, 2004; KLAASSEN *et al*, 2005), mas os resultados são sensíveis às taxas de depreciação e aos *lags*, ambos definidos *a priori*.

Há que se dizer que a separação entre os efeitos *learning by doing*, escala e *learning by searching* tem sido questionada, tanto do ponto de vista da teoria organizacional, quanto da metodologia científica (NEUHOFF, 2008; WENE, 2008; JUNINGER *et al*, 2010c; LENSINK, KAHOUli-BRAHMI e SARK, 2010). Em primeiro lugar, do lado da teoria

organizacional, os esforços do governo de alocar recursos para P&D em determinado setor, como o de energia, faz com que sejam destinados menos investimentos em P&D aos demais setores. Isso tem como consequência o atraso do crescimento econômico e a queda da demanda de energia, que é alimentada pela economia. Este “*crowding out*” dos investimentos públicos entre os diversos setores pode ser contraprodutivo³.

Em segundo lugar, do ponto de vista da metodologia científica, pode ser difícil separar o efeito aprendizado do efeito escala. Na maior parte dos casos, os efeitos estão sobrepostos: o efeito escala ocorre mediante vários passos e, entre cada passo, o aprendizado adquirido é incorporado para a próxima geração de tecnologia. Assim, ainda é um desafio quantificar os diferentes efeitos adequadamente.

Por fim, cabe uma crítica a respeito do uso conceitual da *learning curve* no âmbito da metodologia científica. Em tese, pode ser utilizada para trazer contribuições à política de inovação, na medida em que fornece uma previsão de custos. Contudo, seria bastante difícil falsear o resultado. No caso, por exemplo, de não se verificar a redução prevista dos custos quando se dobra a produção acumulada, poder-se-ia argumentar que não houve investimentos suficientes em P&D. Assim, as empresas podem inflar as expectativas, prometendo reduções de custos inviáveis, para atrair investimentos⁴.

1.3 Estudos empíricos para diferentes fontes de energia

Segundo Claeson (2000), a taxa de progresso⁵ pode variar muito entre as tecnologias, mas a taxa de progresso típica está em torno de 65 a 95%. Já a média fica em torno de 81%. O autor também afirma que tecnologias com custos constantes ou crescentes apresentam taxas de progresso maiores. Isso porque apresentam maiores ganhos em eficiência, segurança e desempenho ambiental, como ocorreu com as plantas nucleares nos primeiros anos.

É possível que algumas tecnologias apresentem taxa de progresso maior do que 100% (e, consequentemente, taxas de aprendizagem negativas), caso em que o custo aumenta quando

³ Esse efeito não é observado em mercados onde os investimentos em P&D são realizados apenas por empresas privadas e não é tão nítido quando tanto empresas privadas como públicas realizam tais investimentos.

⁴ Em mercados onde os investimentos em P&D são obrigatórios e definidos *a priori*, esse efeito não é observado.

⁵ A taxa de progresso é igual à unidade menos a taxa de aprendizado. Assim, se a taxa de aprendizado é 20%, a taxa de progresso é 80%.

dobra a quantidade produzida acumulada. Em geral, estas tecnologias estão associadas a alguns fatores particulares. Para Junginger *et al* (2010d), o principal fator seria a presença de custos crescentes durante os primeiros estágios de desenvolvimento que fazem com que, na média do período, se encontre uma taxa de progresso acima de 100%.

Para McDonald e Schrattenholzer (2001), dois fatores podem explicar uma taxa de progresso acima de 100%: (i) a utilização de preços determinados em mercados oligopolizados como *proxy* de custos; e (ii) a depreciação da taxa de aprendizado. O primeiro fator é percebido no curto prazo e, portanto, se de fato constituir a explicação para a elevada taxa de progresso, deve-se desconsiderar a taxa de progresso encontrada. Para esta situação específica, os preços não estão fornecendo informação a ser levada em conta em modelos de longo prazo (de *learning curves*) e, em seu lugar, deve-se utilizar o custo.

Em seu turno, o segundo fator diz respeito à hipótese de “*organizational forgetting*”, ou simplesmente “*forgetting*”, na qual o capital humano se deprecia (JABER e BONNEY, 1997; ANZANELLO e FOGLIATTO, 2011). Conforme os trabalhadores vão sendo substituídos por outros – por serem demitidos ou por se aposentarem –, a experiência adquirida na execução das tarefas vai se depreciando. Por causa disso, os custos não declinam uniformemente com o tempo. Em épocas de queda de produção, o processo de demissões de grande quantidade de trabalhadores pode levar à perda do conhecimento acumulado. Contudo, quando a produção volta a crescer, dificilmente é possível recontratar os mesmos trabalhadores e a empresa não recupera o conhecimento perdido. Este fator é percebido apenas no longo prazo e pode ter papel fundamental na análise. Neste caso, alguns autores recomendam não deixar a depreciação omitida no modelo, como, por exemplo, inserindo uma variável que represente os choques na produtividade do trabalho na equação (BANKARD, 2000), como os dias de pausa na produção (JABER e BONNEY, 1997).

Ainda, Sark *et al* (2010) afirmam que é comum plantas geradoras de energia elétrica apresentarem taxas de progresso maiores de 100%, pois combinam o aprendizado de todos os componentes, inclusive o da construção. Contribuindo nesta discussão, Neij (1997) já havia notado que as plantas a carvão e plantas nucleares observaram custos crescentes, pois, conforme o tempo passa, mais medidas de segurança contra acidentes e riscos ambientais são implantadas.

A seguir são apresentados alguns estudos que buscaram estimar a taxa de progresso das fontes energéticas. A literatura levantada não é exaustiva, mas é capaz de mostrar dois principais

aspectos: (i) a maior parte dos estudos se refere a fontes renováveis modernas, pois são aquelas tecnologias que apresentam taxas de aprendizado mais elevadas; e (ii) as taxas encontradas pelos diversos autores são bastante semelhantes, embora a metodologia e o período de análise variem.

1.3.1 Energia fotovoltaica

A energia fotovoltaica, juntamente com a energia eólica, corresponde à fonte para a qual é realizada a maior parte das aplicações de *learning curves*. Isso decorre da percepção dos agentes de que a fotovoltaica vem passando por uma acelerada redução de custos ao longo dos anos, principalmente em função: (i) do aperfeiçoamento das técnicas de geração de energia, que permitiram maior nível de energia gerada a partir de um metro quadrado de placa solar; (ii) da redução da quantidade de silício necessária para a produção das placas solares; (iii) da queda do preço do silício; (iv) da diminuição do custo de capital dos módulos solares; e (v) do aumento da área dedicada para a produção, reduzindo o custo unitário (Nemet, 2006).

Para além do fato de ser a fonte com maiores aplicações de *learning curves*, cabe dizer também que as primeiras aplicações dos modelos de *learning curves* ao mercado de energia⁶ buscaram tratar da energia fotovoltaica (KRAWIEC e FLAIM, 1979; KRAWIEC, THORNTON e EDESESS, 1980). Esses primeiros estudos pretendiam explicar os custos dos componentes das placas fotovoltaicas. Os autores utilizaram dados americanos da década de 1960 e parte da década de 1970, em modelos univariados (“*one-factor learning curves model*”), isto é, que continham apenas uma variável explicativa, a produção acumulada. As aproximações de taxa de progresso encontradas foram de 94 a 97%.

Para esta fonte, muitos estudos foram feitos posteriormente. Neij (1997), por exemplo, adotou um modelo multivariado (isto é, com mais de uma variável explicativa) para analisar a trajetória dos custos da geração de eletricidade por painéis fotovoltaicos. Tal custo seria explicado pela capacidade acumulada, pelo custo de capital, pelo fator de capacidade e pelos custos de operação e manutenção. Com dados da Dinamarca, para o período entre 1980 até 1989, o autor encontrou taxa de progresso de 80%.

Para o Japão, país com forte política incentivadora da energia fotovoltaica, Tsuchiya (2000) buscou identificar o aprendizado ocorrido por esta tecnologia entre 1979 e 1998. A partir do

⁶ Antes disso, o Boston Consultancy Group (1970) realizou uma análise de *learning curves* para diversos setores, entre eles, aqueles relacionados à indústria da energia: (i) silício (taxas de progresso de 70 a 90%); (ii) petróleo (da mesma forma, apresentando taxas de progresso de 70 a 90%); e (iii) energia elétrica (com taxas de progresso entre 70 e 80%).

custo do módulo e da produção acumulada de eletricidade gerada, o autor pôde estimar a taxa de progresso, que foi de 84% no período.

A partir dos anos 2000, estudos com modelos de aprendizado com duas variáveis explicativas, chamados “*two-factor learning curves models*”, se tornaram mais difundidos na literatura. Watanabe (2000), por exemplo, com vistas a calcular a taxa de progresso da tecnologia fotovoltaica no Japão entre 1976 e 1995, utilizou duas variáveis, a produção acumulada de células solares e os gastos em P&D. Na ausência de informações sobre o custo, o autor utilizou os preços. As informações a respeito da depreciação dos investimentos em P&D (de 20% ao ano) e o *lag* entre P&D e sua comercialização (de 2,8 anos) foram obtidas por meio de pesquisa realizada com, respectivamente, 28 e 57 empresas. Entre os resultados do autor, destacam-se: (i) a taxa de progresso ficou em torno de 80%; e (ii) identificou-se a existência de um ciclo virtuoso entre P&D e dinamismo industrial.

De forma semelhante a Watanabe (2000), Miketa e Schrattenholzer (2004) aplicaram um modelo de “*two-factor learning curve*”, acrescentando o efeito P&D ao modelo tradicional. Os autores encontraram uma taxa de *learning by doing* de 17,5% (o equivalente à taxa de progresso de 82,5%) e de *learning by searching* de 10%. O P&D, segundo os autores, tende a fazer mais efeito apenas quando a tecnologia já se difundiu no mercado.

Assim como os dois trabalhos já citados, Isoard e Soria (2001) também adotaram o *two-factor learning curves model*. Contudo, estes autores, ao invés de inserir os gastos em P&D, optaram por utilizar o efeito escala para explicar o comportamento dos custos. Assim, em seu modelo, utilizando dados mundiais entre 1976-1994, o preço dos módulos era explicado pela capacidade instalada acumulada e pela capacidade instalada (*proxy* de efeito escala). Os autores encontraram taxa de progresso de 72% e retornos de escala decrescentes (entre 0,7 e 0,97). Conforme as conclusões dos autores, as deseconomias de escala reduziram o efeito aprendizado na energia fotovoltaica em 20%.

Kahouli-Brahmi (2009) adotou um *multi-factor learning curve*, com dados globais entre 1977 e 1997, em que o custo unitário do investimento em plantas fotovoltaicas é explicado pela capacidade acumulada (*proxy* de *learning by doing*), capacidade (escala) e estoque de gastos em P&D (*learning by searching*). Segundo o autor, a energia fotovoltaica se caracteriza como emergente (do inglês “*emerging energy technology*”), tendo sua difusão limitada e, por isso, exibindo retornos decrescentes de escala. Para além disso, o autor encontrou baixas taxas de *learning by doing* e *learning by searching*, respectivamente, de até 7% e 3%.

Yu, Sark e Alsema (2011) propuseram um modelo diferente de “*multi-factor learning curve*”, no qual estão contemplados o efeito escala e também o preço dos insumos, além do efeito *learning by doing* (produção acumulada). Os dados utilizados foram mundiais, no período que abrange os anos de 1976 a 2006. Os autores estimaram três modelos, cada um referente a um período de cerca de dez anos (1976-1986, 1987-1997, 1998-2006). Entre os resultados encontrados, destacam-se: (i) a taxa de *learning by doing* foi mais alta entre 1976-1986, de 13,5%, embora o efeito escala não fosse significativo nesse período; (ii) no período seguinte, 1986-1997, a taxa de *learning by doing* se reduziu ainda mais, para 6%, e a escala passou a ter efeito negativo sobre os custos; (iii) posteriormente, entre 1998-2006, a taxa de *learning by doing* atingiu apenas 3% e o efeito escala passou a ser ligeiramente maior, contribuindo para a queda dos custos; e (iv) a queda nos preços dos insumos contribuiu para o declínio dos custos em praticamente todos os períodos.

Interessante notar que a taxa de progresso tende a se reduzir conforme a tecnologia amadurece. Isso ocorre devido à estabilização do mercado em níveis competitivos, onde se torna mais difícil reduzir custos devido ao aumento do aprendizado. Corroborando essa tese, Parente, Goldemberg e Ziles (2002) avaliaram a curva de aprendizado da tecnologia fotovoltaica entre as décadas de 1980 e 1990 e identificaram uma quebra estrutural no preço mundial do módulo de energia fotovoltaica em 1990. Segundo o estudo dos autores, a década de 1980 apresentava taxa de progresso em torno de 80%, passando para 77% entre 1991 e 2000.

Ainda, passou a ser uma preocupação dos pesquisadores de *learning curves* identificar o momento em que a energia fotovoltaica se tornaria competitiva. Poponi (2003) utiliza o modelo de *learning curves* para identificar qual é o nível de produção acumulada de equipamentos necessário para alcançar o preço de *break-even*, assumindo diferentes cenários de tendência conjunta entre preço e produção acumulada. Conforme a autora, diante de taxas de progresso de 80%, a energia fotovoltaica poderá entrar no nicho de aplicações para edifícios sem incentivos em 2025.

Zwaan e Rabl (2004) adotaram um modelo simples de *learning curves* e encontraram uma taxa de aprendizado entre 15 a 30%. O range varia de acordo com o subperíodo analisado entre os anos estudados, 1976 a 1996. Para os autores, apenas depois de 2020 seria possível que o custo se reduzisse a ponto de tornar a energia fotovoltaica competitiva frente às tecnologias convencionais. Apontam também que políticas voltadas para a construção de um

sistema com base nessa fonte se justificariam na medida em que seu consumo evitaria externalidades negativas das fontes convencionais, como a poluição.

Bhandari e Stadler (2009) realizaram um estudo para uma cidade da Alemanha no qual projetaram o preço dos módulos solares a partir da taxa de progresso e encontraram em qual ano a energia fotovoltaica deve encontrar paridade com o valor da eletricidade gerada a partir de fontes convencionais. Embora os autores tenham encontrado uma taxa de 95%, utilizaram cenários de taxas de progresso, que variavam entre 70 a 90%, conforme a literatura consultada pelos autores. No estudo, foi encontrado que a paridade com o preço da eletricidade ao usuário final deveria ser atingida cinco anos depois (em 2014) e, com o preço da eletricidade no atacado, em 2023.

Zhang *et al* (2012) identificam por meio do modelo tradicional de *learning curves* aplicado à China que a energia fotovoltaica seria competitiva antes de 2025. Os autores ainda destacam que os subsídios apenas adiantariam em dois anos a paridade com o *grid* atual da China e, portanto, devem ser repensados.

Muitos estudos vêm sendo realizados para a energia fotovoltaica, como mostram Sark *et al* (2010b) em seu trabalho – cujo objetivo era reunir resultados de vários trabalhos voltados à estimação da taxa de progresso da energia fotovoltaica. No levantamento destes autores, a taxa de progresso se situou em torno de 74 e 84%, com apenas duas exceções: um estudo para a Alemanha, no qual a taxa obtida entre 1992 e 2001 foi de 95%, e um estudo para a União Europeia, em que a taxa encontrada foi de 65% para o período entre 1980 e 1995.

O estudo de McDonald e Schrattenholzer (2001) também realizou um levantamento de obras de terceiros dedicadas à estimação da taxa de aprendizado da energia solar e fotovoltaica. Nele, apontou três obras do International Energy Agency – IEA (2000), utilizando dados até a década de 90. Para os países europeus, o IEA encontrou taxas de aprendizado entre 35 e 21%, a depender do início do período analisado. Já utilizando dados mundiais, o IEA encontrou taxa de 18% entre 1976 e 1992, valor bastante próximo artigo de Harmon (2000), de 20%, também apontado por McDonald e Schrattenholzer. Para dados americanos, os autores indicaram a taxa encontrada por Maycock e Wakefield (1975), que, para o período 1959-1974, foi de 22%.

Kahouli-Brahmi (2009) fez levantamento semelhante a Sark *et al* e a McDonald e Schrattenholzer. Seu estudo aponta diversos artigos que calcularam a taxa de aprendizado. Williams e Terzian (1993), por exemplo, calcularam taxa de 18% a partir de dados globais

entre 1976 e 1992. Para países europeus, Wene (2000), outro autor apresentado por Kahouli-Brahmi, estimou taxa mais elevada, de 35%, em um modelo cujo período corresponde aos anos entre 1985 e 1995. Nos Estados Unidos, a taxa de aprendizado, entre 1976 e 1995, encontrada por Mackay e Probert (1998) foi de 18%, se mantendo neste patamar mesmo para um período pouco mais extenso, entre 1975 e 2000, segundo o estudo de Kobos, Erickson e Drennen (2006) - ambos apontados em Kahouli-Brahmi.

Uma conclusão possível de ser tirada é que, embora os autores que versam sobre este tema utilizem variáveis, períodos e localizações diferentes, os estudos apresentam taxas de aprendizado muito semelhantes – em torno de 20%. As variáveis frequentemente escolhidas para representar o custo unitário são: custo da célula, custo do módulo, preço de venda da energia gerada e preço do investimento. Em seu turno, para *proxy* de experiência, podem-se citar a capacidade produtiva acumulada e a energia produzida acumulada.

1.3.2 Energia eólica

A energia eólica é a segunda tecnologia mais citada na literatura de *learning curves*. Isso porque o custo de produção dessa tecnologia vem se reduzindo significativamente e grande parte dessa redução está associada aos efeitos *learning by doing*, *learning by searching* e escala. Por exemplo, o custo da turbina se reduziu mais de 50% em 30 anos (JUNGINGER *et al*, 2010a). A turbina adquiriu proporções de tamanho maiores, produzindo mais e reduzindo o custo unitário (LAKO, 2010a). Ademais, com os incentivos governamentais, viabilizou-se o aumento da escala de produção da energia eólica.

Como, tipicamente, os custos da turbina respondem por 65 a 85% dos custos totais, diversos autores utilizam essa variável como *proxy* para custos totais (JUNGINGER, FAAIJ e TURKENBURG, 2005).

O estudo de Neij (1997) é um exemplo. Nele, calculou-se uma taxa de progresso de 96% para turbinas eólicas entre 1982 e 1995. A autora antecipou que para ocorrer a difusão dessa tecnologia seria preciso aumentar a escala, melhorar o *design* do aerofólio e o desempenho dos geradores.

Neij (1999) explicou também que o salto da capacidade de geração das turbinas, o aumento do diâmetro do rotor e da altura e a redução do peso da torre e do rotor permitiram a redução do custo unitário. Ademais, o aumento da eficiência melhorou o desempenho da turbina. Em um modelo univariado, a autora utiliza dados de custos das turbinas e as vendas acumuladas,

encontrando uma taxa de progresso de 92%. A autora explica que, comparada com outras tecnologias, o custo de produção da energia eólica se reduz mais lentamente. A razão disso está relacionada à rápida introdução de novos modelos de turbinas, limitando o efeito da experiência e retardando a queda dos custos.

Em um terceiro estudo, Neij (2000) avalia a redução do preço da turbina em plantas de tamanhos variados, usando um modelo de apenas uma variável. Ao invés de utilizar a produção acumulada como variável explicativa, o estudo fez uso do número acumulado de turbinas vendidas entre 1982 e 1997. A taxa de progresso encontrada variou de 92% a 101%, a depender do subperíodo analisado e do tamanho da planta.

Já Durstewitz e Hoppe-Kilpper (2000) utilizaram a capacidade instalada acumulada como variável explicativa no modelo de *learning curves* e o preço das turbinas como *proxy* para custo. A taxa de progresso encontrada pelos autores também foi de 92% entre 1990 e 1998.

Claeson (1999) aplicou o modelo de *learning curves* para a Alemanha, país onde foram promovidos pesquisas e programas de incentivos ao progresso da energia eólica durante anos. Com dados de preços das turbinas e capacidade acumulada para o período que abrange 1990 a 1998, os autores encontraram, por meio de um modelo econométrico univariado, a mesma taxa de progresso dos estudos apresentados previamente, de 92%.

Conforme apresentado no estudo de Kahouli-Brahmi (2009), o artigo de Durstewits e Hoppe-Kilpper (2000) corrobora o entendimento de que a taxa de progresso na Alemanha era bastante baixa na década de 90, em torno de 8%. Já para os Estados Unidos, Mackay e Probert (1998), Kobos, Erickson e Drennen (2006) e Wene (2000) encontraram taxas de 14%, 15% e 18%, respectivamente, conforme aponta Kahouli-Brahmi. Jensen e Dannemand (2004) avaliaram o efeito aprendizado na Dinamarca, entre 1981 a 2000. Os autores buscaram explicar a redução do custo das turbinas por meio de um modelo univariado, pelo qual encontraram taxa de progresso de 88%.

Junginger, Faaij e Turkenburg *et al* (2005) utilizam dados do Reino Unido e da Espanha, entre 1991 a 1999, com vistas a representar tamanhos variados dos parques eólicos. Enquanto no Reino Unido predominavam parques eólicos de pequeno porte à época, de até 7 MW, na Espanha existiam fazendas de grande porte, com capacidade de gerar mais de 100 MW. Assim, usando modelos univariados, os autores obtiveram taxas de progresso de 81 e 85%, respectivamente, para Reino Unido e Espanha. O resultado dos autores pode ser um indicativo

de que o pequeno parque do Reino Unido estava em uma fase de aprendizado menos avançada do que o já estabelecido parque espanhol.

Em uma aplicação para o Brasil, Ricosti e Sauer (2013) calcularam a taxa de progresso da energia eólica em um modelo univariado para 2006 a 2011. Entre os resultados dos autores, destacam-se: (i) a taxa de progresso era de 83% no período; e (ii) o custo da produção da energia eólica representava 57% do total dos custos das termelétricas, indicando que a energia eólica já seria competitiva no Brasil.

Alguns autores optaram pelo modelo de *two-factor learning curves*, sendo que um dos dois fatores a explicar a trajetória dos custos costuma ser a capacidade (ou produção) acumulada e o segundo fator pode ser a escala ou os gastos com P&D. Isoard e Soria (2001), por exemplo, utilizaram como variáveis explicativas a capacidade acumulada e a escala, para as tecnologias eólica e fotovoltaica. Para a energia eólica, com dados europeus entre 1981-1995, encontraram taxa de progresso de 83% e retornos decrescentes de escala. Conforme os autores, as deseconomias de escala podem ter reduzido os efeitos de aprendizado desta fonte em 35%.

Klaassen *et al* (2005) também adotaram um modelo de duas variáveis explicativas, a produção acumulada e os gastos com P&D. Os autores avaliaram a taxa de progresso de parques eólicos na Dinamarca, Alemanha e Reino Unido – países que vêm encorajando a produção e o consumo de energia eólica há anos, inclusive incentivando a pesquisa. Portanto, é razoável supor que os gastos com P&D ajudem a explicar a redução do custo das turbinas nestes países. Os autores consideraram que o *lag* entre a efetivação dos investimentos em P&D e o reflexo nos custos seria de dois anos e que a taxa de depreciação podia ser fixada em 3% ao ano. Em um modelo econométrico em painel, com dados dos três países para 1986 a 2000, os autores encontraram taxa de *learning by doing* de 5,4% e de *learning by searching* de 12,6%, mais baixas do que as taxas dos estudos apresentados previamente.

Söderholm e Sundqvist (2007) também utilizaram um modelo de *two-factor learning curves*, mas, diferente de Klaassen *et al* (2005), incluíram a capacidade acumulada e os gastos em P&D. Foram adotados *lags* de dois anos e taxa de depreciação de 3% para a variável P&D. Como *proxy* dos custos, os autores testaram o preço da eletricidade produzida com energia eólica e os custos de investimento. Foram utilizados dados da Dinamarca, Alemanha, Espanha e Reino Unido, para a década de 1990. Testaram-se diversas especificações, isto é: (i) com e sem P&D; (ii) modelos tratando endogeneidade entre as variáveis *output* (preço da

eletricidade e/ou custos do investimento) e as variáveis *input* (capacidade acumulada e P&D); e ainda (iii) a introdução de uma variável de tendência temporal linear.

Segundo os autores, a inclusão do efeito P&D altera marginalmente a taxa de *learning by doing* da energia eólica, que passa de 3% para 3,8%. Por sua vez, a taxa de *learning by searching* ficou em torno de 13 a 18%. Nos modelos com correção para endogeneidade, a taxa de *learning by doing* passa para 7,6%, mas a taxa de *learning by searching* se mantém ao redor de 3%. Ao incluir uma tendência temporal, praticamente toda a variação do modelo relativa ao P&D deixou de ser significativa e passou a ser representada pela tendência, ou seja, a tendência “capturou” o efeito do P&D.

Papineau (2006) utilizou dados da Dinamarca e da Alemanha, da década de 1990, para estimar um *multi-factor learning curves model*, em que as variáveis explicativas eram a capacidade acumulada, a eletricidade gerada acumulada, a quantidade vendida de turbinas acumulada e uma tendência temporal. Foi encontrada uma taxa de progresso de 97%, bastante inferior aos demais modelos que não incluem a variável de tendência temporal.

Kahouli-Brahmi (2009) adotou um *multi-factor model*, com dados globais, entre 1977 e 1997, trazendo como *inputs* as variáveis capacidade acumulada (efeito *learning by doing*), estoque dos gastos em P&D depreciados (efeito *learning by searching*) e capacidade (efeito escala). O *output* escolhido foi o custo unitário do investimento na usina eólica. O autor identificou deseconomias de escala, que podiam ser explicadas pelo excesso de confiança nos subsídios públicos concedidos durante muitos anos. Tais subsídios poderiam, inclusive, ser responsáveis pela elevada taxa de aprendizado estimada pelo autor: *learning by searching* de 20% e *learning by doing* de 27%, mostrando que seria plausível reduzir custos mediante expansão de capacidade e de atividades de P&D. Por utilizarem dados globais, as taxas foram substancialmente mais altas do que as taxas encontradas na Europa.

Zwann *et al* (2012) trouxeram uma justificativa interessante para as baixas taxas de aprendizagem nos casos europeus. Os autores afirmam que, no âmbito dos modelos de *learning curves*, seria preciso corrigir os custos pela flutuação dos preços dos insumos, em especial, cobre e aço. Isso porque é possível que essas flutuações de preço possam anular os efeitos escala e P&D, que, em tese, reduziriam os custos. Utilizando dados europeus de 1991 a 2005, os autores encontraram uma taxa de *learning by doing* de 5% após fazer a correção. Sem a correção, a taxa ficaria em torno de zero.

Sobre as diferenças entre parques eólicos *onshore* e *offshore*, cumpre citar dois artigos. O primeiro deles é de Junginger *et al* (2010a), no qual os autores compilaram resultados de diversos estudos que buscaram estimar a taxa de progresso para a energia eólica *onshore* entre os anos 1980 e 2000. Embora os estudos variem o subperíodo de análise (uma ou duas décadas) e também as variáveis *input* e *output*, a taxa de progresso se situou entre 81 a 101%. Por sua vez, Lako *et al* (2010a) realizam o levantamento bibliográfico semelhante para a taxa de progresso de plantas eólicas *offshore*. Os autores encontram maior variabilidade nos resultados deste tipo de planta: a taxa de progresso varia de 62 a 113%. Segundo Lako *et al*, as taxas de progresso acima de 100% ocorreram devido ao fato de que os autores estudados usaram o preço ao invés dos custos e, durante o período analisado, houve um descolamento entre preço e custo devido à falta de competição entre os fabricantes de turbinas.

Além desses dois artigos, diversos outros estudos se dedicaram a compilar as taxas de progresso calculadas por terceiros. McDonald e Schrattenholzer (2001) mostraram que, entre as décadas de 70 e 90, a taxa de aprendizado nos países europeus ficou entre 4-8% (casos da Dinamarca e Alemanha) e 18% (Comunidade Europeia) (IEA, 2000; DURSTEWITZ, 1999). Nos Estados Unidos, a taxa de aprendizado se situou em torno de 18% (LOITER e NORBERG-BOHM, 1999; IEA, 2000).

Lindman e Söderholm (2012) também compilaram os estudos de diversos autores que adotaram modelos variados de learning curves para a tecnologia eólica. Alguns utilizaram modelos univariados, enquanto outros incluíram o efeito escala e/ou P&D. Segundo os autores, a taxa de progresso mais alta encontrada foi de 32% (IEA, 2000) e a mais baixa foi negativa, de -3% (IBENHOLT, 2002). Por meio de um modelo econométrico, puderam concluir que os efeitos localização geográfica, presença de P&D no modelo e variável dependente utilizada (custo da turbina, preço da turbina ou custo do investimento) afetam a taxa de aprendizado estimada pelos diversos autores.

1.3.3 Biocombustíveis

Os efeitos *learning by searching* e *learning by doing* representam importantes fatores para a queda dos custos da produção de energia a partir dos biocombustíveis. Por exemplo, contribuíram para que se aumentasse o número de variedades de semente e se aperfeiçoassem os híbridos, reduzindo as perdas com plantações. A maior automação, fruto dos avanços tecnológicos, também possibilitou aumento de produtividade e consequentemente queda dos custos de produção. Junto com fatores externos, como a ampliação da área de plantação e a

redução do custo de fertilizante, do capital e da terra, pode-se dizer que os efeitos *learning by doing* e *learning by searching* afetaram sobremaneira a trajetória dos custos dos biocombustíveis (VAN DEN WALL BAKE *et al*, 2009; HETTINGA, 2007).

Segundo Faaij e Junginger (2010), os custos dos biocombustíveis podem variar bastante, como resultado principalmente do range de conversão das diversas tecnologias que são consideradas “biocombustíveis” (combustão, co-combustão com combustíveis fósseis⁷, gaseificação, pirólise, fermentação anaeróbica, etc.). As diferenças de escala também são significativas. Ao mesmo tempo em que são aplicados sistemas de aquecimento praticamente individuais para cada residência, com menos de 1 kW de potência, a combustão de produtos agrícolas em grandes plantas pode gerar mais de 100 MW. Devido a estes fatores, a taxa de progresso pode variar conforme a tecnologia do biocombustível.

Um dos primeiros estudos relacionando à curva de aprendizado com a redução de custos dos biocombustíveis foi citado em McDonald e Schrattenholzer (2001). O trabalho destes dois autores apresentou uma compilação de estudos de terceiros para diversas tecnologias, entre eles, um estudo sobre o caso do etanol brasileiro. Este estudo era do IEA (2000), o qual encontrou taxa de aprendizado de 22% para o período que abrange os anos de 1978 a 1995.

Outra publicação importante sobre o etanol brasileiro após o Programa Nacional do Álcool (ProAlcool) é o estudo de Goldemberg *et al* (2004). O objetivo deste estudo era estimar a curva de aprendizado para o etanol, combustível que se beneficiou de incentivos públicos com a criação do ProAlcool, em 1997. Em um modelo univariado, em que a variável a ser explicada era o preço do etanol e a explicativa, a produção acumulada, os autores estimaram duas curvas: uma para o período 1980-1985 e outra para os anos que abrangem 1985-2002. Adotou-se esse procedimento porque, até 1985, o preço pago aos produtores refletia os custos médios de produção, mas, após esta data, eram estipulados abaixo do custo de produção devido a medidas de controle de inflação. Assim, foi encontrada taxa de progresso de 93% entre 1980 e 1985 e, entre 1985 e 2002, a taxa passou para 71%.

Também se dedicaram a encontrar a taxa de progresso do etanol brasileiro os autores van den Wall Bake *et al* (2009), mas ao invés de utilizarem o preço, como em Goldemberg *et al*, aplicaram o modelo univariado no qual a variável *output* era o custo de produção. O período dos dados utilizados abrangia os anos 1975 e 2004. Interessante notar que a taxa de progresso

⁷ O processo de co-combustão pode envolver a substituição de parte do combustível fóssil por biomassa e biocombustíveis, com vistas a reduzir a emissão de poluentes.

do etanol estimada, de 81%, foi mais alta do que a encontrada por Goldemberg *et al* (de 71% para a amostra até os anos 2000) indicando queda da taxa de aprendizado.

No que diz respeito ao etanol norte-americano, Hettinga *et al* (2009) afirmaram que este também havia se apropriado de incentivos governamentais para se estabelecer no mercado. Embora o milho para etanol seja produzido desde o século XIX, os autores consideraram para o modelo de *learning curves* o ano de 1950 como a data inicial para marcar a produção em escala comercial. Com o aumento das fazendas e da escala de produção, além da utilização de tecnologia empregada na produção de bebidas alcoólicas (para o etanol de moagem seca), foi possível reduzir os custos de produção entre 1975 e 2005. A taxa de progresso encontrada pelos autores neste período, para um modelo univariado, foi de 87%.

Méjean e Hope (2010), em uma avaliação das curvas de aprendizado do etanol brasileiro e do norte-americano, consideraram dois efeitos contrários sobre os custos de produção do etanol: enquanto a mudança tecnológica contribui para a redução dos custos, a terra vai se tornando cada vez menos adequada para o plantio. Assim, utilizaram um modelo derivado do *learning curves model*, mas não exatamente igual, em que o efeito especialização, a mudança tecnológica e o efeito da terra determinam os custos. No que diz respeito às taxas de *learning by doing*, os autores encontraram taxas entre 24 a 34% para o etanol de milho norte-americano e entre 20 e 35% para o etanol de cana de açúcar brasileiro.

Faaij e Junginger (2010) reuniram alguns estudos que buscaram estimar a taxa de progresso para biocombustíveis. Entre as principais conclusões destes estudos, destacam-se: (i) as plantações de matérias primas, como cana de açúcar no Brasil e milho nos Estados Unidos, possuem taxa de progresso mais baixa, em torno de 55-68%; (ii) as madeiras florestais possuem taxa de progresso de 85 a 88%; (iii) as plantas de biogás apresentam taxa de 85 a 100%; e (iv) o etanol de cana de açúcar e milho possuem taxa de progresso em torno de 80 a 88%, tendo o etanol de milho taxa pouco superior à da cana.

1.3.4 Gás natural a ciclo combinado

O custo da produção das plantas de gás natural a ciclo combinado vem caindo rapidamente. Desde o início da década de 90 até o início dos anos 2000, o preço da eletricidade gerada a partir dessas plantas nos Estados Unidos, contemplando combustível e investimentos e descontando a inflação, se reduziu em 35% (COLPIER e CORNLAND, 2002). Isso decorre do aumento da eficiência dos compressores e turbinas, permitindo maior pressão e

temperatura. Poucos estudos, contudo, se dedicam a estudar a taxa de progresso dessa tecnologia.

Um dos estudos é o de Claesson (2000). Este autor utilizou um modelo de uma variável (produção acumulada de energia), usando o preço por kW de capacidade instalada ao consumidor final de plantas de ciclo combinado com mais de 100 MW de potência, na América do Norte e Europa. O estudo encontrou taxa de progresso acima de 100% entre 1980 e 1991, caindo para 74% no período de 1991 a 1997. O período de taxa de progresso superior a 100% coincidiu com a fase “*umbrella price*”, em que poucas plantas estavam instaladas e a competição era escassa.

Colpier e Conrland (2002) mostraram que os custos das plantas de gás natural a ciclo combinado se reduziram ao longo das décadas de 1980 e 1990, mesmo quando os preços subiam. Isso decorre, em parte, da redução do aumento da eficiência das plantas e da padronização das máquinas. O efeito aprendizado contribuiu para essa redução. Ao longo do período estudado, os autores identificaram três fases: na década de 1980, a taxa de progresso era superior a 100%; na década de 1990, a taxa passou para 75%; e, no início dos anos 2000, para 90%. Segundo os autores, a fase em que a taxa foi superior a 100% equivaleria à fase de desenvolvimento e “*umbrella price*”.

Hoefnagels, Bergek e Lakos (2010) reuniram os resultados de quatro estudos que buscaram estimar a taxa de progresso de plantas de gás natural a ciclo combinado. Estudos que estimaram modelos para longos períodos de tempo encontraram que a taxa de progresso se situava em torno de 90%. Para aqueles que dividiram o tempo em subperíodos, observou-se que: (i) no estágio de desenvolvimento, a taxa chegou a ser superior a 100%; (ii) no estágio de comercialização, a taxa ficou em torno de 75 a 90%; (iii) no estágio de maturidade, a taxa se estabilizou em 90%.

Por fim, Kahouli-Brahmi, que também realizou um levantamento das taxas de progresso estimadas por diversos autores, citou dois estudos. No primeiro deles, o estudo de Wene (2000), a taxa de aprendizado americana ficou em torno de 4% (período não definido). Já no artigo de Jamasb (2006), que utilizou dados globais da década de 90, a taxa foi ainda mais baixa, em torno de 2%.

1.3.5 Energia nuclear

No caso da energia nuclear, há controvérsias a respeito da tendência dos custos. De um lado, diversos fatores contribuem para sua redução. Embora a experiência adquirida ao longo do tempo seja um destes fatores, existem outros ainda mais correlacionados com a queda dos custos (LAKO, VAN HEEK e ROTHWELL, 2010b). São eles: (i) economias de escala; (ii) automação da produção; e (iii) produção em série ou localidades com múltiplas unidades.

Por outro lado, o aparato regulatório é um dos principais fatores de encarecimento dos custos da energia nuclear. Exigências a respeito de, por exemplo, redução do montante de resíduos nucleares e segurança adicional à usina podem fazer com que a queda dos custos seja difícil de ser obtida.

O estudo de Otswald e Reisdorf (1979) foi um dos primeiros a calcular a taxa de progresso de plantas nucleares. Os autores computaram o custo de toda a planta, não somente de alguns componentes – estudos que utilizam um componente como *proxy* de custo total é bastante comum para outras fontes energéticas. Para tanto, foram considerados os custos de construção e o custo de capital dos Estados Unidos, entre 1960 e 1973, em um modelo simplificado, cuja variável dependente é o custo unitário de geração (US\$/kW) e a variável explicativa é o número de plantas nucleares. A taxa de aprendizagem resultante ficou em torno de 20%. A taxa de aprendizagem, nitidamente mais elevada do que a dos estudos posteriores, reflete o fato de que o período analisado correspondeu ao início do desenvolvimento da energia nuclear nos Estados Unidos, fase em que, em tese, se está mais suscetível ao aprendizado. Inclusive, no modelo testado pelos autores apenas com os últimos três anos, notou-se taxas de progresso acima de 100%, como consequência de mudanças de ordem regulatória, do aumento do custo de capital e da aceleração da inflação.

Sturm (1993) comparou informações de custos de usinas nucleares situadas em 11 países, a saber, Alemanha, Bélgica, Bulgária, Espanha, Estados Unidos, Finlândia, França, Hungria, República Tcheca, Suécia e União Soviética, entre os anos 1981 e 1991. Seu objetivo era comparar as diferentes taxas de progresso em um modelo em que a quantidade de plantas disponível (chamado de “fator de disponibilidade” pelo autor) seria explicada pelo número de anos de vida da usina (*proxy* para a experiência adquirida) e por outras variáveis de controle. Os dois resultados mais importantes do estudo foram: (i) países mais a oeste aumentaram seu fator de disponibilidade com a experiência; e (ii) países mais a leste, especialmente Bulgária e Hungria, apresentaram o fenômeno previamente mencionado de “*forgetting*”.

Alguns autores se dedicaram a compilar estudos de terceiros que envolviam a energia nuclear. O artigo de Lako, van Heek e Rothwell (2010b) é um exemplo. Os autores reúnem três estudos, sendo que dois deles são bastante antigos e buscam compreender o comportamento dos custos entre os anos 1960 e 1980. As taxas de progresso encontradas situaram-se entre 78 a 95%. O terceiro estudo, mais recente, que abrange também o período até 2003, encontra taxas entre 90 e 97%.

Kahouli-Brahmi (2009) também se dedicou a compilar estudos de terceiros que calcularam a taxa de aprendizado da energia nuclear. Para países da OCDE, entre 1975 e 1993, foi encontrada taxa de 6% (KOUVARITAKIS, SORIA e ISOARD, 2000), enquanto a taxa mundial foi de 36% ao longo da década de 90 (JAMASB, 2006).

Dentre os estudos mais recentes, poucos se dedicaram a estimar a taxa de progresso das usinas nucleares. Um exemplo é o artigo de Kahouli-Brahmi (2009), que realizou um estudo para diversas fontes energéticas, entre elas, a nuclear, com dados globais entre 1977 e 1997. Neste estudo, a energia nuclear é chamada de tecnologia em evolução (do inglês “*evolving energy technology*”), devido ao fato de, a despeito da existência de barreiras de difusão, ainda estaria em fase de expansão da capacidade e de reduções de custo. Em um *multi-factor model* que contempla os efeitos escala e *learning by searching*, além do *learning by doing*, o autor encontrou retornos decrescentes de escala. Conforme explica o autor, os retornos decrescentes podem ser explicados pelo fato de a energia nuclear não ter sido prioridade nas políticas promocionais energéticas, devido aos debates internacionais relacionados aos acidentes nucleares e resíduos radioativos. Por sua vez, a taxa de *learning by searching* foi bastante baixa, de apenas 2%, o que significaria que são limitadas as reduções possíveis de ocorrer nos custos mediante investimentos em P&D. Entretanto, a taxa de progresso da especialização (*learning by doing*) encontrada foi de 35%. Isso sugere que há espaço para importantes reduções nos custos com o aumento da escala e da padronização dos processos.

Kahouli (2011) adotou um *multi-factor learning curves model*, no qual considerou o efeito escala, P&D e preço do insumo (urânio). Os dados eram globais, de 1971 a 1997. O autor concluiu que apenas as economias de escala contribuíram para a redução dos custos. Os demais efeitos, *learning by doing*, *learning by searching* e preço do urânio, não foram significativos no modelo, indicando que a trajetória dos custos não pode ser explicada por eles. No que diz respeito ao preço do insumo, há que se dizer que o resultado do modelo – a saber, de que o preço do insumo não ajuda a explicar a queda dos custos – é condizente com a pequena participação do urânio no custo total da planta, entre 15 a 20% no período estudado.

O autor considerou que talvez o efeito do *learning by doing* esteja sendo capturado, em parte, pelo efeito escala, pois muitas vezes é difícil dissociá-los.

O autor também desenvolveu um segundo modelo, o qual era formado por um sistema de equações de oferta e demanda, controlando a endogeneidade entre *output* e *inputs*. Para este modelo, a *taxa de learning by doing* encontrada foi bastante elevada, de 32%, e, tanto o efeito de *learning by searching*, como o efeito escala, se mostraram não significativos. Já os preços dos insumos, estatisticamente significativos apenas para um nível de significância de 10%, apresentaram sinal negativo. Neste modelo, o autor explica, o efeito negativo dos preços dos insumos sobre os custos pode ter sido dissipado pelo efeito *learning by doing* e, por conseguinte, os custos declinaram.

Kim e Chang (2012), em seu turno, estimaram um modelo com dados sul-coreanos, entre 2002 e 2009, no qual consideraram como *output* o preço da energia elétrica gerada por plantas nucleares e, como *input*, a produção acumulada. A taxa de progresso encontrada foi de 78%. Em uma análise comparativa com fontes renováveis, os autores reconhecem que, quando se dobra a capacidade, a redução no custo da energia no caso da energia nuclear é inferior à encontrada para as renováveis.

1.3.6 Tecnologias maduras

O carvão e a hidroeletricidade, assim como o petróleo e seus derivados, são tecnologias que vêm se desenvolvendo há bastante tempo. Por esta razão, poucos estudos se interessaram até hoje em mensurar a taxa de aprendizado dessas tecnologias.

No caso do carvão, a pequena atenção voltada ao seu aprendizado talvez esteja associada ao fato de que a redução do custo nas plantas produtoras foi possível principalmente devido às mudanças tecnológicas e às economias de escala (LAKO, YEH e VAN DEN BROEK, 2010c), mais do que ao efeito *learning by doing*. No que diz respeito às mudanças tecnológicas, destaca-se o desenvolvimento de materiais que permitiram o aumento da temperatura e da pressão. Já as economias de escala são resultado do aumento do tamanho da caldeira, reduzindo a necessidade de se utilizarem várias unidades de boiler por planta e também diminuindo o custo unitário da eletricidade gerada.

Otswald e Reisdorf (1979) buscaram avaliar a taxa de aprendizado do carvão, em um modelo simplificado de *learning curves*, em que o custo unitário da planta é explicado pelo número de plantas. Os autores consideraram os custos de construção e de capital para oito estados

americanos situados a oeste do país. A taxa de aprendizagem calculada entre 1957 e 1976 foi de 92%. Interessante notar que, em um segundo modelo que considerava somente os últimos três anos, a taxa de progresso aumentou, se tornando inclusive maior do que 100%. Segundo os autores, isso foi reflexo de três principais fatores: aumento das exigências regulatórias, aumento do custo de capital e aceleração da inflação.

Lako, Yeh e van den Broek (2010c) levantaram três outros estudos que buscaram calcular a taxa de progresso das plantas a carvão. Um deles é bastante antigo, computando as taxas para o período que abrange a década de 50 à década de 80 (JOSKOW e ROSE, 1985). Neste estudo, os autores encontraram taxa de progresso entre 88 a 96%. Os outros dois estudos utilizaram informação até o ano de 2002 (YEH e RUBIN, 2007; VAN DEN BROEK *et al*, 2009). Para estes, as taxas foram ainda mais altas, chegando a superar 100%.

Kahouli-Brahmi (2009) avaliou dados globais das plantas a carvão e de usinas hidrelétricas de grande porte, entre 1977 e 1997. Em um *multi-factor model curve*, no qual passou a explicar os custos unitários da planta por meio dos efeitos *learning by doing*, *learning by searching* e escala, encontrou baixas taxas de aprendizado: (i) *learning by doing* de 8% para o carvão e de 2% para a hidroeletricidade; (ii) *learning by searching* de -6% para o carvão e de -2% para a hidroeletricidade; e (iii) retornos crescentes de escala para ambos. O autor argumenta que tecnologias maduras, situadas ao final do estágio de desenvolvimento tecnológico, geralmente apresentam taxas de *learning by doing* baixas e até negativas – taxas negativas refletem o ponto de saturação da tecnologia, ou seja, a expansão da capacidade ou gastos extras com P&D levaria a um aumento de custo ao invés de redução.

Assim como Lako, Yeh e van den Broek, McDonald e Schrattenholzer (2001) compilaram os resultados de diversos estudos sobre tecnologias diversas, entre elas, carvão e hidroeletricidade. No caso das plantas a carvão, foram apresentados dois estudos, sendo que em ambos foi computada taxa de aprendizado bastante baixa. Um deles é o de Joskow e Rose (1985), no qual a taxa se situou entre 1 e 6% nas décadas de 60 a 80. O segundo estudo apresentado foi o de Kouvaritakis *et al* (2000). Nele, os autores estimaram taxa de 8% para países da OCDE entre 1975 e 1993. Este mesmo estudo, de Kouvaritakis *et al*, computou também a taxa de aprendizado de plantas hidrelétricas. A taxa encontrada foi de 7,6% a partir dos mesmos dados de países da OCDE.

Kahouli-Brahmi (2009) também realizou um levantamento de estudos de terceiros sobre a taxa de aprendizado de diversas tecnologias, como o carvão, a hidroeletricidade e o petróleo.

Para o carvão, o autor aponta o estudo de Jamasb (2006), no qual foram utilizados dados globais de plantas convencionais entre 1980 e 1998 em um modelo que resultou em taxa de *learning by doing* de 12%. Esse mesmo estudo calculou as taxas de progresso de grandes e pequenas hidrelétricas a partir de dados mundiais entre 1988 e 2001. As pequenas plantas apresentaram taxa de 0,5%, enquanto as grandes tiveram desempenho pouco superior, de 2%. No caso do petróleo, os autores citaram um estudo, de Fisher (1974), no qual foi estimada a taxa de aprendizado a partir de dados americanos entre 1869 e 1971. Embora os dados sejam bastante antigos, a taxa de aprendizado se mostrou pequena, em torno de 5%.

1.4 O efeito *lock-in*

O desenvolvimento de novas tecnologias está relacionado a fatores como infraestrutura disponível, capital, capital humano e disponibilidade de tecnologias concorrentes, entre outros. Tais fatores podem ter duas consequências diferentes: (i) o chamado efeito “*lock-in*”; ou (ii) o aprendizado (COWAN, 2000). O efeito *lock-in* se refere ao aprisionamento a determinadas tecnologias já estabelecidas. Essas tecnologias estabelecidas podem criar uma barreira à entrada a novas tecnologias.

O início do desenvolvimento de uma nova tecnologia, em geral, não é acompanhado por migrações em massa dos usuários. Isso ocorre devido aos “*switching costs*”, ou seja, o risco da adoção de uma nova tecnologia, sobre a qual se desconhece os prós e contras, pode fazer com que o usuário perceba um custo na migração da tecnologia em uso para uma desconhecida.

Alguns mercados são marcados por investimentos específicos atrelados ao relacionamento que o consumidor mantém com determinado produtor (FARRELL e SHAPIRO, 1998). O aprendizado do consumidor – adquirido com o uso do produto de um determinado produtor – muitas vezes leva tempo, mas gera habilidades em lidar com o produto que não podem ser totalmente transferidas a um produtor concorrente. Ademais, o consumidor pode ter realizado investimentos que comportam apenas o produto daquele produtor. Esta especificidade do conhecimento e dos ativos envolvidos cria um custo envolvido na troca de fornecedor (*switching costs*).

Não somente os custos em termos monetários são representados pelos *switching costs*, mas também os custos em termos de tempo para a nova aprendizagem, estresse, e até mesmo os aspectos burocráticos da mudança podem ser fator de desincentivo à migração para um novo produtor (KLEMPERER, 1995). O mesmo raciocínio pode ser feito para as tecnologias: a troca de tecnologia pode ser custosa, assim como a mudança para novos produtores. Mais do que isso, possivelmente a troca de tecnologia é ainda mais custosa do que a troca de produtor, pois, muitas vezes, implica mudanças na estrutura física das instalações, o que pode requerer grande esforço de adaptação.

Reforçado pelo efeito dos *switching costs*, o crescimento das novas tecnologias pode não ocorrer rapidamente. A demora a atingir um nível suficiente de escala de produção pode fazer com que as novas tecnologias não sejam competitivas por um período de tempo razoável. Enquanto as tecnologias estabelecidas já conseguiram declinar seus custos com o aumento da escala, por serem pioneiras no mercado, as novas tecnologias buscam inovar para conseguir operar com pequena escala de produção. Neste sentido, muitas tecnologias passam por um longo período de pesquisa e desenvolvimento antes de se lançarem ao mercado. O P&D, ou *learning by searching*, é uma forma mais controlada de as novas tecnologias acumularem aprendizado de modo a compensar o efeito escala das tecnologias estabelecidas. Contudo, nem sempre isso é possível e a tendência é o prevalecimento das tecnologias convencionais.

O efeito *lock-in* traz danos ao lado dinâmico da eficiência. Embora o aprisionamento às tecnologias estabelecidas permita retornos crescentes de escala, ele caracteriza um aumento estático de eficiência. O aumento dinâmico da eficiência seria obtido somente com a inovação. A inovação pode ser descrita como uma recombinação do conhecimento existente de modo a ampliar a disponibilidade de diferentes tecnologias. Para atingir o aumento dinâmico da eficiência, é preciso renunciar ganhos presentes e assegurar que tecnologias alternativas sejam utilizadas e continuem a se desenvolver.

Cowan (2000) sugere cinco mecanismos nos quais as novas tecnologias conseguem se posicionar no mercado: (i) crise na tecnologia existente; (ii) regulação; (iii) quebras tecnológicas; (iv) nichos; e (v) mudanças nas preferências. O primeiro mecanismo diz respeito à queda de desempenho das tecnologias existentes ou aumento inesperado de custos. Este mecanismo, embora nem sempre comum no mercado de energia, é possível ocorrer nos casos em que a disponibilidade do insumo passa a depender da extração em regiões de difícil acesso ou cuja qualidade do insumo é menor. Em seu turno, a regulação frequentemente é utilizada como instrumento para facilitar a entrada das novas tecnologias no mercado de energia. Seja

para impulsionar o desenvolvimento tecnológico de novas energias, seja para incentivar o uso massivo das tecnologias que acabaram de se lançar ao mercado, a regulação tem seu papel para efetuar a mudança.

O terceiro mecanismo, quebras tecnológicas, permite a redução dos custos de produção, viabilizando as novas tecnologias. Políticas públicas, ainda que incapazes de produzir tais quebras, têm o poder de facilitá-las, na medida em que fundos e instituições públicas desenvolvedoras de P&D podem contar com o apoio do governo. A identificação de nichos que percebem na nova tecnologia alguma característica que sirva para seus propósitos pode facilitar o desenvolvimento de novas tecnologias. Um exemplo é o uso de veículos elétricos nas prefeituras. Diversos países europeus vêm incentivando a adoção dessa tecnologia para o transporte público. Há que se atentar para o fato de que o nicho deve ser dinâmico, pois é necessário que a tecnologia se espalhe entre os consumidores para sobreviver. Por fim, Cowan destaca que as mudanças de preferências, por exemplo, a busca por energias mais limpas, pode ser importante fator de mudança. Neste sentido, políticas públicas podem contribuir para a mudança de preferência, por exemplo, quando impõem quotas de energia renovável ou aplicam taxas ambientais sobre os combustíveis fósseis.

Diversos são os autores que tratam de *switching costs* associados à mudança de tecnologia para a produção de energia mais limpa. Mosiño (2012) estuda os determinantes da substituição de não-renováveis por renováveis e conclui que produtividade, custo e demanda constituem os principais fatores. Para Tahvonen e Salo (2001), a troca entre as fontes de energia depende basicamente da estrutura de custos dos energéticos. Já para Chakravorty *et al* (1997) e Acemoglu *et al* (2012), a inovação pode afetar a mudança. Na medida em que a inovação permite o desenvolvimento de fontes renováveis e mais limpas, um montante maior de recursos é investido nestas fontes, de tal forma que a substituição entre fontes não-renováveis e renováveis ocorre mais facilmente.

2 A REGULAÇÃO COMO INSTRUMENTO PROMOCIONAL DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS

Em meados da década de 1990, a questão da promoção de energéticos renováveis passou a fazer parte da agenda regulatória de diversos países ao redor do mundo. A intenção dos *policy makers*, especialmente na Europa, era diminuir a dependência da matriz energética por combustíveis fósseis. O documento intitulado “Energy for the Future: Renewable Sources of Energy - Green Paper for a Community Strategy”, da Comissão Europeia (1996), consolida o princípio de um longo ciclo de discussões para a promoção de fontes renováveis. Dentre as proposições deste documento, sugeria-se aos países da Comissão Europeia a meta de 12% de participação de fontes renováveis na matriz energética de 2010. Posteriormente, diversos documentos vieram reforçar a visão do Green Paper, como o “Energy for the Future: Renewable Sources of Energy - White Paper for a Community Strategy and Action Plan”, da Comissão Europeia (1997a), que também propunha como meta dobrar a participação de renováveis, de aproximadamente 6% na década de 1990 para 12% em 2010. O White Paper estabeleceu objetivos para cada Estado-membro.

Neste mesmo ano, 38 países firmaram parte em um tratado internacional para redução de emissões, no chamado Protocolo de Kyoto. Este documento determinava limites de emissão de gases de efeito estufa (GEE) em torno de 95% das emissões registradas em 1990. Ao longo do final da década de 90 e início dos anos 2000, o Protocolo de Kyoto foi sendo ratificado por outros países, entrando em vigor em 2005. Atualmente, pouco menos de 200 países fazem parte deste tratado.

Nos anos que se seguiram, medidas foram sendo tomadas por diversos países com vistas a atingir as metas de redução de emissões de GEE e aumento da participação de fontes renováveis na matriz energética. Passaram-se, então, a desenhar medidas regulatórias e programas governamentais de modo a incentivar o desenvolvimento das energias renováveis, até então bastante incipientes.

No Brasil, há que se dizer que medidas intervencionistas a favor de combustíveis renováveis foram tomadas muitos anos antes, com o Programa Nacional do Álcool (ProÁlcool). O ProÁlcool teve início em 1973, pouco depois da primeira crise do petróleo. O Programa objetivava substituir o consumo de gasolina de veículos automotores por álcool etílico,

derivado da cana de açúcar. Posteriormente, com a queda do preço do petróleo e o aumento do preço do açúcar no mercado internacional, o Programa começou a ruir. A tecnologia dos veículos bicompostíveis (ou “flex”), que surgiu apenas ao final da década de 1980 e início dos anos 90, se desenvolveu e conquistou o mercado nacional.

Para além dos biocombustíveis, medidas promocionais de demais fontes renováveis foram sendo tomadas no Brasil, especialmente após a crise energética em 2001. Há que se dizer que a promoção das fontes renováveis vai ao encontro de inúmeros interesses do país. Em primeiro lugar, o tamanho dos projetos é menor do que para as tradicionais hidrelétricas. Isso permite a redução do tempo de construção, dos riscos de atraso na finalização da obra e aumenta o número de investidores interessados. Em segundo lugar, as plantas das novas energias renováveis podem estar localizadas próximas ao centro de carga. Ademais, há evidências de que exista complementaridade entre a geração de energia hidrelétrica com a geração de energia eólica e de biomassa, ao longo do ano e entre as regiões geográficas.

Com o passar dos anos, foram se consolidando no Brasil e nos países ao redor do mundo alguns instrumentos regulatórios promocionais, com vistas a aumentar os investimentos e a escala de produção das fontes renováveis. A seguir são apresentados tais instrumentos e se descreve brevemente sua implantação em diversos países.

2.1 Instrumentos regulatórios promocionais

Há três principais blocos de instrumentos regulatórios promocionais (FRAUNHOFER INSTITUTE SYSTEMS AND INNOVATION RESEARCH, 2006). O primeiro deles corresponde ao conjunto de medidas com ênfase no investimento. Estas medidas podem estar direcionadas para o preço ou à quantidade.

Quando direcionadas a preços, é estabelecido um “prêmio”. O prêmio pode ser promovido por (i) subsídios financeiros ou por (ii) incentivos fiscais. Exemplos de subsídios financeiros são o estabelecimento de garantias de retorno sobre os custos totais e as baixas taxas de juros no financiamento. Já os incentivos fiscais dizem respeito à redução de tributos sobre os investimentos.

Por sua vez, as medidas direcionadas à quantidade ocorrem sempre que se define a quantidade mínima de energia renovável a ser produzida para garantir o retorno aos investimentos das fontes renováveis. Esse benefício pode ocorrer via sistema de leilão, no qual os produtores participam de um leilão para ganhar contratos. Leilões exclusivos de determinadas fontes constituem uma forma de beneficiar as fontes renováveis.

O segundo bloco contém instrumentos voltados à geração. De forma semelhante ao bloco com ênfase no investimento, o bloco de instrumentos voltados à geração também contém medidas direcionadas a preço ou quantidade. Se as medidas estão relacionadas ao preço, envolvem *feed-in tariffs* ou incentivos fiscais; se voltadas à quantidade, podem envolver sistemas de leilão ou de quotas com certificados verdes.

No *feed-in tariffs*, os compradores da energia a ser promovida devem pagar um preço prêmio a ser estabelecido pelo governo, de forma a conceder o benefício aos produtores de tal energia. Em geral, tem sido um mecanismo bem sucedido nos países onde foi aplicado, pois: (i) apresenta menor risco ao investidor; (ii) permite a redução do prêmio conforme a curva de aprendizado da tecnologia se desloca, reduzindo o custo à sociedade gradualmente; (iii) é flexível o bastante para se aplicar preço prêmio diferenciado por tamanho da planta e localização geográfica, de modo a distribuir a tecnologia beneficiada de forma mais homogênea no país; e (iv) não incita a competição entre as tecnologias logo no início do desenvolvimento, embora possa introduzir a competição aos poucos (HUBER *et al*, 2004).

A outra medida relacionada ao bloco de instrumentos voltados aos preços de geração, os incentivos fiscais, está relacionada à isenção de determinadas tarifas que são aplicadas sobre o preço do produto final de todos os produtores. Essa medida difere do *feed-in tariffs* no que diz respeito ao fluxo de caixa, na medida em que representa um custo evitado (pois o produtor deixa de pagar a tarifa) ao invés de uma renda adicional (preço prêmio).

Em seu turno, no caso de políticas promocionais de geração pelo lado da quantidade ofertada, tem-se o sistema de leilões e de quotas. No sistema de leilões, os produtores devem vender a quantidade de energia contratada pelo preço proposto no contrato. Em geral, ganham o contrato aqueles que oferecerem menor tarifa, o que pode incentivar à concorrência entre os investidores. A principal dificuldade deste tipo de incentivo está nos altos custos de transação de os investidores se prepararem para o lance, relacionados principalmente ao planejamento do projeto. Por outro lado, é um esquema que permite atingir a meta (em termos de quantidade vendida de renováveis) com pouca incerteza (HUBER *et al*, 2004).

Também pelo lado da quantidade, mas relacionado à demanda ao invés da oferta, o sistema de quotas busca garantir a demanda para as fontes emergentes. Isso ocorre por meio do estabelecimento da quantidade ou percentual de energia que deve ser produzido por tais fontes. Em geral, a imposição ocorre sobre o consumo no atacado (como sobre a compra das distribuidoras de energia elétrica). Sob esse mecanismo, tecnologias mais caras podem não ser promovidas. A razão que está por trás disso é que, em geral, se estabelecem quotas para todas as energias renováveis, sendo o comprador no atacado que decidirá qual energia irá comprar. A tendência é que ele escolha a tecnologia mais barata entre as renováveis.

Ainda, cabe dizer que, no sistema de quotas, é possível adotar os certificados verdes. Os certificados verdes são quotas de energia renovável que podem ser comercializadas com distribuidoras que adquiriram energia de combustíveis fósseis, como um mecanismo de compensação. Contudo, os eventuais ganhos de eficiência obtidos no médio e longo prazo com esse mecanismo devem ser absorvidos pelo produtor ao invés de voltarem à sociedade. Isso porque, para que os ganhos de eficiência se revertam em favor da sociedade, seria preciso aplicar um sistema padronizado e internacional, para que se tenha concorrência alta o bastante para inibir altos preços. Esse sistema ainda é incipiente nos países onde foi aplicado. Isso pode estar relacionado à dependência de alguns fatores para se desenvolver, como a validade dos certificados, o nível de penalidade, o volume de mercado e a estabilidade das condições de investimento (HUBER *et al*, 2004).

Por fim, o terceiro bloco de instrumentos regulatórios diz respeito a medidas indiretas, como a imposição de taxas ambientais sobre o uso de combustíveis fósseis, emissão das indústrias, etc. Essas taxas têm o objetivo de encarecer as energias convencionais, promovendo indiretamente as tecnologias emergentes. Podem também ser chamadas de “imposto de Pigou”. O imposto de Pigou é uma forma de internalizar externalidades negativas. Ao impor o imposto sobre os combustíveis fósseis, os custos de ofertar o energético no mercado aumentam, reduzindo, como consequência, a quantidade no mercado.

Alternativamente, as taxas ambientais, ao invés de aumentar o custo dos outros energéticos, podem se concretizar na forma de um aumento das exigências por parte do regulador, conforme explica Mankiew (2009). Por exemplo, o regulador poderia requerer um aumento da eficiência do combustível. Nesse caso, entretanto, há que se ressaltar que o aumento da eficiência não garante que o combustível seja consumido em menor quantidade – o que poderia continuar sendo um entrave ao desenvolvimento das novas tecnologias.

O Quadro 1 abaixo ilustra os tipos de instrumentos regulatórios promocionais.

Quadro 1. Resumo dos instrumentos regulatórios de políticas promocionais

Foco do instrumento	Orientado a preço	Orientado a quantidade	Indireto
Investimento	Incentivos ao investimento	Sistema de leilão	
	Incentivos fiscais		Taxas ambientais
Geração	<i>Feed-in tariffs</i>	Sistema de leilão	
	Incentivos fiscais	Sistema de quotas	

Fonte: adaptação de Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research (2006).

Há que se falar ainda dos fundos de pesquisa e desenvolvimento e dos instrumentos voluntários de políticas promocionais. Os fundos de P&D, que em geral são públicos para as novas fontes energéticas (e compulsórios para as fontes mais maduras), constituem uma conta que reúne recursos para aplicação em pesquisa e desenvolvimento de energias renováveis. Em geral, possuem direito aos recursos aqueles projetos que seguem os critérios pré-estabelecidos em edital. No caso dos instrumentos voluntários, podem-se citar acordos com os consumidores para a redução de gases de efeito estufa por meio de uso de fontes renováveis ou definição prévia da quantidade de energia renovável a ser consumida (COSTA, 2006).

2.2 Experiência internacional a partir de instrumentos promocionais

Medidas de promoção às fontes energéticas, em especial as novas renováveis, vêm sendo bastante utilizadas em diversos países. O retrato de suas experiências, realizado a seguir, é relevante para se identificar como e quais medidas foram aplicadas e, quando possível, o nível de sucesso das políticas energéticas. Com vistas a trazer algumas experiências notáveis em localidades diversas, são apresentados os instrumentos regulatórios aplicados em alguns países da Comissão Europeia, nos Estados, no Canadá, em países sul-americanos (como Brasil, Argentina, Peru e Chile), na China e na Índia.

2.2.1 Comissão Europeia

O instrumento regulatório mais reconhecido nos países europeus é o *feed-in tariffs* (FRAUNHOFER INSTITUTE SYSTEMS AND INNOVATION RESEARCH, 2006). Esse sistema, em que se paga um preço prêmio para a energia renovável, foi amplamente implantado na Alemanha, na Espanha e na Dinamarca. Alemanha e Espanha puderam se beneficiar de rápidos progressos na difusão da energia eólica, seguida pela biomassa sólida e biogás.

No caso alemão, foram garantidos preços prêmio por cerca de 20 anos (*Renewable Energy Act*, de 2000) para as fontes hidrelétrica, eólica, biomassa, biogás, gás de mineração, solar, fotovoltaica e geotérmica. Os incentivos foram suficientes para que já no início dos anos 2000 as fontes renováveis ocupassem 25% da matriz elétrica alemã. Os preços, contudo, custam a cair, embora os custos já tenham declinado. O governo alemão estuda a possibilidade de, em 2017, finalizar o esquema *feed-in tariffs* e passar para uma política de quotas e leilões (LEIDREITER, 2014). Ainda, foram instituídos outros tipos de incentivos, como os financiamentos e investimentos, especialmente para biomassa e pequenas hidrelétricas. Entre os projetos eólicos, parte significativa dos investimentos foi financiada por recursos públicos. A biomassa e os parques eólicos *offshore* foram os que menos foram alavancados com as políticas de subsídios. No caso dos parques *offshore*, houve problemas de natureza técnica, pela distância ao continente e pela profundidade das águas. Já no que tange à biomassa, dois fatores foram preponderantes para inibir seu crescimento: incerteza quanto ao preço do combustível e elevados custos com infraestrutura.

Na Espanha, foi implantado o mecanismo *feed-in tariffs* da seguinte maneira. O produtor de energia renovável, no caso, eólica, fotovoltaica, pequenas hidrelétricas e biomassa, tinha o direito a um preço prêmio, calculado por meio da aplicação de um prêmio sobre a tarifa de mercado (*Royal Decree* 436/2004), a linhas de financiamento, provendo condições especiais de investimento, e a incentivos fiscais. Atualmente, o governo espanhol vem propondo cortes nos preços da energia, o que tem sido criticado pelos produtores (DEIGN, 2015).

Embora não com o mesmo sucesso observado nesses três países, o *feed-in tariffs* se tornou o principal instrumento regulatório na maior parte dos países europeus. Na Áustria, por exemplo, o *Renewable Energy Act*, de 2003, garantia por 13 anos o preço prêmio para pequenas hidrelétricas, plantas fotovoltaicas, eólicas, geotérmicas, de biomassa e biogás que solicitassem permissão entre janeiro de 2003 e dezembro de 2004. A limitação do período

tornou a política ineficaz, pois nenhuma planta a partir de 2005 poderia solicitar a permissão. Os incentivos aos investimentos não foram suficientes para dar continuidade ao processo.

No caso da França, os incentivos também não foram suficientes para alavancar as energias renováveis. O principal instrumento foi o *feed-in tariffs*, em um sistema no qual era garantido o preço prêmio para pequenas plantas por 15 a 20 anos, a depender da fonte energética (eólica, biomassa, geotérmica e gás de aterro por 15 anos e fotovoltaica e hidrelétrica por 20 anos). Também utilizaram subsídios aos investimentos para fotovoltaica, biomassa e biogás, além de sistemas de leilões com preços de contrato garantidos para biogás e eólica *offshore*.

Semelhante à França, a Irlanda adotou o sistema de leilões com *feed-in tariffs*, combinado a uma política de incentivo aos investimentos. As fontes beneficiadas foram eólicas de pequena e grande escala, biomassa e hidrelétrica. Os contratos continham garantia de preço prêmio por 15 anos, mas também estipulavam um preço teto. O incentivo aos investimentos se deu com a redução de tributos aos investimentos das renováveis. Tradicionalmente, a hidroeletricidade na Irlanda é uma importante fonte de energia elétrica, embora a energia eólica e o biogás tenham crescido sua participação em virtude dos incentivos regulatórios. A eólica, contudo, permanece tímida comparada com o potencial eólico do país.

Na Finlândia, país cuja matriz elétrica é composta basicamente por hidroeletricidade e biomassa, a ênfase foi dada na redução de tributos para as energias eólica, biomassa, pequenas hidrelétricas e combustíveis reciclados. Para a energia eólica, foram ainda disponibilizados incentivos aos investimentos. Contudo, os incentivos não foram suficientes para tornar o preço das renováveis competitivo frente aos preços dos combustíveis fósseis e da energia nuclear.

Na Bélgica, foram combinados dois tipos de incentivos: *feed-in tariffs* e quotas, especialmente para as fontes eólica, solar, biomassa e hidrelétrica. O governo federal exigia um certificado verde com demanda mandatória (quota) e preço mínimo garantido (preço prêmio). Caso a quota não fosse atingida até o período estipulado, se impunha uma penalidade por MWh gerado. Em função das penalidades e do pequeno mercado belga, tais políticas não tiveram muito sucesso.

Cumprir dizer que, apesar de o *feed-in tariff* ser o tipo de incentivo mais adotado na Europa, a política de quotas se tornou o principal instrumento regulatório de três países: Itália, Suécia e Reino Unido. Na Itália, impôs-se a obrigação aos compradores de energia no atacado de adquirir quotas de renováveis crescentes a cada ano, bem como foi proposto o *feed-in tariffs*

apenas para a energia fotovoltaica. Entretanto, as dificuldades para obter autorização local e os altos custos de conexão à rede contribuíram para o fraco crescimento das renováveis.

No sistema de quotas da Suécia, a energia renovável era vendida pelos produtores no mercado *spot*, os quais também comercializavam seus certificados de energias renováveis com os geradores convencionais - que deveriam cumprir a quota para não pagar multa (em 150% do valor do certificado). Especialmente a co-combustão de biomassa se tornou viável com o esquema de quotas adotado. No caso da eólica, adotou-se um sistema de incentivos aos investimentos que não obteve o sucesso esperado, tendo em vista o potencial de geração de energia eólica no sul do país, comparável ao observado na Dinamarca.

No Reino Unido, a implantação dos incentivos por quotas (atrelados à aquisição de certificados verdes transacionáveis) para todas as fontes renováveis foi acompanhada pela isenção dos certificados *Change Levy*, que consistiam em uma taxa aplicada sobre o MWh produzido. Eram aplicadas multas sobre os distribuidores de energia que não cumpriram as metas referentes à quantidade adquirida de energia renovável e as receitas recolhidas devido às multas deveriam ser repartidas entre os distribuidores na proporção do uso dos certificados verdes. Interessante notar que, em virtude desse mecanismo, a atratividade dos certificados verdes aumentou e, conseqüentemente, o seu preço acabou superando o preço de mercado. Isso possibilitou receitas adicionais para os produtores de renováveis. Atualmente, o Reino Unido é um dos países mais maduros entre aqueles que adotaram o sistema de quotas na Europa. O sucesso se deve, em parte, ao mecanismo de redistribuição de receitas.

Frente a essas colocações, o estudo de Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research (2006) elaborou um índice de efetividade das medidas regulatórias desses países para as fontes eólica, biomassa, fotovoltaica e hidroeletricidade em pequenas plantas. O índice estabelecido consiste na razão entre o “adicional de energia renovável consumida entre o ano base e o ano anterior” e a “diferença entre a meta de consumo renovável total do país até 2020 e a observado no ano anterior”. No Gráfico 2, segue a reprodução dos índices para os países europeus acima citados.

Gráfico 2. Índice de efetividade das medidas regulatórias de países europeus selecionados – 1997-2004

Fonte: adaptação de Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research (2006).

Observa-se que a medida *feed-in tariffs* obteve maior índice de efetividade nos países estudados, para o período que abrange 1997 a 2004. Combinações com *feed-in tariffs* também foram mais bem sucedidas do que as demais combinações, com exceção da biomassa. Para a biomassa, se destacaram a isenção de tributos e as combinações com quotas: quota + isenção de tributos, quota + *feed-in tariffs* e quota + leilões.

Por fim, ressalta-se que os fundos públicos de pesquisa e desenvolvimento ficaram estagnados até meados da década de 2000. A partir do momento em que as datas-limite para atendimento das metas de ampliação da participação das energias renováveis passaram a se aproximar, os fundos voltaram a crescer (WITTE, 2009). O *Seventh Framework Programme* (FP7) constituiu um fundo de um bilhão de euros a ser aplicado em P&D de renováveis entre 2007 e

2013 nos países que se associaram. Deste valor, pretendia-se aplicar 24% em projetos de segunda geração de combustíveis derivados da biomassa, 22% para a energia fotovoltaica, 11% para biomassa, 9% para biorrefinaria, 7% para maremotriz, 7% para eólica e 19% para outras renováveis (ECOFYS, 2011).

2.2.2 Estados Unidos e Canadá

Nos Estados Unidos, o *American Clean Energy Leadership Act*, de 2009, instituiu que, entre 2011 e 2013, 3% da matriz elétrica deveria ter origem em fontes renováveis que não fosse hidrelétrica. Cerca de metade dos estados americanos estabeleceu os chamados “certificados de energia renovável solar”, como forma de encorajamento para a inclusão da energia solar na matriz energética. Dentre as medidas de incentivos regulatórios, o *feed-in tariffs* vem ganhando popularidade como medida estimuladora de fontes renováveis, especialmente na Califórnia, Flórida, Oregon, Vermont, Washington e Wisconsin (COUTURE e CORY, 2009). Mais precisamente, a energia solar/fotovoltaica constitui aquela que tem recebido maior número de incentivos nos Estados Unidos.

Na Flórida, foi proposto um preço prêmio para sistemas fotovoltaicos ao longo de 20 anos, com redução gradual de tarifas em 5% a cada ano. Da mesma forma, em Oregon, foi garantido preço prêmio à energia fotovoltaica por 10 anos. Já em Wisconsin, o programa estava dirigido principalmente às energias fotovoltaica e também a biomassa e biogás, com período de 10 anos de garantia de preço prêmio. Vermont e Califórnia focaram em outras fontes, respectivamente, em biogás (tarifa prêmio por cinco anos) e hidrelétricas (até 20 anos). Washington ofereceu um preço incentivado às energias solar/fotovoltaica, eólica e de sistemas digestores anaeróbicos, para consumidores residenciais, comerciais e do poder público. Contudo, o programa de Washington apresentou duas peculiaridades: (i) proporcionava uma tarifa prêmio fixa por ano (não atrelada ao MWh produzido); (ii) a garantia da tarifa prêmio seria apenas por cinco anos; e (iii) as distribuidoras não eram obrigadas a ofertar esse mecanismo aos seus clientes.

No que diz respeito aos fundos de P&D, entre 1948 e 1977, foi aplicada uma grande quantidade de recursos nas pesquisas de combustíveis fósseis e energia nuclear. Após a crise do petróleo, o governo federal expandiu os programas de P&D de modo a incluírem as energias renováveis (eólica, solar, biomassa, geotérmica e hidrelétrica). Nas décadas de 80 e 90, os fundos se reduziram drasticamente, voltando a se recuperar a partir dos anos 2000

(SISSINE, 2012). Há que se dizer que também existem alguns fundos estaduais que cooperam para o desenvolvimento de projetos, como em Minnesota.

No Canadá, foram aplicados subsídios a investimentos, *feed-in tariffs* e quotas. Os subsídios aos investimentos foram dedicados à aquisição de equipamentos e materiais para pequenas plantas hidrelétricas, geração de energia geotérmica e cogeração, turbinas eólicas, células solares e equipamentos fotovoltaicos, entre outros. Ademais, foi criado um programa de crédito especial à bioenergia (esterco e restos de madeira).

O mecanismo de quotas está disponível em Alberta. Por sua vez, o sistema *feed-in tariffs* foi implantado em 10 províncias, com foco nas energias solar/fotovoltaica, eólica, bioenergia e hidroeletricidade. Em Ontário, no âmbito do *Green Energy and Green Economy Act*, de 2006, foram propostos contratos de 20 anos (e 40 anos para hidrelétricas). O preço de cada tecnologia foi estipulado com base em uma taxa de retorno real em torno de 10 a 12% e na escala do projeto. O sucesso do programa se deve à criação do *Renewable Energy Facilitation Office*, que se dedicou a solucionar problemas como de conexão à rede e falta cooperação das distribuidoras locais. Contudo, os altos preços das energias renováveis vêm sendo duramente questionados por diversas facções do governo (STOKES, 2013).

2.2.3 Brasil, Peru, Argentina e Chile

No Brasil, dentre as medidas regulatórias mais adotadas estão a isenção de tributos, os incentivos aos investimentos, o mecanismo *feed-in tariffs* e os leilões. No caso dos tributos, os produtores de biodiesel e cana de açúcar para etanol puderam se beneficiar de um sistema diferenciado de pagamento de Programa de Integração Social – PIS e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS: ao invés de pagar o percentual definido em lei sobre as vendas brutas, podem optar pelo pagamento de um valor fixo por m³ comercializado. Ademais, não incide Imposto Sobre Produtos Industrializados - IPI sobre as vendas de biodiesel e etanol, tampouco incidem IPI e Imposto Sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS sobre alguns componentes da produção desses dois combustíveis (KMPG, 2012).

Os incentivos aos investimentos advêm dos programas de financiamento do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico Social – BNDES. Contudo, o BNDES exige contrapartidas para a liberação do financiamento, entre elas, exigência de conteúdo local mínimo. Essa política, contudo, vem sendo alvo de críticas, tendo em vista que, para algumas tecnologias, há poucos fornecedores nacionais (PSR, 2012).

Cumprir destacar que o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA pode ser compreendido como uma combinação dos incentivos *feed-in tariffs* e quotas (PSR, 2012), constituindo um importante fator para introduzir fontes alternativas na matriz energética, embora não tenha atingido as metas pretendidas para todas as fontes. O PROINFA foi criado com a Lei nº 10.438/2002, a qual estipulou o desenvolvimento do programa ao longo de duas etapas. Na primeira delas, foi assegurada a compra de energia para as fontes alternativas com capacidade até 3.300 MW por até 20 anos em contratos celebrados pela Eletrobras, a um "preço prêmio" definido pelo poder executivo, tendo como piso 80% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final. Os custos envolvidos na aquisição da Eletrobras seriam rateados entre todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional – SIN, proporcionalmente ao seu consumo.

Na segunda etapa, propôs-se que, atingida a meta de 3.300 MW, o desenvolvimento do programa seria realizado de forma que as fontes eólica, PCHs e biomassa atendessem a 10% do consumo anual de energia elétrica (objetivo a ser alcançado em até 20 anos, incluindo a duração da primeira etapa) e 15% do incremento anual. Os contratos celebrados com a Eletrobras, também com prazo de 20 anos, teriam preços definidos como o custo médio ponderado de geração de novos aproveitamentos hidráulicos com potência superior a 30 MW e de centrais termelétricas a gás natural. Diferenças entre o valor recebido da Eletrobras e o preço calculado para cada fonte pelo poder executivo seria extraído da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. À Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL coube o acompanhamento das metas.

A referida Lei ainda estipulou redução de no mínimo 50% das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição incidentes sobre a energia comercializada pelas fontes eólica, biomassa, PCH e cogeração. Ademais, instalações de energia eólica, solar, biomassa, PCH e cogeração foram excluídas da obrigatoriedade de dedicar 1% da receita operacional líquida a pesquisa e desenvolvimento, diferentemente das demais geradoras de energia elétrica.

A Lei nº 10.762/2003, por sua vez, aumentou o prazo de duração dos contratos com a Eletrobras de 15 para 20 anos. Também alterou os pisos de preço dos contratos com a Eletrobras para 50% da tarifa média nacional de fornecimento no caso de empreendimentos de biomassa, 70% no caso de PCHs e 90% para produtores de energia eólica.

Já a Lei nº 10.848/2004 estipulou que os processos licitatórios deveriam dar tratamento diferenciado à energia existente, energia nova e energia de fontes alternativas. O Decreto nº

5.163/2004 instituiu que as distribuidoras de energia elétrica pudessem contratar energia proveniente de geração distribuída conectada à sua rede (solar, eólica, PCH, biomassa e termoelétrica a gás natural com eficiência acima de 75%) até 10% da carga total da distribuidora, por meio de chamadas públicas.

Antes do PROINFA, diversos programas falharam em suas tentativas de impulsionar a geração de fontes renováveis alternativas. São exemplos o Programa de Desenvolvimento e Comercialização de Energia Elétrica de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH-COM, o Centro de Apoio a Negócios com Pequenas Centrais Elétricas – CEANPC, o Programa de Geração Distribuída (PROGEDIS) e o Programa Pro-Eólica (GOLDEMBERG *et al*, 2005).

Com a Resolução Normativa ANEEL nº 247/2006 e a Resolução Normativa ANEEL nº 376/2009, diferenciou-se a figura do "consumidor livre especial" do consumidor livre, com vistas a incentivar as fontes alternativas. Para se tornar um consumidor livre, é necessário que a demanda contratada seja igual ou superior a 3 MW e, no caso de consumidores conectados ao sistema antes de julho de 1995, que a tensão seja igual ou maior do que 69 kV. Já no caso do consumidor livre especial, basta que tenha demanda contratada superior a 0,5 MW e adquira energia de pequenos geradores (até 1 MW) e/ou de fontes alternativas (biomassa, PCH, eólica e solar) com capacidade de até 30 MW.

O primeiro leilão de energia renovável alternativa foi realizado em 2007 e restrito às fontes biomassa e PCH. Nos anos seguintes, foram promovidos leilões de reserva, incluindo, além da biomassa e PCH, a energia eólica (SUANA, 2012). Os contratos com as PCHs eram de 30 anos, com eólicas de 20 anos e com os produtores de energia a partir da biomassa de 15 anos (apenas o leilão de energia alternativa, realizado em 2010, fez uso de contratos de 20 anos com os produtores de energia a partir da biomassa).

Para consumidores que são autoprodutores de energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração e se enquadram na categoria de micro e minigeradores distribuídos, definidos pela Resolução ANEEL nº 482/2012 como aqueles que geram, respectivamente, até 100 kW e entre 100 e 1000 kW, foi instituído um sistema de compensação de energia elétrica. Nesse sistema, a energia injetada na rede é cedida por meio de um "empréstimo gratuito" à distribuidora local e posteriormente compensada pela redução da fatura nos meses em que o consumo de energia elétrica do micro ou minigerador exceda sua produção.

No Peru, as principais medidas estão relacionadas a incentivos fiscais, financeiros e leilões. As importações de bens e matérias-primas requeridas para a exploração geotérmica são

isentas de impostos, pois estes produtos fazem parte da lista de exceções aprovada pelo Ministério de Energia e Minas. Outras medidas beneficentes estão relacionadas à forma de depreciar os ativos e de contabilizar os investimentos (PSR, 2012).

No passado, foram implantados no Peru esquemas de quotas e *feed-in tariffs*. A *Ley de Promoción de la Inversión en Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables*, de 2008, determinou que 5% da demanda elétrica deveria ser suprida por fontes renováveis não convencionais produzidas em plantas de até 20 MW entre 2008 e 2013, totalizando 250 MW de capacidade instalada. Entre as fontes renováveis consideradas, estavam a eólica, a solar, a geotérmica e as pequenas plantas hidrelétricas.

Em 2009, foi lançado o primeiro leilão para construir 200 MW de energia solar, eólica e biomassa, além de uma hidrelétrica de 300 MW. A duração do contrato era de 20 anos, com garantia de preço prêmio. Essa medida deu certo até se atingir a meta de capacidade, a partir de quando deixou de atrair investidores. Houve uma segunda rodada de leilões, em 2011, mas os preços foram substancialmente menores e tampouco atraíram investidores. Destaca-se que a ampla disponibilidade de gás natural no Peru pode ter interferido na adoção de medidas que estimulem o crescimento das energias renováveis (CHERNI, 2011).

A Argentina vem promovendo renováveis com vistas a levar eletricidade para áreas rurais. As principais medidas regulatórias adotadas foram esquemas de leilões e *feed-in tariffs*. Os leilões promovidos sob o *Proyecto de Energía Renovable en el Mercado Eléctrico Rural* – PERMER, lançado em 1999, garantiam taxa de retorno de 14% e revisão tarifária a cada dois anos. Por sua vez, o esquema *feed-in tariffs* foi lançado com a *Ley 25019*, de 1998. Esse mecanismo esteve voltado para as fontes eólica e solar. Foi garantido um preço prêmio por 15 anos. Com a desvalorização cambial do peso argentino em 2002, o valor do subsídio declinou substancialmente. A alternativa foi substituir o mecanismo por incentivos financeiros, em termos de isenção de tributos e preços prêmio para um conjunto maior de fontes renováveis (CHERNI, 2011).

Desde 2006, opera na Argentina o *Regímen Nacional de Apoyo a las Fuentes de Energías Renovables para la Generación Eléctrica (Ley 26190)*. Este regime cria um fundo fiduciário para viabilizar o pagamento do preço prêmio bastante acima do preço de mercado aos produtores da energia fotovoltaica e, por um prêmio menor, aos produtores de energia geotérmica, maremotriz, biomassa, biogás e hidrelétrica até 30 MW de potência. A garantia dos preços prêmios era de 15 anos (SAUMA, 2012).

Ainda, houve uma tentativa de alavancar as renováveis. Lançou-se, em 2009, o *Generación por Energías Renovables* – GENREN, com o objetivo de enfrentar o déficit no fornecimento de energia, lidar com os resíduos orgânicos, reduzir as emissões de gases de efeito estufa e aumentar o acesso à eletricidade em áreas rurais. A iniciativa obteve sucesso em atrair investimento nacional e estrangeiro.

No Chile, a *Ley Corta 2 (Ley 20018)* reservou 5% dos blocos de licitações para energias renováveis em condições de preços similares às firmadas nos contratos entre geradoras convencionais e distribuidoras, embora não tenha obrigado as distribuidoras a firmarem contratos exclusivos com as renováveis. Essa lei não foi suficiente para incentivar os investimentos em energias renováveis.

Assim, se estabeleceu um sistema de quotas pela *Ley de Energías Renovables no Convencionales (Ley 20257, de 2010)*. Por meio dessa lei, os distribuidores eram obrigados a garantir que 10% da energia comercializada fossem provenientes da geração de renováveis não convencionais (excluindo as centrais hidrelétricas com potência superior a 40 MW). Aqueles que não cumprissem a meta estariam sujeitos a multas, redistribuídas àqueles que cumpriram as metas.

Ainda, eram disponibilizados subsídios e programas de crédito às energias renováveis. Os subsídios eram alocados aos projetos de investimento em geração de energia elegível segundo o Protocolo de Kyoto. Os programas de crédito, por sua vez, financiavam empresas que desenvolvessem projetos relacionados às renováveis, tanto para geração como para distribuição. Por fim, a criação da *Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico (CADE)* buscou dar novo impulso às renováveis, mas seu posicionamento indica que, embora as energias renováveis no Chile sigam mais caras que as convencionais, não se pretende utilizar medidas como taxas ambientais para internalizar as externalidades negativas provenientes dos combustíveis fósseis e, assim, torná-los menos competitivos (SAUMA, 2012).

2.2.4 China e Índia

Na China, as principais medidas regulatórias para promover as tecnologias renováveis são incentivos fiscais e subsídios financeiros. O mecanismo *feed-in tariffs* começou a se delinear apenas em 2012 e os leilões vêm ocorrendo somente para a energia eólica. Dentre os incentivos fiscais, destaca-se a isenção do *Value-Added Tax (VAT)*, parcial ou integral, para as renováveis eólica e biodiesel. No que diz respeito aos subsídios financeiros, diversos

fundos especiais foram disponibilizados para o desenvolvimento de atividades de pesquisa técnica e científica, promoção de renováveis nas áreas rurais, entre outros.

O mecanismo *feed-in tariffs* foi instituído na China pelo *Renewable Energy Law*, em 2010, mas ainda não foram disponibilizadas informações a respeito. Ainda, o plano de trabalho do *State Bureau of Energy* de 2012 inclui o sistema de quotas para renováveis, embora não haja uma política definida até o momento (KMPG, 2012). No que tange aos leilões, a China tem utilizado mecanismos de leilões para grandes plantas eólicas *onshore*, apesar de já existir previsão de também ser aplicado às plantas *offshore* (SAUMA, 2012).

Na Índia, os mecanismos de incentivos são mais agressivos. O país emprega diversos tipos de medidas regulatórias, como incentivos fiscais, subsídios financeiros, *feed-in tariffs* e quotas. Os incentivos fiscais consistem na garantia de isenção de impostos por 10 anos para plantas de energia renováveis que iniciaram a produção antes de abril de 2013. O benefício pode se estender para distribuidores que possuem geração de renováveis. Em contrapartida, esses agentes devem pagar uma taxa mínima alternativa aos impostos dos quais são isentos. Os subsídios financeiros concedidos se referem à taxa de depreciação acelerada de até 80%, sendo esta a taxa máxima de 80% aplicada somente para a energia solar – fonte de maior interesse para o país.

O mecanismo *feed-in tariffs* buscou incentivar a geração eólica e solar na Índia, com garantias de preço prêmio. No que diz respeito às quotas, eram obrigados a adquirir energias renováveis os distribuidores e os consumidores (livres e cativos), de modo que até 2020 se pretendia que a Índia teria 15% de sua energia provida por fontes renováveis. Com vistas a promover a energia solar, foram lançados certificados específicos de energia solar (KPMG, 2012).

2.3 Considerações sobre a experiência internacional com instrumentos regulatórios promocionais de energias alternativas

Do que foi exposto, conclui-se que *feed-in tariffs* e quotas são dois instrumentos mais utilizados, embora seja comum também o uso de leilões e incentivos fiscais. Especialmente na Alemanha, o *feed-in tariffs* teve bastante sucesso para alavancar as fontes renováveis modernas. Sua flexibilidade para acompanhar as mudanças tecnológicas e ajustar as tarifas ao

longo do desenvolvimento da tecnologia é de grande valia. Contudo, a maior dificuldade é estabelecer o preço prêmio inicial e impor a trajetória de redução de preços conforme os custos se reduzem.

Já o sistema de quotas com certificados verdes, embora seja um instrumento ainda novo, também teve sucesso no Reino Unido, pois conseguiu incentivar a compra de energias renováveis por parte dos distribuidores. Há que se lembrar, contudo, que o sistema de quotas apresenta custos administrativos e operacionais elevados. Especialmente se este instrumento for levado a âmbito internacional, o que seria interessante do ponto de vista do equilíbrio global de metas de energia renovável, os custos administrativos e operacionais seriam ainda mais elevados.

Os sistemas de leilão funcionam principalmente nos casos em que as fontes já atingiram maior grau de competitividade, na medida em que não oferecem garantias de rentabilidade (COSTA, 2006). Por fim, os incentivos fiscais são medidas que contribuem de forma complementar a outras medidas regulatórias, pois, somente incentivos fiscais podem não possuir força suficiente para tornar as novas fontes renováveis competitivas.

A seguir, no Capítulo 3 e Capítulo 4, serão investigadas, respectivamente, as técnicas adequadas para se determinar a competitividade de um mercado e o grau efetivo de concorrência das diversas fontes de energia, para, na sequência, se identificarem os efeitos do aprendizado no Capítulo 5 e, no Capítulo 6, se retomar o tema tratado nesse Capítulo 2, definindo a medida regulatória mais adequada para cada fonte renovável a partir dos resultados encontrados.

3 ANÁLISE DE CONCORRÊNCIA DAS FONTES ENERGÉTICAS

No Capítulo 1 e Capítulo 2, foram apresentados, respectivamente, a metodologia de análise de *learning curves* e os instrumentos regulatórios promocionais das energias renováveis. A aplicação destes dois ferramentais para obter conclusões a respeito de quais medidas devem ser tomadas para incentivar as renováveis está, contudo, vinculada à análise de concorrência dos mercados. Isso porque, a depender do grau de concorrência, o modelo de *learning curves* deve ser orientado para custos ou preços.

Ao se avaliar a organização da indústria, compreende-se a distância entre preços e custos. Caso a distância seja muito grande, como por exemplo nos mercados monopolizados, é possível que os preços não representem adequadamente a estrutura de custos e a velocidade de aprendizado de uma indústria. Ademais, a escolha dos instrumentos regulatórios promocionais advém do resultado da estimação dos parâmetros da *learning curves*, que, por sua vez, depende da correta especificação na modelagem econométrica. No caso de o modelo estar mal especificado, como por exemplo, utilizando preço ao invés de custo em um mercado monopolizado, o resultado do modelo pode não ser confiável. Assim, a aplicação dos ferramentais dos capítulos anteriores pode ser levada adiante mediante a análise de concorrência realizada nesse capítulo.

Com vistas a avaliar a organização da indústria das fontes energéticas, este capítulo está estruturado da seguinte maneira. Em primeiro lugar, são apresentadas brevemente as organizações teóricas da indústria, considerando as condições necessárias para que se verifique a existência de cada uma delas. Pode-se observar que, apenas sob a situação de concorrência perfeita, concorrência monopolística e oligopólio de Bertrand, preços possuem valores próximos aos custos no longo prazo. Os demais casos implicam preços acima dos custos devido ao poder de mercado das poucas firmas atuantes. Posteriormente, são apresentados os instrumentos antitrustes frequentemente utilizados para se avaliar o grau de concorrência de um mercado. Como instrumentos, entendem-se as etapas de definição de mercado relevante e os indicadores de concentração de mercado. Ênfase é dada aos critérios objetivos da análise antitruste norte-americana, europeia e nacional.

3.1 Organizações teóricas da indústria

As organizações teóricas consideradas são concorrência perfeita, concorrência monopolística, oligopólio e monopólio. Observa-se que o mercado oligopolista pode ter distintos arranjos, embora os mais representados sejam aqueles em que se compete por preço, caracterizado pelo oligopólio de Bertrand, sejam aqueles em que a concorrência ocorre via quantidade, podendo existir uma firma líder (caso do oligopólio de Stackelberg) ou não (caso do oligopólio de Cournot). Por sua vez, o monopólio pode assumir um caso especial, que é o monopólio natural, bastante relevante para o segmento do transporte nas indústrias de rede, inclusive no mercado de energia (como para a distribuição de gás e de energia elétrica).

3.1.1 *Concorrência perfeita*

Em mercados concorrenciais, há um elevado número de firmas concorrentes, cujos tamanhos são insuficientes para lhes conceder influência decisória sobre o preço ao qual a sua mercadoria será vendida. Assim, cada pequena firma observa um preço que pode ser tomado como exógeno ou dado pelo mercado. O produto é homogêneo, ou seja, ao consumidor tanto faz adquiri-lo de um ou outro concorrente (marca e outras especificidades do produtor não são relevantes).

Neste mercado, não há lucros extraordinários, pois não se verificam barreiras à entrada. Assim, se uma firma passa a operar com lucros extraordinários no curto prazo, no longo prazo entram novas firmas atraídas por estes lucros, reduzindo a fatia de cada firma até que a situação volte à anterior.

No processo de maximização dos lucros (receita total menos custo total), a firma escolherá produzir a quantidade resultante das condições de primeira ordem, ou seja, aquela que faz com que a primeira derivada da função lucro se iguale a zero. Derivando a função lucro em relação à quantidade e igualando a zero, tem-se que a receita marginal deve ser igual ao custo marginal⁸. Como a curva de demanda D (preço) é totalmente elástica (horizontal) sob a situação de concorrência perfeita, ela representa a própria curva de receita marginal. Assim, para este caso, dizer que a receita marginal se iguala ao custo marginal é equivalente a dizer

⁸ Receita marginal é a variação de receita resultante do acréscimo de uma unidade vendida. Custo marginal é a variação de custo oriundo do acréscimo de uma unidade produzida.

que o preço é igual ao custo marginal, como mostram as equações (31) a (38) abaixo, para o caso de uma curva de demanda linear.

$$Lucro = ReceitaTotal - CustoTotal \quad (31)$$

$$Lucro = P \cdot q - c \cdot q \quad (32)$$

$$\max\{Lucro\}_q \quad (33)$$

$$\frac{\partial Lucro}{\partial q} = 0 \quad (34)$$

$$\frac{\partial Lucro}{\partial q} = \frac{\partial ReceitaTotal}{\partial q} - \frac{\partial CustoTotal}{\partial q} = 0 \quad (35)$$

$$\frac{\partial Lucro}{\partial q} = RMg - CMg = 0 \quad (36)$$

$$\frac{\partial Lucro}{\partial q} = P - c = 0 \quad (37)$$

$$P = c \quad (38)$$

Ademais, como há muita concorrência, as firmas operam de forma eficiente, isto é, sob o custo médio mínimo ($CMe_{\min}$). Por consequência, o preço também será igual a este custo médio mínimo, como mostra a Figura 2.

Figura 2. Situação de equilíbrio em concorrência perfeita

Fonte: elaboração própria a partir de Pindyck e Rubinfeld (1999).

3.1.2 Concorrência monopolística

Sob a situação de concorrência monopolística, o produto deixa de ser homogêneo. A marca do produto se torna relevante na escolha do consumidor, pois passam a existir diferenças de características/qualidade entre os produtos dos diversos produtores. Sendo assim, cada produtor consegue, ao menos no curto prazo, determinar um preço diferenciado. Sua curva de demanda D_{CP} é, portanto, menos elástica do que sob a situação de concorrência perfeita, o que lhe concede uma inclinação negativa.

Contudo, no longo prazo, as demais firmas conseguem produzir bens substitutos, fazendo com que a quantidade vendida pela empresa com produto diferenciado (representada pela curva de demanda D_{LP}), se reduza até o ponto em que o preço se iguale ao custo médio mínimo (cruzamento entre a curva D_{LP} e o CMe). Os lucros extraordinários cessam e o mercado passa a atuar em equilíbrio de longo prazo (Figura 3).

Figura 3. Situação de equilíbrio em concorrência monopolística

Fonte: elaboração própria a partir de Pindyck e Rubinfeld (1999).

Embora na situação de concorrência monopolística o preço se iguale ao custo médio, o mercado opera de forma menos eficiente do que na situação de concorrência perfeita, pois este custo médio não é o mínimo. Isso ocorre pelo fato de a curva de demanda ser negativamente inclinada, inviabilizando a tangente com o custo mínimo. Há que se lembrar, contudo, que essas ineficiências devem ser confrontadas com os ganhos dos consumidores decorrentes da diversidade dos produtos, os quais podem superar as ineficiências geradas (PINDYCK e RUBINFELD, 1999).

3.1.3 Oligopólio

Na situação de oligopólio, há poucas e grandes empresas concorrendo entre si pelas vendas de um mesmo produto, seja homogêneo ou diferenciado. Esse tipo de mercado apresenta elevadas barreiras à entrada, permitindo a obtenção de lucros extraordinários. Em geral, as barreiras à entrada estão atreladas às economias de escala, patentes e investimentos em marca ou reputação. Podem também ser resultado de medidas estratégicas anticompetitivas para desestimular a entrada de concorrentes no mercado. Por exemplo, por meio do aumento da capacidade produtiva, as firmas já atuantes podem ameaçar inundar o mercado com seus

produtos de forma a fazer os preços declinarem. Um potencial novo produtor pode ser desestimulado a entrar, pois inicialmente não teria os ganhos de escala necessários para reduzir custos e conseguir operar com baixos preços.

Há poucas firmas no mercado e elas são suficientemente grandes para afetar preços e decisões complexas a serem tomadas, relativas a preços, nível de produção, propaganda, investimentos em capacidade produtiva, etc. Isso é representado no modelo por meio da incorporação da curva de reação das demais firmas na maximização dos lucros de uma determinada firma oligopolista. Caso uma firma decida instituir uma promoção, a expectativa é de que suas vendas sejam alavancadas. Contudo, se as outras firmas também lançarem promoções semelhantes, as vendas de todas aumentam (pois o preço se reduz), mas este acréscimo é dividido entre todas elas. Pode ser que este novo equilíbrio não valha a pena, na medida em que todas passam a operar a preços inferiores.

Há três principais modelos matemáticos que representam a situação de oligopólio (PINDYCK e RUBINFELD, 1999): de Bertrand, desenvolvido em 1883, Cournot (de 1838) e Stackelberg (1934). O modelo de Bertrand diz respeito à concorrência via preços entre firmas oligopolistas, para mercados de produtos homogêneos. As firmas, ao invés de decidirem a quantidade a ser produzida, optam por determinar o preço. Contudo, aquela empresa que manter os preços mais elevados perderá mercado. O resultado é, portanto, representado por uma guerra de preços, que leva à situação de concorrência perfeita, onde o preço mínimo será aquele que se iguala ao custo marginal.

No modelo de Cournot, cada firma decide pela quantidade que vai produzir, incorporando em sua maximização de lucros a equação de reação das demais firmas no mercado. A equação de reação das demais firmas é idêntica à sua própria equação de maximização, tendo em vista que as firmas são parecidas entre si. O resultado é que as firmas dividem o mercado igualmente.

Por sua vez, no modelo de Stackelberg, há um jogo dinâmico em que uma firma é líder e as demais são seguidoras. A líder define a quantidade a ser produzida, considerando as curvas de reação das seguidoras em sua maximização de lucros. O resultado é aquele em que a firma líder produz mais do que cada firma seguidora, pois toma a decisão sobre a quantidade a ser produzida antes das demais. As demais ajustam sua produção de modo a não declinar os preços para todo o mercado. Dentre os resultados dos três modelos, tem-se que a quantidade

produzida é maior e o preço é menor em Bertrand, seguida de Stackelberg, sendo o modelo de Cournot aquele cuja quantidade é menor e o preço maior.

3.1.4 Monopólio

Na situação de monopólio, apenas uma firma atua no mercado. O monopolista decide qual quantidade produzir a partir da curva de demanda com a qual se depara. Assim, em seu processo de maximização de lucros, a quantidade ótima a ser produzida será aquela em que custo marginal (CMg) se iguala à receita marginal (RMg). O preço, contudo, será aquele que os consumidores estão dispostos a pagar, ou seja, definido pela curva de demanda (Figura 4).

Figura 4. Situação de equilíbrio em monopólio

Fonte: elaboração própria a partir de Pindyck e Rubinfeld (1999).

Observa-se que, no nível de produção definido pela Figura 4, o custo médio é inferior ao preço, gerando lucros extraordinários. Já no que diz respeito ao custo marginal, pode-se dizer que o *mark up*, que mede quanto o preço está acima do custo marginal, variará conforme o inverso da elasticidade: se a demanda for mais elástica, o preço não pode ser muito mais alto, caso contrário os consumidores deixam de consumir; se a demanda for mais inelástica, os consumidores são pouco sensíveis a preço e pode existir um *mark up* elevado.

O monopolista também pode discriminar preços entre tipos de consumidores, conforme as elasticidades das demandas que ele enfrenta. Na discriminação de primeiro grau, a empresa pratica preços diferentes conforme o consumidor. Cada preço é escolhido de modo a capturar, da melhor forma possível, o desejo de pagar de cada consumidor. Essa discriminação pode ocorrer, por exemplo, quando se define preços diferenciados de acordo com a renda do consumidor. Na discriminação de segundo grau, discriminam-se preços conforme a quantidade consumida. Com as economias de escala, a oferta de quantidades maiores pode ser acompanhada de preços mais baixos. Por fim, na discriminação de terceiro grau, a empresa

divide os consumidores em grupos mais e menos sensíveis a preço e cobra preços diferenciados para cada grupo.

Há ainda que se destacar o caso de monopólios naturais. Em situação de monopólio natural, o custo médio de produção por uma única empresa é inferior ao custo médio da mesma quantidade de produto dividida entre duas ou mais empresas (BAUMOL, 1977). Em mercados caracterizados por monopólios naturais, o custo fixo é elevado e as curvas de custo médio e custo marginal são decrescentes (sendo o custo marginal inferior ao custo médio ao longo de boa parte da produção), tornando inviável a existência de mercados competitivos. Isso porque, em situações de concorrência perfeita, o preço é determinado no ponto em que a curva de demanda (RMg) se iguala à curva de custo marginal do mercado. De forma que a fixação de preço de concorrência se daria em uma situação em que o preço não cobriria o custo médio. Assim, apenas quando uma única firma atende todo o mercado, possibilita-se atingir maiores economias de escala e escopo, reduzindo os custos e o preço de mercado. Constitui o caso da maior parte dos serviços públicos, em que a duplicação da infraestrutura levaria à redução da escala e inviabilizaria a produção. Em geral, nesses casos, o preço não é determinado com base na disposição a pagar do consumidor e sim fixado pelo regulador de forma a cobrir ao menos os custos médios.

3.1.5 Considerações sobre as organizações teóricas

Pela breve explanação dos tipos teóricos de organização da indústria, é possível observar que em apenas três casos os preços se aproximam dos custos unitários: concorrência perfeita, concorrência monopolística e oligopólio de Bertrand. Cumpre dizer que tais modelos correspondem a simplificações da realidade, para as quais escapam as inúmeras complexidades das formas de organização existentes. É possível, por exemplo, que a rivalidade potencial (não efetiva) exerça papel fundamental para inibir eventual exercício de poder de mercado de firmas oligopolistas ou monopolistas. Dessa forma, a facilidade de importação e as baixas barreiras à entrada no mercado seriam incentivos para as firmas atuantes não elevarem os preços para muito além do ótimo de mercado, com vistas a não atrair a atenção destes potenciais rivais.

Outro exemplo de complexidade não incorporada em tais modelos é o grau de substituição com produtos alternativos. Em geral, mudanças tecnológicas constituem um fator significativo para alterar o comportamento do mercado, na medida em que tornam um produto antes não substituto apto para competir em outro mercado.

Por fim, há que se ressaltar o papel do poder compensatório. Gailbraith (1952) identificou uma situação em que o poder de mercado do elo à jusante ou à montante na cadeia pode contrapor um poder econômico pré-existente. A existência de um equilíbrio de forças deve ser entendida como um mecanismo “auto-regulador” da economia, alternativo à concorrência. Logo, em mercados entendidos como "não competitivos" se poderia identificar um conjunto de fatores limitadores do poder de mercado, tornando-os mais próximos de um mercado "concorrencial".

Como consequência, não apenas os três tipos teóricos mencionados acima deveriam comportar a aplicação de modelos de *learning curves* orientados a preços, mas seria preciso realizar a avaliação completa das condições de concorrência e rivalidade para se determinar o grau de competição do mercado, adotando-se componentes da análise antitruste. Contudo, é importante reconhecer que, no setor de energia, a depender do segmento da cadeia e da fonte energética considerada, podem-se verificar características mais ou menos concorrenciais.

Em tese, os segmentos de transporte (transmissão e distribuição) são marcados por características de monopólio natural. No transporte, os altos custos fixos podem ser diluídos com um elevado nível de entrega do produto. Em seu turno, a geração de energia, foco do estudo em tela, necessita de menor escala/escopo para se viabilizar. Contudo, a depender do estágio de maturação da produção do energético (o qual envolve a curva de aprendizado, o desenvolvimento tecnológico e a escala) e das condições de infraestrutura para se entregar a energia, os altos custos médios podem inviabilizar a existência de muitos competidores no mercado.

Assim, para se inferir o grau de concorrência, será preciso mensurar em que medida as empresas concorrem entre si ou, ao menos, têm um eventual exercício de poder de mercado restringido. Para tanto, na próxima seção serão investigados instrumentos de mensuração que vêm sendo utilizados pelas principais autoridades antitrustes ao redor do mundo e as aplicações para o caso do setor de geração de energia.

3.2 Instrumentos antitrustes para avaliar o grau de concorrência de um mercado

Há três elementos principais utilizados pelas autoridades antitruste norte-americanas, europeias e brasileiras para avaliar o grau de concorrência de um mercado: a concentração de mercado, envolvendo a definição de mercado relevante (em suas dimensões produto e geográfica), as condições de entrada e a rivalidade existente. Os instrumentos para a verificação da concentração de mercado envolvem medidas objetivas, como a participação dos quatro maiores ofertantes (conhecido como C4) ou o Índice Herfindahl-Hirschman (HHI), ambos tratados adiante. Em seu turno, os instrumentos de entrada e rivalidade, embora possam ter medidas numéricas objetivas, se valem de elementos menos formais também, atrelados às condições observadas no mercado. A seguir são apresentadas as formas de se definir o mercado relevante e como as autoridades vêm interpretando a delimitação do mercado relevante de energia. Também são mostradas as fórmulas de cálculo das medidas de concentração frequentemente utilizadas e como devem ser as análises de entrada e rivalidade.

3.2.1 Definição de mercado relevante

Para definir o mercado relevante, primeiramente é preciso avaliar a dimensão do produto, isto é, identificar o produto ou os produtos que devem compor tal mercado para fins de análise da concorrência. A dimensão geográfica é obtida tendo como ponto de partida o delineamento do mercado relevante do produto. A seguir detalham-se os aspectos que definem e devem ser levados em conta na delimitação do mercado relevante do produto e geográfica.

3.2.1.1 Dimensão do Produto

Conforme a definição utilizada pela Comissão Europeia e disposta no *Official Journal C 372*, de 1997:

(...) Um mercado relevante do produto compreende todos aqueles produtos que são razoavelmente intercambiáveis ou substituíveis pelo consumidor em razão das características dos produtos, seus preços e suas utilidades. Um mercado relevante geográfico compreende a área em que as firmas ofertam produtos e nas quais as condições de concorrência são suficientemente homogêneas. (Comissão Europeia, 1997b). Tradução livre⁹.

⁹ Texto original: “A relevant product market comprises all those products and/or services which are regarded as interchangeable or substitutable by the consumer by reason of the products' characteristics, their prices and their intended use; a relevant geographic market comprises the area in which the firms concerned are involved

A partir dessa definição, pode-se dizer que o mercado relevante compreende um conjunto de produtos substitutos, comercializados em condições semelhantes. Já na definição americana, segundo o *Horizontal Merger Guidelines*, do U.S. Department of Justice e Federal Trade Commission (2010), o mercado relevante pode ser definido como um produto ou grupo de produtos e uma área geográfica na qual ele é produzido ou vendido tal que:

(...) uma hipotética firma maximizadora de lucros, não sujeita a regulação de preços, que seja o único produtor ou vendedor daqueles produtos naquela área, poderia provavelmente impor pelo menos um pequeno, mas significativo e não transitório aumento no preço. (U.S. Department of Justice and Federal Trade Commission, 2010). Tradução livre¹⁰.

Sob essa definição, o mercado relevante compreende um grupo de produtos e uma área geográfica onde é possível exercer poder de mercado. As autoridades brasileiras adotam esta definição no Guia de Concentração Horizontal, disposto na Portaria Conjunta SEAE/SDE nº 50 (2001):

(...) o mercado relevante é definido como o menor grupo de produtos e a menor área geográfica necessários para que um suposto monopolista esteja em condições de impor um ‘pequeno, porém significativo e não transitório’ aumento de preços. (SEAE/SDE, p. 9)

Em suma, a definição de mercado relevante das três autoridades visa delimitar quais são os produtos que podem ser considerados substitutos. No caso do setor de energia, as fontes em análise neste estudo, a saber, carvão, petróleo, gás natural, nuclear, eólica, solar, etanol e hidráulica, podem ser consideradas substitutas no uso final, na medida em que são capazes de gerar eletricidade e/ou calor. Contudo, observa-se que a concorrência pode não ser efetiva entre todas as fontes, por diversos fatores, como: (i) limitação no acesso: as fontes podem não dispor de infraestrutura suficiente para ofertar energia a qualquer consumidor; (ii) custo: a competitividade/escala das fontes mais novas é inferior à das fontes já maduras ou em abundância em determinada localidade; e (iii) processos: muitas vezes duas fontes energéticas

in the supply of products or services and in which the conditions of competition are sufficiently homogeneous”. Disponível em http://europa.eu/legislation_summaries/competition/firms/126073_en.htm, acesso em 11/10/2013.

¹⁰ Texto original: “The Agencies employ the hypothetical monopolist test to evaluate whether groups of products in candidate markets are sufficiently broad to constitute relevant antitrust markets. The Agencies use the hypothetical monopolist test to identify a set of products that are reasonably interchangeable with a product sold by one of the merging firms. The hypothetical monopolist test requires that a product market contain enough substitute products so that it could be subject to post-merger exercise of market power significantly exceeding that existing absent the merger. Specifically, the test requires a hypothetical profit-maximizing firm, not subject to price regulation, that was the only present and future seller of those products (‘hypothetical monopolist’) likely would impose at least a small but significant and non-transitory increase in price (‘SSNIP’) on at least one product in the market, including at least one product sold by one of the merging firms.”

possuem processos diferenciados de gerar energia, interferindo na forma como o alimento é cozido, o material é produzido, etc., e, por consequência, tornando os mesmos produtos finais com pequenas variações na qualidade.

Esses fatores chamam a atenção para o fato de que, mais do que *concorrentes*, na abordagem antitruste as diversas fontes podem ser consideradas *rivais*, por tornarem pouco provável um eventual exercício de poder de mercado. Com efeito, observada elevação significativa de preços em determinada fonte, as demais se tornariam mais competitivas e poderiam capturar o mercado.

O Federal Trade Commission (FTC) costuma definir o mercado relevante do produto por matriz de geração, em uma tendência de selecionar o menor mercado possível. Já a Comissão Europeia vem definindo mercados mais amplos (VERDE, 2008), como no caso da “energia elétrica” em geral. Isso pode ser visualizado no Quadro 2.

Quadro 2. Exemplos de casos julgados pelo FTC e Comissão Europeia segundo a definição do mercado relevante do produto

FTC	Comissão Europeia
<i>Definição por matriz de geração</i>	
<ul style="list-style-type: none"> • Docket No. 9316/File No. 031-0191- Arch Coal/Triton Coal (2004) • Docket No. C-4173, Conoco/Phillips Petroleum Company (2002) • Docket No. C-3938, BP Almoco/Arco (2000) • Docket No. C-3868, BP/Almoco (1999) 	<ul style="list-style-type: none"> • Case No COMP/M.4839 - AREVA NP/MHI/ATMEA (2007) • Case No COMP/M.5366 - IBERDROLA RENOVABLES/GAMESA (2008)
<i>Definição mais ampla</i>	
	<ul style="list-style-type: none"> • Case COMP/M.2947 - Verbund/EnergieAllianz (2003) • Case No COMP/M.5224 - EDF/BRITISH ENERGY (2008) • Case No COMP/M.5249 -EDISON/ HELLENIC PETROLEUM/JV (2008)

Fonte: elaboração própria a partir de informações publicadas em FTC (2013) e Comissão Europeia (2013).

3.2.1.2 Dimensão Geográfica

No que diz respeito ao mercado relevante geográfico, se poderia aventar que a delimitação que melhor se adapta às características do mercado é a nacional. Para além da uniformização das regulamentações, dentro de um mesmo país costuma-se ter sistemas interligados, de forma a se otimizar o uso dos recursos energéticos nos locais de maior centro de carga. Há que se dizer, contudo, que na jurisprudência brasileira não há consenso a respeito do mercado geográfico, podendo ser por submercado, região, sistema interligado ou nacional. O Quadro 3 traz alguns exemplos de definições de mercado relevante em casos já julgados no Brasil.

Quadro 3. Exemplos de Atos de Concentração julgados no Brasil segundo a definição de mercado relevante do produto e geográfico

Caso	Partes	Mercado relevante	
		Produto	Geográfico
AC 08012.003958/2010-13	Energimp e FI-FGTS	Matriz eólica	Nacional
AC 08012.002410/2010-48	Brenco Holding e ETH	Bagaço de cana	Nacional
	Bioenergia	Etanol	Regiões
AC 08012.000057/2010-61	Nova Cibe Energia e FI-FGTS	UTE	Nacional
AC 08012.002459/2009-67	Cosan e Rezende Barbosa	Bagaço de cana	Nacional
AC 08012.007526/2009-30	Endesa e Eólica Fazenda Nova	Energia elétrica (UHE, eólica)	Nacional
AC 08012.007774/2009-81	CPFL e Araripe	Energia elétrica (UHE, eólica)	Nacional
AC 08012.000109/2008-85	Petrobras e Termoelétrica Potiguar	Energia elétrica (eólica, UTE e UHE)	Sistema interligado
AC 08012.006458/2008-19	Camargo Corrêa, CHESF, Eletrosul, Energia Sustentável do Brasil e Suez	UHE	Subsistema Norte
AC 08012.007391/2008-21	Ecoenergy e Bidco	Energia elétrica (UHE, eólica e carvão)	Sistema interligado
AC 08012.009123/2008-44	InfraBrasil e Pioneiros Bioenergia	Energia elétrica (UHE, eólica,	Nacional

Caso	Partes	Mercado relevante	
		Produto	Geográfico
		UTE)	Subsistema
AC 08012.007887/2008-03	Gama Participações, Hidropower Energia e Tupan	Energia elétrica (UHE)	Sul, Sudeste e Centro-Oeste
AC 08012.010042/2008-97	GBF Participações e Vital Renewable Energy Company	Etanol	Nacional
AC 08012.002531/2007-94	Brentech Energia e Petrobras	UTE	Sistema interligado
AC 08012.002534/2007-28	Brasil PCH e Petrobras	UHE	Sistema interligado
AC 08012.002535/2007-72	Arembepe e Petrobras	UTE	Sistema interligado

Fonte: elaboração própria a partir das informações publicadas em CADE (2013).

Na jurisprudência europeia, os mercados do setor de energia são frequentemente definidos como nacionais, enquanto na jurisprudência americana, costuma-se adotar mercados locais, com base na geração (conjunto de produtores que exploram os recursos em determinada região). Exemplos de casos podem ser vistos no Quadro 4.

Quadro 4. Exemplos de casos julgados pelo FTC e Comissão Europeia segundo a definição do mercado relevante do produto

FTC	Comissão Europeia
<i>Mercado mais amplo que o nacional</i>	
	<ul style="list-style-type: none"> Case No COMP/M.4839 - AREVA NP/MHI/ATMEA (2004)
<i>Mercado nacional</i>	
	<ul style="list-style-type: none"> Case COMP/M.2947 - Verbund/EnergieAllianz (2003) Case No COMP/M.5224 - EDF/BRITISH ENERGY (2004)
<i>Mercado menor do que o nacional</i>	
<ul style="list-style-type: none"> Docket No. 9316/File No. 031-0191- Arch 	<ul style="list-style-type: none"> Case No COMP/M.5249 -

FTC	Comissão Europeia
Coal/Triton Coal (2004)	EDISON/HELLENIC
<ul style="list-style-type: none"> Docket No. C-4173, Conoco/Phillips Petroleum Company (2002) Docket No. C-3938, BP Almoco/Arco (2000) Docket No. C-3868, BP/Almoco (1999) 	PETROLEUM/JV (2004)

Fonte: elaboração própria a partir de informações publicadas em FTC (2013) e Comissão Europeia (2013).

Nos anos 70 e 80, tornou-se comum a utilização de testes de preços para delinear os mercados relevantes dentro da análise de defesa da concorrência – como nas publicações de Shrieves (1978), Stigler e Sherwin (1985) e Engle e Granger (1987). A lógica por trás desses testes é que duas áreas geograficamente separadas constituem um único mercado em que os preços nas diferentes áreas são cointegrados, ou seja, ao longo do tempo seguem uma mesma tendência. Isto implica que, se os preços de dois mercados diferentes permanecerem ao longo do tempo persistentemente fora de sintonia com o outro, então os mercados não são integrados.

Os modelos de cointegração ganharam maior apoio às estimativas empíricas da integração do mercado em indústrias de energia desde a década de 1990, por exemplo, em De Vany e Walls (1993), Sauer (1994) e Asche, Osmundsen e Tveteras (2001). A técnica pode ser usada, especificamente, para examinar os movimentos dos preços dos energéticos localizados em diferentes regiões, a fim de testar a hipótese de um único mercado internacional de determinado energético.

Nos modelos de cointegração que contêm mecanismos de correção de erros, estima-se a presença de uma relação de longo prazo e de curto prazo entre dois preços, como por exemplo, o preço local/nacional do energético e o preço internacional. Na presença de cointegração entre os preços, pode-se dizer que há indícios de que o mercado é mais amplo do que o local. Embora haja custos envolvidos com a importação (transporte, frete, etc.), o fato de os preços andarem juntos em torno de um determinado nível no longo prazo indica que o produto importado deve, no mínimo, impor rivalidade ao produto nacional, limitando o poder de mercado das empresas que atuam localmente. Os desvios de preço da trajetória ocorrem apenas no curto prazo, logo voltando ao equilíbrio por meio da velocidade de ajuste estimada nos modelos de correção de erros. Devido a essa capacidade de investigar a relação de longo

prazo entre duas variáveis, o teste de cointegração pode auxiliar na definição do mercado relevante geográfico.

Com vistas a identificar o mercado relevante geográfico de cada fonte energética, no próximo capítulo se investigam os indícios possíveis de serem coletados e/ou estimados para cada energético individualmente. Optou-se por utilizar dados de mercados mais maduros, nos quais é mais provável que o preço se aproxime do custo de produção. Isso, em tese, diminuiria o impacto da organização do mercado sobre os resultados dos modelos de *learning curves*. Neste sentido, foi escolhido o mercado norte-americano para boa parte das fontes energéticas: fotovoltaica, eólica, nuclear, carvão, petróleo e gás natural. Já no que diz respeito às energias provenientes de plantas hidrelétricas e etanol, foi adotado o mercado brasileiro, para o qual também se avaliou o mercado de energia eólica.

3.2.2 Medidas de concentração

As medidas de concentração buscam compilar informações a respeito da estrutura do mercado, como o número e o tamanho das firmas atuantes. Uma das medidas mais simples que são utilizadas pelas autoridades antitrustes brasileiras é a razão de concentração, abreviada como “C_N”, que agrega as participações de mercado (*market shares*) das N maiores empresas. A razão pode ser expressa conforme mostra a equação 40:

$$C_N = \sum_{i=1}^N \left(\frac{Q_i}{\sum_{i=1}^M Q_i} \right) \quad (40)$$

Sendo:

Q = quantidade vendida ou capacidade de produção

N = quantidade dos maiores *market shares* que se pretende agregar

M = total de empresas do mercado

No Guia para Análise Econômica de Atos de Concentração Horizontal, considera-se que uma concentração gera o controle de parcela de mercado suficientemente alta para viabilizar o exercício coordenado de poder de mercado sempre que a soma da participação de mercado das quatro maiores empresas (C4) for igual ou superior a 75%.

Outra importante medida de concentração é o *Herfindahl Hirschman Index* (HHI). O HHI é calculado pela soma dos quadrados dos *market shares* das empresas individuais, dando proporcionalmente maior peso aos *market shares* maiores. O índice pode ser expresso como:

$$HHI = \sum_{i=1}^M \left(\frac{Q_i}{\sum_{i=1}^M Q_i} \right)^2 \quad (41)$$

Sendo:

Q = quantidade vendida ou capacidade de produção

M = total de empresas do mercado

Quanto maior o HHI, maior a concentração do mercado. As autoridades americanas de defesa da concorrência recomendam, no Guia de Concentração Horizontal, que o HHI pode ajudar a classificar os mercados da seguinte forma:

- (i) Mercados altamente competitivos: $HHI < 0,01$
- (ii) Mercados não concentrados: $0,01 \leq HHI < 0,15$
- (iii) Mercados moderadamente concentrados: $0,15 \leq HHI < 0,25$
- (iv) Mercados altamente concentrados: $HHI \geq 0,25$

Em comparação com o C_N , o HHI captura melhor a concentração do mercado. Em contrapartida, pode gerar resultados enviesados na presença de franja competitiva. Isso porque dificilmente os dados de todos os pequenos produtores estão disponíveis, tornando o cômputo do HHI proibitivo. Assim, quanto maior a franja, menos indicado é o HHI.

Para além do C_N e do HHI, há outros indicadores de concentração, como o Índice de Dominância (ID), que não serão aqui discutidos, pois estes outros indicadores são mais utilizados para ponderar se o acréscimo de participação oriundo de um ato de concentração específico é pró ou anticompetitivo. Como este estudo não objetiva analisar as alterações que uma operação específica causaria ao mercado, mas sim a estrutura concorrencial estática das fontes energéticas, o C_4 e o HHI são suficientes a este propósito.

3.2.3 Entrada e rivalidade

No Guia de Concentração Horizontal (SEAE/SDE, 2001), adotado pelo CADE nas análises de concentração no Brasil, analisa-se as condições de entrada e rivalidade para avaliar se um mercado é competitivo ou não. Os agentes potencialmente concorrentes são avaliados pela facilidade de entrada (ausência de barreiras à entrada) e pela existência de rivalidade.

A entrada no mercado pode ocorrer por três formas diferentes: (i) firmas locais, novas ou já existentes (de outros mercados), passam a atuar no mercado analisado; (ii) firmas nacionais, novas ou já existentes, entram na localidade com vistas a atuar no mercado analisado; ou (iii) firmas estrangeiras passam a ofertar produtos que concorrem no mercado analisado.

Importações equivalentes a pelo menos 30% do valor comercializado internamente (soma entre produção e importação, subtraindo as exportações) são razoáveis indícios de que a disciplina imposta pelas importações é suficiente para evitar o exercício de poder de mercado.

Importante observar que, em alguns casos, a potencial entrada, mesmo sem ocorrer efetivamente, já pode inibir comportamentos oportunistas, sendo suficiente para prover condições de concorrência em determinados mercados. Isso porque a existência de lucros extraordinários, decorrentes do comportamento oportunista dos agentes já instalados no mercado, poderia atrair potenciais entrantes, fazendo com que cessem esses lucros extraordinários.

Em mercados com elevadas barreiras à entrada, a potencial competição com entrantes dificilmente ocorre. Como barreiras à entrada, entendem-se: (i) custos irrecuperáveis; (ii) barreiras legais ou regulatórias; (iii) recursos de propriedade exclusiva das empresas instaladas; (iv) economias de escala e/ou de escopo; (v) o grau de integração da cadeia produtiva; (vi) a fidelidade dos consumidores às marcas estabelecidas; e (vii) a ameaça de reação dos competidores instalados.

Na análise realizada pelo CADE, três aspectos da entrada são analisados. O primeiro está relacionado à entrada "provável". A entrada pode ser considerada provável quando for economicamente lucrativa e quando os preços puderem ser assegurados pelo possível entrante. Os preços não poderão ser assegurados pelo possível entrante quando o incremento mínimo da oferta provocado pela empresa entrante for suficiente para causar uma redução dos preços do mercado.

O segundo aspecto da entrada é relativo à tempestividade. Considera-se um prazo socialmente aceitável para entrada o período de dois anos. Neste prazo, incluem-se todas as etapas necessárias à entrada no mercado, tais como, planejamento, desenho do produto, estudo de mercado, obtenção de licenças e permissões, construção e operação da planta, promoção e distribuição do produto.

Por fim, o último aspecto tange à suficiência da entrada. A entrada será considerada suficiente quando permitir que todas as oportunidades de venda sejam adequadamente exploradas pelos entrantes em potencial.

No que diz respeito à rivalidade, diferentes critérios de análise devem ser utilizados a depender do grau de homogeneidade do produto. Em mercados de produtos homogêneos, a rivalidade pode ser reduzida se parcela significativa de consumidores não puder desviar suas

compras para provedores concorrentes, como nos casos em que as empresas remanescentes não têm capacidade ociosa ou não for economicamente viável expandir a capacidade.

Em mercados de produtos diferenciados, a rivalidade também pode não ser efetiva, mas devido ao fato de as opções disponíveis não constituírem substitutos próximos. O grau de substituição é menor quando as características técnicas dos produtos são rígidas, quando a marca é principal fator de decisão do consumidor ou quando as informações são de difícil compreensão.

3.2.4 Considerações sobre os instrumentos de análise antitruste

Os instrumentos apresentados constituem importante critério de análise para verificar o grau de concorrência das estruturas de mercado. Em especial, no Capítulo 4 a seguir se adota o mesmo roteiro realizado pelas autoridades antitrustes brasileiras em suas análises concorrenciais. Em primeiro lugar, se determina o mercado relevante do produto e geográfico, para então se calcularem o C4 e o HHI com base no *market share* dos agentes produtores dentro de cada mercado. A definição do mercado relevante geográfico pode envolver o uso de técnicas econométricas, como modelos de cointegração.

Na sequência, ocorre a identificação das condições de entrada e rivalidade a partir das informações disponíveis. Alguns cálculos, como da escala mínima viável, entre outros, requerem grande quantidade de dados a respeito de cada mercado e uma análise com base em dados insuficientes poderia gerar conclusões equivocadas. Assim, as análises de entrada e rivalidade devem ser utilizadas com cautela.

4 ANÁLISE EMPÍRICA DA ESTRUTURA CONCORRENCIAL DE CADA FONTE ENERGÉTICA

Conforme apresentado previamente, nem sempre o preço se equipara ao custo unitário de produção. Em mercados estáveis e competitivos, as curvas de aprendizado baseadas no preço devem ter a mesma inclinação das curvas baseadas nos custos. Quanto mais maduro e competitivo é o mercado, maior pressão há para que os preços declinem, se aproximando dos custos.

A fim de decidir se a orientação dos modelos de *learning curves* será para preços ou custos, neste capítulo apresentam-se as análises concorrenciais para as fontes energéticas apreciadas neste estudo, considerando os mercados norte-americanos de carvão, petróleo, gás natural, urânio, energia eólica e fotovoltaica, bem como os mercados brasileiros de energia eólica, etanol e hidroeletricidade.

No que diz respeito ao mercado relevante, embora em diversas situações as fontes possam ser agrupadas em um mesmo mercado do produto (como por exemplo, de geração de energia elétrica), este estudo adota “o menor grupo de produtores” em sua definição de mercado relevante, ou seja, cada fonte constituirá um mercado do produto à parte. Essa definição está em linha com a jurisprudência nacional, na qual tem sido cada vez mais comum se definir o mercado do produto por matriz de geração, tendo em vista: (i) a estrutura de custos; e (ii) as diferentes condições de contratações de cada fonte (prazos, preços, etc.).

Uma importante consideração deve ser feita a respeito da definição do mercado relevante do produto por matriz de geração. Há dois possíveis produtos a serem analisados: a *commodity* utilizada na produção da energia (como carvão, petróleo, gás natural, urânio, sol, vento, cana de açúcar e água) ou a energia em si (geração de calor, energia elétrica, iluminação, força motriz, etc.). Para fins da análise de *learning curves*, interessa o fator tecnológico predominante na definição do preço da fonte energética, o qual pode variar entre as fontes, como será visto adiante.

Já no que tange ao mercado relevante geográfico, investigam-se as evidências da dimensão do mercado para cada fonte individualmente. Para fontes utilizadas na geração de energia

elétrica, avalia-se a existência de sistemas interligados. Neles, geradores de diferentes partes do país podem abastecer regiões afastadas do centro gerador, formando um único mercado relevante geográfico.

Da mesma forma, os aspectos relacionados à entrada e rivalidade são tratados individualmente por fonte energética, quando relevantes. Ainda, são apresentados os índices de concentração de mercado para cada energético (C4 e HHI), observando a definição do mercado relevante do produto e geográfico.

4.1 Carvão: mercado relevante, análise de concentração, entrada e rivalidade

O carvão é a segunda fonte mais demandada no mundo para obtenção de energia, respondendo por 30% da energia primária consumida em 2014 (BRITISH PETROLEUM, 2015). No caso norte-americano, se trata da principal fonte de geração de energia elétrica, com 38% do total de energia elétrica produzida em 2013, e da segunda principal fonte de geração de calor, responsável por 14% do total de calor consumido (IEA, 2014). Para atender à elevada demanda, o porte do mercado deve ser grande, de forma que se tornam ainda mais atrativos os benefícios da concentração de mercado, tais como ganhos de escala. A análise referente à concentração do mercado norte-americano é explicitada a seguir.

4.1.1 Mercado relevante do produto e geográfico

De forma simplificada, a cadeia de produção do carvão envolve a extração do minério, o transporte e a conversão, sendo essa última formada pela remoção de impurezas e a combustão. Embora o transporte seja a atividade mais dispendiosa (ANEEL, 2012a), não há mais espaço para redução de custo mediante efeito aprendizado, escala ou P&D, pois a tecnologia embutida já está amplamente difundida.

O fator tecnológico predominante no caso do carvão pode ser considerado a tecnologia de extração. Uma vez que a tecnologia da conversão do carvão em energia (como eletricidade ou calor em processos industriais) também está difundida, não variando muito o percentual de aproveitamento de 35 a 45% entre os diferentes processos (ANEEL, 2013), entende-se que é a tecnologia da extração do combustível que abre procedência para a redução do preço do

carvão no último elo da cadeia. Portanto, o mercado relevante do produto será considerado como a *commodity* carvão (ao invés da energia gerada pelo carvão).

Há que se ressaltar que, na prática, os preços da *commodity* e o preço da energia gerada pelo carvão caminham juntos, sendo que oscilações no preço da *commodity* são refletidas no preço da energia com um *lag* temporal. Isso pode ser visualizado no Gráfico 3. Assim, entende-se que a análise realizada para a *commodity* se refletirá na análise para a energia gerada.

Gráfico 3. Comparativo de preços da *commodity* carvão e da energia gerada pelo carvão

Fonte: elaboração própria a partir de dados do EIA (2013).

O Box 1 apresenta alguns métodos de extração para ilustrar as diferenças tecnológicas entre eles.

Box 1: Métodos de extração de carvão

O processo de extração do carvão pode ser realizado a céu aberto ou no subterrâneo. A lavra a céu aberto ocorre quando a camada de carvão aflora próxima ao solo ou de forma exposta. O processo consiste na remoção da camada superior de terra, com a posterior extração da camada de carvão. Dentre os métodos mais comuns, podem-se adotar cortes longitudinais com escavadeiras (chamado de método *dragline stripping*) ou aberturas de cavas (KOPPE e COSTA, 2008). A mineração a céu aberto recupera uma proporção mais alta da jazida de carvão do que a subterrânea, pois todas as camadas são exploradas. Contudo, nos Estados Unidos, 67% da produção de carvão vêm das minas subterrâneas, exigindo métodos mais complexos.

A lavra subterrânea pode ser feita de forma manual, semi-mecanizada ou mecanizada, a depender da forma e posição do depósito. Há diversos métodos, como "câmaras e pilares", "recalque", "*longwall*", etc. O método de câmaras e pilares é adotado em 85% das minas subterrâneas dos Estados Unidos (TATIYA, 2005), constituindo também o mais importante método em minas subterrâneas brasileiras (localizadas principalmente em Santa Catarina e no Rio Grande do Sul). Esse método consiste em deixar para trás pilares de carvão que suportam o teto da mina. A extração é realizada até o teto cair, então a mina é abandonada. O aproveitamento não é completo (cerca de 50 a 60%), pois os pilares de carvão não podem ser recuperados.

Estão disponíveis métodos mais avançados, que permitem maior aproveitamento, porém a um custo maior. A mineração de *longwall*, por exemplo, apresenta taxa de recuperação mais elevada (podendo atingir 75 a 90%), envolvendo a completa extração de uma camada de carvão usando métodos mecânicos ou semi-mecânicos (EPE, 2007). O teto da mina deve ser sustentado por macacos hidráulicos e, uma vez extraído totalmente o carvão da área, permite-se que o teto tombe, finalizando a exploração da seção. Esse método é bastante intensivo em capital, envolvendo equipamentos caros (até dez vezes mais do que o maquinário utilizado em câmaras e pilares), e não pode ser aplicado em todas as circunstâncias.

No que diz respeito ao mercado relevante geográfico, o FTC vem adotando o mercado local como referência, mais precisamente por bacias sedimentares. Um exemplo é o ato de concentração entre Arch e Triton, iniciado em 2003 (Docket No. 9316/File No. 031-0191), no qual a Arch Coal, Inc. adquiriu a Triton Coal Company e todos seus ativos, inclusive uma mina de carvão. Como ambas atuavam em Southern Powder River Basin, no estado de Wyoming, a análise foi constituída dentro dessa região.

Os Estados Unidos são autossuficientes na produção de carvão, importando menos de 2% do carvão consumido. Além de suprirem o mercado interno, vêm intensificando suas exportações desde 2007, com o aumento da concorrência interna com o gás natural, em especial o *shale gas*, como mostra IEA (2013). O país chegou a exportar 10% de sua produção em 2011, sendo os principais compradores os seguintes países: Holanda, Reino Unido, China, Coreia do Sul, Itália, Canadá, Brasil e Índia.

Foram levantados dados de 1.609 minas, em posse de 770 companhias controladas por 29 grupos. Embora 24 dos 50 estados produzam carvão, basicamente carvão-vapor, as regiões de maior concentração do energético se encontram no estado de Wyoming, West Virginia,

Illinois, Kentucky e North Dakota. Os preços podem variar muito conforme a região, sendo elevados em Alabama e Virginia e muito inferiores em Wyoming, North Dakota, Montana e Texas (Gráfico 4). As diferenças de preços podem estar relacionadas à qualidade do carvão, ao tipo de mina (superficial ou subterrânea) e ao tipo de tecnologia adotada para extração.

Gráfico 4. Preço do carvão nos estados americanos – 2011 – US\$ por tonelada métrica

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013).

Observa-se que o preço médio norte-americano é de US\$ 41 por tonelada métrica, patamar bastante inferior ao preço de diversos estados e também do carvão australiano – um dos maiores concorrentes internacionais do carvão americano. Contudo, esses dados revelam pouco sobre a dinâmica dos preços, ou seja, se os preços, embora diferentes, andam juntos em uma trajetória de longo prazo. Para investigar a dinâmica entre os preços, foram realizados três testes de cointegração. O primeiro deles envolve um painel, que busca estimar a relação de cointegração entre o preço médio norte-americano e os preços por estado. Os dados são anuais, entre 2005 e 2011, obtidos junto ao EIA. Idealmente, o painel seria realizado com dados de preço por bacia que contém o minério, tendo em vista a caracterização mais uniforme dentro de cada bacia para itens como a qualidade do carvão, tipo de mina e tecnologia necessária para extração. Contudo, os estados podem ser utilizados para uma *proxy* neste exercício econométrico, pois também capturam a localização geográfica. O segundo teste pretende estimar a relação entre preços por estado e preço australiano. Por fim, o terceiro teste estima a relação entre preço médio americano e preço australiano.

Antes de realizarem os testes de cointegração, é preciso identificar se as séries são integradas de ordem 1 – $I(1)$ –, isto é, se são não estacionárias em nível, mas estacionárias ao se diferenciar as séries uma vez. Para tanto, realizou-se o teste de Fisher para painel (CHOI, 2001). O teste de Fisher realiza testes de raiz unitária Phillips Perron (ou Dickey Fuller) para cada painel individualmente e, em seguida, combina os p-valores (probabilidade de a hipótese nula ser verdadeira) destes testes para produzir um teste geral. Mais informações sobre o teste de Dickey Fuller e Phillips Perron estão no Apêndice A e sobre o teste de Fisher para painel se encontram no Apêndice B. A hipótese nula de existência de raiz unitária em todos os painéis não pôde ser rejeitada sob diferentes cenários de distribuição (Normal padrão, inversa da Qui-Quadrada e inversa da Logit), como mostra a Tabela 1.

Tabela 1. Teste de uma raiz unitária de Fisher

	Carvão por estado		Carvão americano		Carvão australiano	
Cenários para a Distribuição	Estatística	p-valor	Estatística	p-valor	Estatística	p-valor
Normal padrão (Z)	6,6045	1,0000	1,0090	0,8435	1,4142	0,9213
Inversa da Qui-Quadrada (P)	6,299	1,0000	27,2395	0,9964	24,6043	0,9990
Inversa da Logit (L)	7,0899	1,0000	0,8929	0,8132	1,2536	0,8939
Número de painéis	18		25		25	
Numero de anos	7		7		7	
Lags	1		1		1	

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013), programa Stata 12.0. Teste de Phillips Perron.

Foi realizado o teste de raiz unitária para as séries diferenciadas de primeira ordem com vistas a identificar se há mais de uma raiz unitária. A Tabela 2 mostra os resultados, indicando que se rejeita a hipótese nula de raiz unitária para as séries diferenciadas, o que é um indício de que os preços são integrados de ordem 1.

Tabela 2. Teste de duas raízes unitárias de Fisher para carvão

	Carvão por estado		Carvão americano		Carvão australiano	
Cenários para a	Estatística	p-valor	Estatística	p-valor	Estatística	p-valor
Função Distribuição						
Normal padrão (Z)	-11.0865	0.0000	-3.5773	0.0002	-25.6465	0.0000
Inversa da Qui-Quadrada (P)	281.7340	0.0000	73.6531	0.0164	796.8091	0.0000
Inversa da Logit (L)	-18.0454	0.0000	-3.2900	0.0006	-44.1006	0.0000
Número de painéis	18		25		25	
Numero de anos	6		7		7	
Lags	1		1		1	

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013), programa Stata 12.0. Teste de Phillips Perron.

O segundo passo foi realizar um teste de cointegração para painel, desenvolvido por Westerlund (2008). O Apêndice C traz detalhes sobre a estimação em painel e o Apêndice D, sobre o teste de cointegração para painel. Foram consideradas tendência e constante dentro do vetor de cointegração. A escolha dos *lags* foi determinada pelo critério de Akaike. A Tabela 3 mostra que não foi possível rejeitar a hipótese nula de não cointegração entre as séries. A partir desses resultados, observam-se indícios de que o mercado geográfico de carvão deve ser caracterizado como menor do que o nacional.

Tabela 3. Teste de cointegração de Westerlund para carvão

Preço por estado vs Preço EUA				Preço EUA vs Preço Australiano		
Estatística	Valor	Z	p-valor	Estatística	Z	p-valor
Gt	0.427	2.239	0.987	0.427	2.239	0.98
Ga	1.155	4.624	1.000	0.000	8.943	1.000
Pt	.	.	.	.	.	.
Pa	0.355	0.984	0.837	0.000	1.772	0.962

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013), programa Stata 12.0. A hipótese nula de Gt e Ga testa se não há cointegração para todo i contra a alternativa de que há para ao menos um i , enquanto a nula de Pt e Pa testa se não há cointegração para todo i contra a alternativa de que há para todos os i . A diferença entre os indexadores "t" e "a" é que o primeiro seleciona a especificação do modelo segundo o número de observações, enquanto o segundo indexador "a" seleciona conforme o critério de Akaike.

Para além das evidências econométricas, a formação das bacias, com diferentes tipos de carvão, reafirma a hipótese de que o mercado relevante do produto é menor do que nacional.

4.1.2 Análise de concentração

Uma vez determinados os mercados relevantes do produto e geográfico, é possível realizar os cálculos de participação de mercado (*market share*) e da concentração das quatro maiores firmas operantes, a fim de se obterem sinalizações a respeito do grau de concorrência do mercado. Será apresentado o mercado nacional e, posteriormente, o mercado regional, por bacia.

Tabela 4. Participação de mercado e HHI - mercado norte-americano de carvão - 2011

	Produção (mil ton curtas)	Participação de mercado
Peabody Energy Corp	202.237	18,5%
Arch Coal Inc	160.279	14,6%
Alpha Natural Resources LLC	116.394	10,6%
Cloud Peak Energy	95.596	8,7%
CONSOL Energy Inc	62.089	5,7%
Cerrejon Coal Co	33.300	3,0%
Alliance Resource Operating Partners LP	32.949	3,0%
Energy Future Holdings Corp	32.610	3,0%

	Produção (mil ton curtas)	Participação de mercado
Peter Kiewit Sons Inc	29.998	2,7%
NACCO Industries Inc	27.904	2,5%
Patriot Coal Corp	27.790	2,5%
Murray Energy Corp	26.841	2,4%
Westmoreland Coal Co	26.409	2,4%
BHP Billiton Ltd	11.850	1,1%
Walter Energy Inc	11.793	1,1%
James River Coal Co	10.010	0,9%
Cline Group	9.056	0,8%
Rosebud Mining Co (Newmont)	8.353	0,8%
Western Fuels Association Inc	8.314	0,8%
PacifiCorp	7.608	0,7%
Oxford Resource Partners LP	7.273	0,7%
Armstrong Energy Inc	6.973	0,6%
Level 3 Communications	6.371	0,6%
Black Hills Corp	5.692	0,5%
TECO Energy Inc	5.421	0,5%
Booth Energy Group	5.373	0,5%
Essar Group	5.242	0,5%
Boich Group LLC	5.136	0,5%
Vectren Corp	5.126	0,5%
<i>Subtotal</i>	<i>993.985</i>	<i>90,7%</i>
Demais produtores	101.643	9,3%
Total	1.095.628	100,0%
<i>C4</i>		<i>52,4%</i>
<i>HHI</i>		<i>0,0929</i>

Fonte: elaboração própria a partir de dados de U.S. Department of Labor, Mine Safety and Health Administration (2012).

Na Tabela 4, se visualizam a produção e a fatia de mercado dos 29 grupos dos principais produtores nos Estados Unidos, seguido pelo cálculo de HHI e C4. Esses 29 grupos respondem por 90,7% da produção total, sendo que os quatro maiores detêm 52,4% do mercado. Como o C4 está abaixo do parâmetro convencionalmente utilizado de 75%, entende-se que por esse critério o mercado não poderia ser considerado concentrado a ponto de propiciar exercício coordenado de poder de mercado.

Para o cálculo do HHI, quando não há informação a respeito dos demais produtores, os órgãos da concorrência costumam fazer simulações, considerando casos de um único outro produtor,

10 produtores ou 20 produtores. De forma conservadora, não se assumiu nenhuma hipótese sobre a quantidade de demais produtores responsáveis por 9,3% da produção. Isso majora o cálculo do HHI, à medida que sua produção foi tomada como um único bloco dentro do cálculo. Mesmo assim, o HHI foi de 0,0929, dando indícios de que o mercado não é concentrado.

Uma vez que se revelaram indícios de que o mercado seria local, foi calculada a estrutura na abertura por bacia sedimentar. Essa abertura pode capturar o efeito dos diferentes tipos de carvão sobre o preço, pois as jazidas dentro de uma mesma bacia, em geral, foram formadas na mesma época, pelo mesmo tipo de sedimento. Logo, em cada bacia há predominância de determinado tipo de carvão, embora possam se observar dois ou até três tipos de carvão - o que ocorre em apenas uma das bacias norte-americanas, a Western (EIA, 2012).

Na análise do mercado relevante geográfico local, observa-se a partir do HHI que em algumas bacias o mercado não é concentrado, como em Appalachia Central, Illinois Basin e Western. São considerados moderadamente concentrados os seguintes mercados: Appalachia Northern, Appalachia Southern, Powder River Basin e Uinta Region. Já no Interior, a concentração é elevada. A Tabela 5 abaixo sintetiza essas informações. No Apêndice E se encontram as tabelas completas de cada bacia individualmente.

Tabela 5. Síntese das informações de mercado de carvão norte-americano por bacia - 2011

Bacia	Número de concorrentes	C4 da bacia e participação dos agentes	HHI
Appalachia Central	344	16,4%	0,0140
Quatro maiores produtores:			
<i>Consol Coal Company</i>		5,3%	
<i>ICG</i>		4,2%	
<i>Elk Run Coal Company Inc</i>		3,9%	
<i>Frasure Creek Mining Llc</i>		2,9%	
Appalachia Northern	220	55,5%	0,1672
Quatro maiores produtores:			
<i>Consol Coal Company</i>		38,7%	
<i>Newmont (Rosebud Mining Company)</i>		6,7%	
<i>American Energy Corporation</i>		5,3%	
<i>The Ohio Valley Coal Company</i>		4,8%	
Appalachia Southern	31	67,2%	0,2301
Quatro maiores produtores:			

Bacia	Número de concorrentes	C4 da bacia e participação dos agentes	HHI
<i>Walter Industries</i>		45,3%	
<i>Drummond Company Inc</i>		9,1%	
<i>Shannon, Llc</i>		7,8%	
<i>National Coal Of Alabama Inc</i>		4,9%	
Illinois Basin	39	53,7%	0,1500
Quatro maiores produtores:			
<i>Peabody</i>		35,8%	
<i>Mach Mining Llc</i>		6,2%	
<i>Armstrong Coal Company Inc</i>		6,0%	
<i>The American Coal Company</i>		5,8%	
Interior	14	82,4%	0,3848
Quatro maiores produtores:			
<i>Luminant Mining Company Llc</i>		60,1%	
<i>Texas Westmoreland Coal Co.</i>		7,8%	
<i>The Sabine Mining Company</i>		7,4%	
<i>Dolet Hills Lignite Company Ll</i>		7,1%	
Powder River Basin	12	76,2%	0,1952
Quatro maiores produtores:			
<i>Peabody</i>		32,0%	
<i>Arch Coal (Thunder Basin Coal Company Llc)</i>		24,9%	
<i>Alpha Coal West, Inc.</i>		10,8%	
<i>Cordero Mining Llc</i>		8,5%	
Uinta Region	12	70,7%	0,2065
Quatro maiores produtores:			
<i>Arch Coal</i>		38,9%	
<i>Peabody</i>		17,0%	
<i>West Ridge Resources Inc</i>		7,8%	
<i>Energy West Mining Company</i>		6,9%	
Western	17	59,3%	0,1207
Quatro maiores produtores:			
<i>Peabody</i>		22,9%	
<i>The Coteau Properties Company</i>		17,2%	
<i>Bhp Navajo Coal Company</i>		9,9%	
<i>Falkirk Mining Company</i>		9,4%	

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013).

4.1.3 Condições de entrada e rivalidade

As barreiras à entrada são bastante elevadas no mercado de exploração de carvão. A produção requer pesados investimentos em tecnologia, equipamentos, terra e pessoal para ganhar economias de escala suficientes. Os gastos de capital para manter, melhorar ou substituir instalações existentes são contínuos e consideráveis, de forma que os custos fixos devem ser diluídos por uma grande base de operações.

No que diz respeito à rivalidade, entende-se que há um número expressivo de empresas atuando, como mostra a Tabela 5, porém não há informações a respeito da capacidade ociosa. As importações são relevantes especialmente para a Appalachia Southern, tendo em vista que representam 16% do total produzido na região da bacia (dados de 2012). Para as demais bacias, as importações ficam em torno de 0,1% da produção, como pode ser visto na Tabela 6 abaixo.

Tabela 6. Percentual de importações sobre a produção

Bacias	2011	2012
Appalachia Central	0,67%	0,02%
Appalachia Northern	0,13%	0,12%
Appalachia Southern	15,87%	15,73%
Illinois Basin	0,06%	0,00%
Interior Basin Total	0,05%	0,09%
Powder River Basin	0,01%	0,00%
Western Total	0,17%	0,14%
Uinta Region	0,00%	0,00%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013).

Em termos de consumo, observa-se que não há dados completos de consumo de carvão por estado ou bacia para que se possa calcular o percentual de importações sobre o total consumido. O EIA disponibiliza informações nessa abertura apenas para a finalidade de produção de energia elétrica. Os demais usos, como industrial, comercial e institucional, não são divulgados nessa abertura. Porém, os demais usos correspondem a apenas 7% do total consumido de carvão, como mostra o Gráfico 5.

Gráfico 5. Percentual de consumo de carvão por finalidade - toneladas curtas - 2012

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013).

Assim, foi realizada a análise utilizando somente os dados de consumo de carvão para energia elétrica, que é o principal uso do carvão nos Estados Unidos. A partir das informações dispostas na Tabela 7, pode-se inferir que as importações de carvão correspondem a 1% do consumo, sendo significativa apenas no caso de Appalachia Southern – local onde atingem 11% do consumo.

Tabela 7. Consumo de carvão, importações e percentual de carvão importado em relação ao consumo de carvão para energia elétrica - mil toneladas curtas - 2012

Bacias	Consumo de Carvão para Energia Elétrica	Importações	% Importações sobre Consumo para Energia Elétrica
Appalachia Central	49.505	36	0,1%
Appalachia Northern	100.437	714	1%
Appalachia Southern	31.753	3.454	11%
Illinois Basin	114.694	0,14	0,0001%
Interior	212.730	253	0,1%
Powder River Basin	17.661	7	0,04%
Uinta Region	23.684	-	0%
Western	86.396	761	1%
<i>Subtotal</i>	<i>636.858</i>	<i>5.225</i>	<i>1%</i>
Estados sem produção	186.692	3.464	2%
<i>Total</i>	<i>823.550</i>	<i>8.689</i>	<i>1%</i>

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013).

Entretanto, embora as importações não sejam significativas, há importantes quantias de carvão comercializadas entre as bacias, conforme disposto na Tabela 8. Com exceção de Powder River Basin, que consome basicamente o carvão produzido em suas jazidas, todas as

demais bacias adquirem carvão de fora em quantidade expressiva, como é o caso de Appalachia Central, Appalachia Southern, Illinois Basin e Interior.

Tabela 8. Percentual de carvão consumido oriundo de outras bacias e a origem do carvão - 2012

Bacias	Percentual de carvão consumido oriundo de outras bacias	Origem do carvão
Appalachia Central	87%	Appalachia Northern, Appalachia Southern, Illinois Basin, Powder River Basin, Uinta Region e Western
Appalachia Northern	32%	Appalachia Northern, Appalachia Southern, Illinois Basin, Powder River Basin e Western
Appalachia Southern	77%	Appalachia Northern, Appalachia Southern, Illinois Basin, Powder River Basin, Uinta Region e Western
Illinois Basin	63%	Appalachia Northern, Appalachia Southern, Illinois Basin, Powder River Basin, Uinta Region e Western
Interior	77%	Appalachia Northern, Appalachia Southern, Illinois Basin, Powder River Basin, Uinta Region e Western
Powder River Basin	0,2%	Appalachia Northern, Powder River Basin, Uinta Region e Western
Uinta Region	36%	Powder River Basin, Uinta Region e Western
Western	37%	Powder River Basin, Uinta Region e Western

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013).

4.1.4 Considerações

Da análise de concentração de mercado, obtêm-se dois importantes resultados: (i) considerando o mercado americano como um todo, a concentração é baixa devido ao equilíbrio de forças entre os grandes produtores e à presença de empresas de médio e pequeno porte; e (ii) ao se tomar o mercado por bacia, há indícios de elevada concentração apenas no Interior (apresentando conjuntamente HHI acima de 0,2500 e C4 acima de 75%). Contudo, essa situação é amenizada pela quantidade expressiva de carvão adquirido pelo Interior de outras bacias, indicando que a rivalidade entre as diferentes bacias pode inibir um eventual comportamento oportunista dos produtores no Interior.

Tendo em vista essas considerações, o mercado de carvão será considerado detentor de razoável concorrência, permitindo o uso do preço como *proxy* para custo.

4.2 Petróleo: mercado relevante, análise de concentração, entrada e rivalidade

O petróleo é a principal fonte energética do mundo, responsável por 33% da energia primária consumida (BRITISH PETROLEUM, 2015). No caso norte-americano, é comumente usado para a geração de calor, representando 8% do total da energia consumida para essa finalidade (IEA, 2014). Existe ampla literatura a respeito da concentração de seu mercado (SAMPSON, 1975; YERGIN, 1991), discutindo, em especial, o poder de determinar preços das denominadas "Sete Irmãs", que atualmente são representadas pela ExxonMobil, Chevron Texaco, Shell e BP. No caso americano, além das grandes empresas produtoras se observa também a presença de agentes de médio porte, como é observado na análise referente à concentração efetuada a seguir.

4.2.1 Mercado relevante do produto e geográfico

A cadeia do petróleo envolve, *grosso modo*, cinco grandes etapas: exploração, extração, transporte, refino e distribuição. Os estudos exploratórios objetivam dimensionar o tamanho das reservas por meio da utilização de métodos geofísicos (gravimétricos, magnéticos e sísmicos). Esse segmento é intensivo em tecnologia e mão de obra qualificada, sendo marcado por inovações tecnológicas constantes (BAIN & COMPANY, 2009). A partir da sinalização dos dados geofísicos, buscam-se comprovar a existência de petróleo e a extensão da jazida, por meio da perfuração de poços. Os dados obtidos são então confrontados com informações de consumo e cotação de preços, entre outras, a fim de se determinar se a produção é comercialmente viável.

Após a fase de exploração, caso a produção seja entendida como viável, inicia-se a extração. O método de extração varia conforme a profundidade da jazida e das características do reservatório. Com as tecnologias de extração disponíveis atualmente, entre 30 e 50% do petróleo é recuperado (GREEN e WILLHITE, 2003).

Além da exploração e extração, a cadeia produtiva compreende o transporte do óleo cru (oleodutos ou navios), o refino e a distribuição (por caminhões-tanques), cujas tecnologias são conhecidas e difundidas. Nas refinarias, o petróleo é colocado em ebulição para fracionamento de seus componentes e obtenção de derivados. Os derivados mais conhecidos são: gás liquefeito (GLP), gasolina, nafta, óleo diesel, querosene de aviação e de iluminação, óleo combustível, asfalto, lubrificante, solventes, parafinas e coque de petróleo. Para produção de energia elétrica, utilizam-se principalmente o óleo diesel e o óleo combustível.

Pode-se dizer que as duas primeiras fases, exploração e extração, carregam maior componente tecnológico, de modo que, para fins da análise de *learning curves*, será definido o mercado relevante do produto como o petróleo cru e não os seus derivados, resultantes das últimas etapas da cadeia.

Para a análise do mercado relevante geográfico, no caso do petróleo cru, pode-se dizer que praticamente não há divergências entre os preços locais e o preço nacional. As séries vêm apresentando mesma tendência há décadas, como mostra o Gráfico 6.

Gráfico 6. Preço local (US\$ por barril) - jun/1978 a jun/2013

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2014).

Ademais, tratando-se de uma *commodity* internacional, amplamente comercializada e de baixos custos de transporte, espera-se que o mercado geográfico seja, inclusive, mais amplo do que o nacional. No caso norte-americano, o elevado nível de importações corrobora os indícios da maior abrangência do mercado geográfico. Em 2015, 48% do consumo de petróleo

eram provenientes de importações, especialmente do Canadá e Arábia Saudita. Em 2006, as importações chegaram a ser responsáveis por 59,8% do total consumido, como mostra o Gráfico 7 abaixo.

Gráfico 7. Participação das importações de petróleo no total consumido – Estados Unidos – Milhares de barris por dia

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2016).

A elevada participação das importações evidencia que o produto importado efetivamente concorre com o produto nacional. Comparando as séries de preço *spot* do petróleo norte-americano West Texas Intermediate (WTI) com o preço do petróleo Brent, do Mar do Norte, na Europa, observa-se que as séries praticamente coincidem até final de 2010 e início de 2011, a partir de quando o preço do petróleo Brent passa a se sustentar em patamares mais elevados do que o WTI. Se até essa data os preços tinham uma variação média de 5%, a partir de 2011 até novembro de 2013 a variação média foi de 16%, chegando a quase 30% em dezembro de 2012 (Gráfico 8). Alguns dos principais motivos para a divergência são: movimentos cambiais, variações de demanda da região e possível esgotamento dos campos de petróleo do Mar do Norte. Ainda assim, as séries mantêm movimentos semelhantes de altas e baixas de preços.

Período: 1º/jan/1988 a 02/fev/2016

Período: 1º/ago/2010 a 4/nov/2013

Gráfico 8. Preço *spot* do petróleo WTI e Brent – Dólares americanos (US\$) por barril

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2016).

Com vistas a testar se o mercado relevante geográfico do petróleo deveria ser internacional, foram realizados os testes de raiz unitária e, posteriormente, de cointegração entre as duas séries de preço. O teste de raiz unitária foi realizado com dados mensais, entre maio de 1987 e setembro de 2013, com constante e tendência. A escolha dos *lags* no teste Phillips Perron foi determinada a partir da regra de Newey-West, de modo a computar uma matriz de variância-covariância consistente com heterocedasticidade e autocorrelação. Seus resultados, dispostos na Tabela 9, mostram que as séries Preço WTI e Preço Brent possuem ao menos uma raiz unitária, tanto para o teste com tendência, como quando se inclui a tendência, denominados $Z(\rho)$ e $Z(t)$ respectivamente.

Tabela 9. Teste de raiz unitária para petróleo

Estatística	Preço WTI		Preço Brent	
	Valor	Valor crítico a 10%	Valor	Valor crítico a 10%
$Z(\rho)$	-3.652	-11.200	-2.603	-11.200
$Z(t)$	-1.075	-2.570	-0.859	-2.570

Fonte: elaboração própria a partir de dados EIA (2013), programa Stata 12.0. Não se rejeita a hipótese nula de raiz unitária para valores inferiores (em módulo) aos valores críticos. Teste de Phillips Perron.

Na Tabela 10, estão os resultados do teste de cointegração. Os resultados estão em linha com o esperado: as séries possuem um vetor de cointegração, o que seria um indício de que o mercado de petróleo deveria ser maior do que o mercado nacional.

Tabela 10. Teste de cointegração de Johansen para petróleo

Rank	Log Likelihood	Autovalor	Estatística do Traço	Valores Críticos (5%)
0	-979.68056		56.7705	29.68
1	-955.47887	0.14244	8.3671*	15.41
2	-951.34246	0.02592	0.0943	3.76
3	-951.29532	0.00030		

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013). programa Stata 12.0. A estatística de traço selecionou 1 vetor de cointegração (*).

4.2.2 Análise de concentração

Uma vez que há indícios de que o mercado relevante geográfico do petróleo cru ultrapasse as fronteiras norte-americanas, haveria de se analisar a concentração em âmbito mundial. Isso certamente majoraria o número de empresas, na medida em que se incluíam os grandes produtores do Oriente Médio, como a Saudi Aramco (da Arábia Saudita), a NIOC (do Irã) e a INOC (do Iraque), além de outros países como China (CNPC/PetroChina), México (Petroleos Mexicanos) e Venezuela (PdVSA), atualmente não atuantes nos Estados Unidos.

A Tabela 11 a seguir apresenta os dez maiores produtores de petróleo no mundo. Importante notar que, mesmo se fosse adotada a hipótese de que o mercado mundial pudesse se resumir a esses dez produtores, o que não é o caso, o HHI encontrado seria de 0,1305 (inferior a 0,15), indicando que o mercado não é concentrado a ponto de propiciar um exercício coordenado de poder de mercado.

Tabela 11. Produção dos dez maiores produtores de petróleo no mundo - 2012

	Produção (milhões de barris/dia)	Participação de mercado
Saudi Aramco (Arábia Saudita)	8,2	26,0
NIOC (Irã)	3,8	12,1
Petroleos Mexicanos (México)	2,9	9,21
INOC (Iraque)	2,5	7,94
Exxon Mobil (Estados Unidos)	2,5	7,94

	Produção (milhões de barris/dia)	Participação de mercado
BP (Reino Unido)	2,5	7,94
CNPC/PetroChina (China)	2,3	7,3
ADNOC (Abu Dhabi)	2,3	7,3
KPC (Kuwait)	2,3	7,3
PdVSA (Venezuela)	2,2	7,0
TOTAL	31,5	
C4		55,23
HHI		0,1305

Fonte: elaboração própria a partir de dados de Statista (2013).

Entende-se que esses produtores correspondam a 35% do total da produção mundial, a qual totaliza 89,8 milhões de barris/dia, conforme dados do EIA para o mesmo ano. Se a diferença entre esse total e a produção dos dez maiores produtores (de 31,5 milhões de barris/dia) fosse distribuída uniformemente entre 20 hipotéticos produtores, cada produtor ficaria com 3,2% do mercado, como mostra a Tabela 12.

Tabela 12. Simulação da participação de mercado das demais empresas concorrentes

Item	Valor
(1) Produção mundial total (milhões de barris/dia) *	89,8
(2) 10 maiores produtores (milhões de barris/dia) **	31,5
(3) Diferença = (1) - (2) (milhões de barris/dia)	58,3
(4) Produção de cada um dos outros 20 produtores = (3) / 20 (milhões de barris/dia)	2,9
(5) Participação de mercado de cada um dos 20 produtores = (4) / (1) (percentual)	3,2%

Fontes: elaboração própria a partir de dados de * EIA (2013) e ** Statista (2013).

Nesse caso, o mercado poderia ser representado conforme Tabela 13 e o HHI correspondente seria ainda menor, de 0,0371.

Tabela 13. Simulação de estrutura de mercado considerando outros 20 produtores - 2012

	Produção (milhões de barris/dia)	Participação de mercado
Saudi Aramco	8,2	9,1%
NIOC	3,8	4,2%
Petroleos Mexicanos	2,9	3,2%
INOC	2,5	2,8%
Exxon Mobil	2,5	2,8%
BP	2,5	2,8%
CNPC/PetroChina	2,3	2,6%
ADNOC	2,3	2,6%

	Produção (milhões de barris/dia)	Participação de mercado
KPC	2,3	2,6%
PdVSA	2,2	2,5%
Empresa 1	2,9	3,2%
Empresa 2	2,9	3,2%
Empresa 3	2,9	3,2%
Empresa 4	2,9	3,2%
Empresa 5	2,9	3,2%
Empresa 6	2,9	3,2%
Empresa 7	2,9	3,2%
Empresa 8	2,9	3,2%
Empresa 9	2,9	3,2%
Empresa 10	2,9	3,2%
Empresa 11	2,9	3,2%
Empresa 12	2,9	3,2%
Empresa 13	2,9	3,2%
Empresa 14	2,9	3,2%
Empresa 15	2,9	3,2%
Empresa 16	2,9	3,2%
Empresa 17	2,9	3,2%
Empresa 18	2,9	3,2%
Empresa 19	2,9	3,2%
Empresa 20	2,9	3,2%
TOTAL	89,8	100,0%
<i>C4</i>		<i>19,4%</i>
<i>HHI</i>		<i>0,0371</i>

Fonte: elaboração própria a partir de dados de Statista (2013).

Conservadoramente, pode ser analisada a estrutura de mercado dentro do país. Observando as empresas que atuam nos Estados Unidos, o HHI é de 0,06 (Tabela 14), indicando que o mercado não é concentrado também sob esta ótica.

Tabela 14. Produção de empresas atuantes nos Estados Unidos - 2011

	Produção (milhões de barris)	Participação de mercado
Andarko Petroleum Corporation	74,0	5,3%
Apache Corporation	51,7	3,7%
Berry Petroleum Company	9,0	0,6%
Bill Barrett Corporation	1,5	0,1%
BP plc	162,0	11,5%
Cabot Oil & Gas Corporation	1,4	0,1%

	Produção (milhões de barris)	Participação de mercado
Chaparral Energy, Inc.	5,0	0,4%
Chesapeake Energy Co.	31,7	2,3%
Chevron Corporation	170,0	12,1%
Cimarex Energy Co.	16,0	1,1%
Comstock Resources, Inc.	0,8	0,1%
Concho Resources Inc.	14,7	1,0%
ConocoPhillips	139,0	9,9%
Continental Resources, Inc	16,5	1,2%
Denbury Resources Inc.	22,2	1,6%
Devon Energy Corporation	50,0	3,6%
El Paso Corporation	7,6	0,5%
EnCana Corporation	3,5	0,2%
Energen Corporation	8,5	0,6%
EOG Resources, Inc	52,4	3,7%
EQT Corporation	0,2	0,0%
EV Energy Partners, LP	2,0	0,1%
EXCO Resources, Inc.	0,7	0,0%
Exxon Mobil Corporation	126	9,0%
Forest Oil Corporation	5,6	0,4%
Hess Corporation	34,0	2,4%
Linn Energy, LLC	11,7	0,8%
Loews Corporation	3,0	0,2%
Marathon Oil Corporation	27,0	1,9%
National Fuel Gas Company	2,9	0,2%
Newfield Exploration Company	13,0	0,9%
Noble Energy, Inc.	19,0	1,4%
Occidental Petroleum Corporation	109,0	7,8%
Petrohawk Energy Corporation	7,6	0,5%
Petroleum Development Corporation	2,8	0,2%
Pioneer Natural Resources Company	23,0	1,6%
Plains Exploration & Production Company	19,1	1,4%
QEP Resources, Inc.	6,5	0,5%
Range Resources Corporation	7,5	0,5%
Rosetta Resources Inc.	4,5	0,3%
Royal Dutch Shell plc	77,0	5,5%
SandRidge Energy, Inc.	11,8	0,8%
SM Energy Company	11,6	0,8%
Southwestern Energy Company	0,1	0,0%
Swift Energy Company	5,2	0,4%

	Produção (milhões de barris)	Participação de mercado
Talisman Energy Inc.	0,5	0,0%
Ultra Petroleum Corporation	1,4	0,1%
Whiting Petroleum Corporation	20,4	1,5%
WPX Energy, Inc.	12,8	0,9%
TOTAL	1403,4	100,0%
C4		42,5%
HHI		0,0653

Fonte: elaboração própria a partir de dados de Ernest & Young (2014).

4.2.3 Condições de entrada e rivalidade

Apesar de as atividades de exploração e produção serem potencialmente competitivas, existem significativas barreiras à entrada relacionadas ao conhecimento técnico específico e à capacidade de gerir o risco inerente à atividade. Quando associadas às vantagens de custos que firmas atuantes há bastante tempo possuem (custo fixo inicial já amortizado e maior facilidade de obtenção de financiamentos a condições mais vantajosas) e às economias de escala, essas barreiras podem ser bastante efetivas na inibição da entrada de outras empresas no setor.

Contudo, por se tratar de uma *commodity* de fácil transporte, as importações costumam ser significativas. Em 2012, as importações de petróleo cru nos Estados Unidos foram de 8,5 milhões de barris por dia, 31% mais altas do que a produção nacional, de 6,5 milhões de barris por dia (fonte: EIA). Essa rivalidade com produtores internacionais poderia ter o condão de acirrar a concorrência no mercado, se não fosse pela ação colusiva no preço.

Diversos estudos buscam explicar o modelo de ajuste do preço internacional do petróleo. Duas explicações têm se destacado (GRIFFIN, 1985; MABRO, 1991; ALHAJJI e HUETTNER, 2000; SANTIS, 2000): (i) a tese de que os membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP ou OPEC, do inglês *Organization of the Petroleum Exporting Countries*) formam um cartel que determina a quota de oferta de cada país, afetando o preço de mercado; e (ii) o modelo de firma dominante, no qual a oferta da Arábia Saudita é responsável pelas oscilações de preço no curto e longo prazo. Neste último modelo, tem-se que, sendo a oferta da Arábia Saudita inelástica no curto prazo, um choque no mercado seria acomodado por um imediato aumento de preço. No longo prazo, a produção da firma dominante se ajustaria à demanda, levando a uma redução no preço e retorno ao equilíbrio de longo prazo.

Ambas as teses são sujeitas a críticas. Sobre a primeira delas, pode-se aventar que o equilíbrio do cartel é instável, uma vez que os membros possuem elevados incentivos em se desviar da decisão acordada, pois poderiam obter ganhos extraordinários com o aumento da oferta (AGUIAR-CONRARIA e WEN, 2012). Isso faria com que frequentemente um dos membros quebrasse o arranjo acordado inicialmente e o mercado internacional poderia ser caracterizado como mais competitivo do que o modelo cartelizado.

Outra crítica a esta tese diz respeito à produção marginal no caso do petróleo. Na maior parte dos mercados, o produtor marginal seria aquele que produz a última unidade, de maior custo, que entra no mercado apenas ao maior preço possível. Na produção de petróleo, é ao contrário: o produtor marginal é aquele de menor custo e com grandes reservas de petróleo, como a Arábia Saudita e o Kuwait, que são acionados quando a oferta de petróleo dos demais países não é suficiente para atender à demanda. Logo, eles se comportariam como tomadores de preço (*pricetakers*), ao invés de determinarem preços (SANTIS, 2000).

Por sua vez, a tese de firma dominante vem sendo criticada por dois motivos. Em primeiro lugar, não explica muito bem os choques persistentes no preço do petróleo. Explicações provenientes do lado da demanda seriam mais plausíveis, na medida em que grandes aumentos da demanda de China e Índia poderiam provocar alta no preço da *commodity*. Em segundo lugar, os países produtores de petróleo não agiriam como firmas seguidoras da Arábia Saudita, principalmente devido ao fato de muitos deles terem a maior parte da produção em posse de empresas controladas pelo estado e serem fortemente intervencionistas nas políticas relacionadas à produção de petróleo (NIKLAUS e INCHAUSPE, 2012). Essa ideia fortalece a tese de que cada país é um maximizador de lucros independente e o mercado seria mais concorrencial.

4.2.4 Considerações

Na análise da concentração de mercado, os indicadores mostram que o mercado não é concentrado, pois tanto o mercado mundial como o mercado local apresentam concorrentes de grande porte e diversos produtores de médio porte.

As elevadas barreiras à entrada e a possibilidade de coordenação entre os países produtores de petróleo seriam suficientes para tornar o mercado não concorrencial. Contudo, críticas às diversas às teorias de cartel sinalizam que o mercado é mais concorrencial do que pareceria à primeira vista, de forma que a adoção do preço como *proxy* de custo pode levar aos resultados pretendidos no modelo de *learning curves*.

4.3 Gás Natural: mercado relevante, análise de concentração, entrada e rivalidade

O gás natural representa 24% da energia primária consumida no mundo (BRITISH PETROLEUM, 2015). No caso norte-americano, se trata da principal fonte de geração de calor, com 70% do total de calor consumido em 2013 (IEA, 2014), e da segunda principal fonte de energia elétrica produzida, com 29% da matriz elétrica. Embora em muitos casos a produção de gás natural esteja associada à extração do petróleo, nos Estados Unidos, o gás de xisto vem ocupando parte significativa do mercado e introduzindo agentes produtores de menor porte. Consequentemente, as condições para a concorrência do mercado vêm se ampliando. A análise referente à concentração do mercado norte-americano é explicitada a seguir.

4.3.1 Mercado relevante do produto e geográfico

Nos Estados Unidos, 48% da produção de gás natural têm sua origem em fontes não convencionais, como o gás de carvão (*coalbed methane*), o gás de formações pouco permeáveis (*tight gas*) e o gás de xisto (*shale gas*). O gás de xisto, atualmente responsável pela maior parte da produção, vem se destacando especialmente a partir de meados da década de 2000 (Gráfico 9).

Gráfico 9. Percentual de Produção de gás natural nos Estados Unidos por fonte - pés cúbicos

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2016).

De forma geral, o crescimento das fontes não convencionais a partir do ano de 2000 coincidiu com o aumento do nível de preços. O Gráfico 10 mostra a ascendência dos preços dos estados norte-americanos e do preço médio nacional, com queda no ano de 2009 e posterior recuperação. Essa queda pode ter sua origem na redução da demanda naquele ano, no aumento da produção nacional¹¹ e no barateamento da tecnologia de extração do gás de xisto.

Gráfico 10. Preço do gás natural no poço (US\$ por mil pés cúbicos)

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2014).

¹¹ Informação disponível em <http://www.eia.gov/finance/performanceprofiles/overview.cfm>, último acesso em 29 de julho de 2014.

O preço da *commodity* gás natural é determinante no preço da eletricidade gerada por termoeletricas a gás natural. No Gráfico 11, observa-se que a curva de preço de eletricidade apresenta trajetória idêntica à da curva da *commodity*, indicando que, para o caso do gás natural, a tecnologia-chave para determinar preço é a da etapa da extração.

Gráfico 11. Evolução dos preços de gás natural - commodity e eletricidade - 2001 a 2008

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2014).

Assim, da mesma forma que no caso do petróleo, pode-se considerar que a tecnologia de extração da matéria-prima dita o efeito aprendido da energia gerada pelo gás natural. Assim, se definirá o mercado relevante do produto como a *commodity* gás natural.

Observando o Gráfico 10, se observa que os preços locais seguem uma tendência comum, com pequenas flutuações de curto prazo. Importante notar que essa tendência comum corrobora a hipótese de que os mercados sejam integrados. Embora o transporte de gás natural possa, em muitos casos, ser um fator limitador do acesso ao gás produzido em regiões distantes, a rede de gasodutos nos Estados Unidos é bastante integrada, como mostra a Figura 5. Assim, os estados produtores no sul do país, em especial, Texas, Oklahoma e Louisiana, responsáveis por 54% da produção em 2012 (EIA, 2014), podem abastecer diversas regiões por meio de gasodutos interestaduais. Os estados assinalados em cinza correspondem àqueles que adquirem mais de 80% da oferta de gás natural requerida por meio dos gasodutos interestaduais. Estados ao norte do país são abastecidos também por importações advindas principalmente do Canadá.

Figura 5. Gasodutos interestaduais norte-americanos

Fonte: elaboração própria a partir de dados de Metro (2005).

Com vistas a identificar o mercado relevante geográfico do gás natural, foram realizados dois testes de cointegração: (i) entre os preços locais (por estado) no poço e o preço médio nacional, a partir de dados em painel; e (ii) entre o preço americano (Henry Hub) e o preço russo (na fronteira com a Alemanha), com dados de séries temporais. Cumpre dizer que o preço médio americano e o preço Henry Hub são extremamente próximos, como mostra o Gráfico 12 a seguir, de forma que se torna indiferente a adoção de um ou de outro.

Gráfico 12. Preço médio americano ⁽¹⁾ e preço Henry Hub em Lousiana ⁽²⁾

Fonte: elaboração própria a partir de dados de (1) EIA (2014); (2) German Federal Office of Economics and Export Control (2014).

Antes de realizar os testes, foi preciso identificar se as séries possuem uma raiz unitária. Para tanto, no modelo de séries temporais, aplicaram-se os testes Dickey-Fuller e Phillips Perron e, para o modelo em painel, os testes de Fisher (Phillips Perron e Dickey Fuller). Na Tabela 15, pode-se notar que se aceita a hipótese nula de raiz unitária para os preços locais de gás natural, preço Henry Hub e preço do gás natural russo.

Tabela 15. Teste de raiz unitária para gás natural

Estatística	Preços locais		Preço Henry Hub		Preço Rússia	
	Valor	P-valor	Valor	Valor crítico a 5%	Valor	Valor crítico a 5%
Z(rho)	0.9310	0.8241	-20.371	-21.325	-12.569	-21.325
Z(t)			-3.203	-3.429	-2.617	-3.429

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013) e German Federal Office of Economics and Export Control (2014), programa Stata 12.0. Não se rejeita a hipótese nula de raiz unitária para valores inferiores (em módulo) aos valores críticos ou com p-valor superior a 5%-10%. Teste Phillips Perron.

Na Tabela 16, estão os resultados do teste de cointegração de Westerlund para o modelo em painel (preço local vs. preço médio americano). Observa-se que é possível rejeitar a nula de que as séries não são cointegradas.

Tabela 16. Teste de cointegração de Westerlund para preço de gás natural - séries locais vs média EUA

Preço por estado vs Preço EUA			
Estatística	Valor	Z	p-valor
Gt	-2.710	-2.206	0.014
Ga	-21.149	-6.954	0.000
Pt	-12.005	-1.678	0.047
Pa	-13.814	-4.069	0.000

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013), programa Stata 12.0. A hipótese nula de Gt e Ga testa se não há cointegração para todo i contra a alternativa de que há para ao menos um i , enquanto a

nula de P_t e P_a testa se não há cointegração para todo i contra a alternativa de que há para todos os i . A diferença entre os indexadores "t" e "a" é que o primeiro seleciona a especificação do modelo segundo o número de observações, enquanto o segundo indexador "a" seleciona conforme o critério de Akaike.

Da mesma forma, o teste de Johansen para as séries de preço Henry Hub em Lousiana e preço do gás russo na fronteira com a Alemanha evidencia um vetor de cointegração (Tabela 17). A partir desses testes, obtêm-se indícios de que o mercado relevante de gás natural ultrapassa a fronteira dos Estados Unidos.

Tabela 17. Teste de cointegração de Johansen para preço de gás natural - Henry Hub vs preço na Rússia (fronteira com Alemanha)

Rank	Log Likelihood	Autovalor	Estatística do Traço	Valores Críticos (5%)
0	-464.03023	.	20.7980	15.41
1	-454.99620	0.06249	2.7299*	3.76
2	-453.63123	0.00970		

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013). programa Stata 12.0. A estatística de traço selecionou 1 vetor de cointegração (*).

4.3.2 Análise de concentração

Como há indícios de que o mercado relevante geográfico do gás natural seja maior do que o nacional, haveria de se analisar a concentração em âmbito mundial, incluindo grandes empresas que atuam no Oriente Médio, como a NIOC (do Irã), a Qatar General Petroleum Corporation (do Catar), a Saudi Arabian Oil Company (da Arábia Saudita) e a INOC (do Iraque), além de empresas estatais de outros países, como a PdVSA (da Venezuela), a Nigerian National Petroleum Corp. (da Nigéria), a Sonatrach (da Argélia), a OAO Gazprom (da Rússia) e a Egyptian General Petroleum Corp. (Egito).

A Tabela 18 a seguir apresenta os dez maiores detentores de reservas de gás natural no mundo, uma vez que existe grande dificuldade em obter dados de produção ou receita de gás natural segregada da atividade do petróleo. Sob a hipótese de que o mercado mundial se limitasse a esses dez produtores, o HHI encontrado seria de 0,2090 (superior a 0,15),

indicando que o mercado é moderadamente concentrado. Ao se observar os 50 maiores detentores de reservas (utilizando a mesma fonte), o HHI não se modificaria muito, passando para 0,2109.

Tabela 18. Reservas dos dez maiores produtores de petróleo no mundo - 2010

	Reservas (bilhões de pés cúbicos)	Participação de mercado
National Iranian Oil Company (Irã)	1.187.000	34.6%
Qatar General Petroleum Corporation (Catar)	890.000	25.9%
Saudi Arabian Oil Company (Arábia Saudita)	287.844	8.4%
Abu Dhabi National Oil Company (Emirados Árabes Unidos)	200.000	5.8%
Petroleos de Venezuela.S.A. - PdVSA (Venezuela)	195.100	5.7%
Nigerian National Petroleum Corp. (Nigéria)	182.880	5.3%
Sonatrach (Argélia)	159.054	4.6%
OAQ Gazprom (Rússia)	139.533	4.1%
Iraq National Oil Company (Iraque)	111.520	3.3%
Egyptian General Petroleum Corp. (Egito)	77.200	2.3%
TOTAL	3.430.131	
<i>C4</i>		<i>74,8%</i>
<i>HHI para 10 maiores empresas</i>		<i>0,2090</i>
<i>HHI para 50 maiores empresas</i>		<i>0,2109</i>

Fonte: elaboração própria a partir de dados de Oil & Gas Journal (2014).

Em paralelo, pode ser analisada a estrutura de mercado dentro do país. Observando as empresas que atuam nos Estados Unidos, o HHI é de 0,05 (Tabela 19), indicando que o mercado não é concentrado sob esta ótica.

Tabela 19. Produção de empresas atuantes nos Estados Unidos - 2011

	Produção (bilhões de pés cúbicos)	Participação de mercado
Andarko Petroleum Corporation	852	5.3%
Apache Corporation	315.6	3.7%
Berry Petroleum Company	23.9	0.6%
Bill Barrett Corporation	97.9	0.1%

	Produção (bilhões de pés cúbicos)	Participação de mercado
BP plc	737	11.5%
Cabot Oil & Gas Corporation	178.8	0.1%
Chaparral Energy, Inc.	21.6	0.4%
Chesapeake Energy Co.	1004	2.3%
Chevron Corporation	466	12.1%
Cimarex Energy Co.	120.1	1.1%
Comstock Resources, Inc.	90.6	0.1%
Concho Resources Inc.	53.7	1.0%
ConocoPhillips	708	9.9%
Continental Resources, Inc	153.5	0.0%
Denbury Resources Inc.	36.7	1.2%
Devon Energy Corporation	10.8	1.6%
El Paso Corporation	740	3.6%
EnCana Corporation	248	0.5%
Energen Corporation	685	0.2%
EOG Resources, Inc	71.7	0.6%
EQT Corporation	415.7	3.7%
EV Energy Partners, LP	197.6	0.0%
EXCO Resources, Inc.	29.2	0.1%
Exxon Mobil Corporation	178.3	0.0%
Forest Oil Corporation	1559	9.0%
Hess Corporation	88.5	0.4%
Linn Energy, LLC	42	2.4%
Loews Corporation	64	0.8%
Marathon Oil Corporation	45	0.2%
National Fuel Gas Company	119	1.9%
Newfield Exploration Company	50.5	0.2%
Noble Energy, Inc.	182	0.9%
Occidental Petroleum Corporation	141	1.4%
Petrohawk Energy Corporation	285	7.8%
Petroleum Development Corporation	311.2	0.5%
Pioneer Natural Resources Company	30.9	0.2%
Plains Exploration & Production Company	143.2	1.6%
QEP Resources, Inc.	125.8	1.4%
Range Resources Corporation	236.4	0.5%
Rosetta Resources Inc.	157	0.5%
Royal Dutch Shell plc	33	0.3%
SandRidge Energy, Inc.	368	5.5%
SM Energy Company	69.3	0.8%

	Produção (bilhões de pés cúbicos)	Participação de mercado
Southwestern Energy Company	100.3	0.8%
Swift Energy Company	499.4	0.0%
Talisman Energy Inc.	31.8	0.4%
Ultra Petroleum Corporation	141.9	0.0%
Whiting Petroleum Corporation	236.8	0.1%
WPX Energy, Inc.	26.4	1.5%
TOTAL	416.8	0.9%
C4		32,1%
HHI		0,0477

Fonte: elaboração própria a partir de dados de Ernest & Young (2013).

4.3.3 Condições de entrada e rivalidade

Nos Estados Unidos, há quatro classificações principais para o gás natural, segundo a fonte: (i) originário de poços de gás natural (também chamado "convencional não-associado"); (ii) originário de poços de petróleo (ou "convencional associado"); (iii) gás de xisto (ou "não convencional"); e (iv) gás natural em camadas de carvão (do inglês *coalbed methane* - CBM). Dados desde 1967 mostram que por diversos anos o gás associado representou 1/4 do total da produção, resultando em grandes empresas petrolíferas explorando gás natural (fonte: EIA). Apenas mais recente, precisamente de 2006 em diante, o gás de xisto passou a se tornar mais representativo, ocupando hoje a primeira posição dentre as fontes de gás natural, com 40% da produção (Gráfico 13).

Gráfico 13. Percentual de gás natural pela origem da produção (pés cúbicos) - 2004 a 2013

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2014).

As empresas que já atuam extraindo petróleo podem ter algumas vantagens para entrar no mercado de gás natural, relacionadas às economias de escala, *know how* para perfuração e gestão do risco inerente à atividade de perfuração. O tempo de atuação no mercado também pode ser uma barreira aos entrantes. Isso porque a produção de gás envolve elevados custos fixos iniciais, os quais para as empresas já atuantes se encontram amortizados. Ademais, empresas antigas adquiriram reputação no mercado, o que pode facilitar a obtenção de financiamentos a custos mais baixos. Essas barreiras podem ser efetivas na inibição da entrada de outras empresas no setor.

No caso do gás de xisto, há diversos produtores independentes atuando devido ao fato de que as barreiras à entrada desse tipo de gás são mais baixas do que no caso de exploração *offshore*, por exemplo. Isso porque tanto pequenas como grandes empresas costumam terceirizar para empresas especializadas a perfuração e o fracionamento da rocha (procedimento conhecido como "*fracking*", que cria fissuras na rocha ao injetar água, permitindo a extração do petróleo ou do gás). Diversos pequenos produtores costumam terceirizar inclusive o serviço de planejamento de poços. Ademais, eles têm a possibilidade de alugar direitos de terras e minerais de proprietários privados, sendo que o custo para garantir um único contrato de arrendamento pode ser pequeno e a maior parte dos custos para garantir contratos de arrendamento não é irreversível: os arrendamentos podem ser revendidos a outros produtores. O resultado disso é que o mercado do gás de xisto, que a princípio era concentrado nas mãos de grandes empresas, passou a ser não concentrado (WANG e XUE, 2014).

O elevado custo de transporte poderia constituir uma barreira para adquirir o produto de uma região vizinha. No caso dos Estados Unidos, entretanto, a ampla rede de gasodutos instalada facilita o acesso dos compradores a mercados distantes, aumentando a comercialização entre estados, como foi visto anteriormente.

Ademais, a rivalidade das importações não deve ser desconsiderada. Atualmente, 10% do volume total produzido são importados, sendo 90% das importações provenientes do Canadá.

Esse cenário mais recente favorece a ideia de que o mercado norte-americano de gás natural caminha para uma situação concorrencial.

4.3.4 Considerações

Na análise da concentração de mercado, os indicadores mostram que, embora o mercado mundial seja concentrado principalmente nas mãos de grandes empresas estatais de alguns países, o mercado local possui baixa concentração. As não tão elevadas barreiras à entrada para o gás de xisto, em particular, abriram a possibilidade de pequenos e médios produtores independentes se estabelecerem no mercado, criando um potencial de concorrência antes não verificado com o gás convencional.

Assim, a adoção do preço como *proxy* de custo também não seria prejudicial na obtenção dos resultados pretendidos no modelo de *learning curves*.

4.4 Energia Nuclear: mercado relevante, análise de concentração, entrada e rivalidade

A energia nuclear vem declinando de importância na matriz mundial. Em 2001, chegou a responder por 8,2% da energia total consumida no mundo e, treze anos, depois sua participação caiu para 4,4% (BRITISH PETROLEUM, 2015). No caso norte-americano, porém, a energia nuclear ainda corresponde a 19% da energia elétrica produzida em 2013 (IEA, 2014), constituindo a terceira principal fonte para essa finalidade. Os elevados custos para implantar uma nova usina (MARYLAND PIRG FOUNDATION, 2009), não apenas com a construção em si, mas também devido à necessidade de pessoal qualificado, tornam as economias de escala fundamentais. Como consequência, o mercado de energia nuclear pode não ser muito pulverizado. A análise referente à concentração do mercado norte-americano é explicitada a seguir.

4.4.1 Mercado relevante do produto e geográfico

Assim como para as demais fontes utilizadas na produção de energia elétrica, interessa ao modelo de *learning curves* analisar a tecnologia de conversão do insumo em energia elétrica. Por este motivo, será adotado como mercado relevante do produto a energia nuclear gerada – e não a *commodity* urânio.

Após o acidente de Chernobyl, em 1986, a energia nuclear passou a contar com o desinteresse dos investidores e a falta de apoio da população em geral. As novas plantas passaram a atuar com excesso de capacidade. Ao final dos anos 1990, o mercado passou por uma fase de fusões e aquisições, concentrando o mercado nas mãos de poucas grandes empresas.

Desde o início dos anos 90, foram aplicadas restrições às importações de urânio, reduzindo a competitividade da matéria-prima nos Estados Unidos (OECD, 2008). No entanto, dada a baixa participação do urânio nos custos totais da planta, tal medida não afetou o desempenho da indústria.

Com a elevação dos preços dos combustíveis fósseis e o Energy Act de 2005, o qual previu empréstimos e garantias para a produção de energia nuclear, esta fonte foi reposicionada na agenda energética dos Estados Unidos. Assim, o mercado norte-americano voltou a crescer, contando em 2008 com aproximadamente 25% dos reatores nucleares do mundo (ROGNER e MCDONALD, 2008).

Segundo informações do World Nuclear Association, em 2012 havia 100 reatores nucleares espalhados por 31 estados. A Figura 6 mostra a elevada concentração de reatores no leste do país.

Figura 6. Reatores nucleares nos Estados Unidos

Fonte: World Nuclear Association (2012).

A partir de 2009, com a queda do preço do gás natural, o mercado se desacelerou (Gráfico 14). Adicionalmente, cerca de 10 reatores estavam sob o risco de encerramento das atividades

em 2013, principalmente devido ao baixo preço da eletricidade, questões regulatórias e preocupações locais com segurança e confiabilidade.

Gráfico 14. Evolução do consumo de energia nuclear

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2014).

Uma das vantagens do fornecimento da energia nuclear é a possibilidade de as instalações estarem próximas ao centro de carga, evitando longas linhas de transmissão. Porém, isso não necessariamente significa que o mercado relevante do produto seja local.

Em diversos países, não apenas no caso da nuclear, as usinas produtoras de energia elétrica estão interligadas à rede de transmissão, permitindo que a produção local seja ofertada em nível nacional ou, ao menos, para além da região onde é produzida. Este é o caso, por exemplo, da região nórdica, onde os mercados de energia elétrica da Suécia, Finlândia, parte da Noruega e parte da Dinamarca são interconectados por linhas de transmissão internacionais, formando apenas um mercado relevante (JUSELIUS e STENBACKA, 2008).

De forma diferente, nos Estados Unidos, a rede elétrica que abastece as diferentes regiões do país é composta por três interligações independentes (para além da interligação do Alaska, totalmente independente do sistema em solo norte-americano), chamadas de "interconnections": (i) *Eastern Interconnection*; (ii) *Western Interconnection*; e (iii) *Texas Interconnection*. As interligações basicamente acompanham a divisória natural que as Montanhas Rochosas proporcionam. A *Eastern Interconnection* atende a região desde o centro do Canadá até a costa atlântica (excluindo Quebec), descendo ao sul da Flórida até as Montanhas Rochosas (excluindo o Texas). Já a *Western Interconnection* abastece desde o

oeste do Canadá ao sul de Baja Califórnia, no México, adentrando nos Estados Unidos até as Montanhas Rochosas. A *Texas Interconnection* é responsável pela região do estado do Texas.

Uma das possíveis explicações para o fato de o Texas ter se aliado das demais interligações consiste na possibilidade de manter, desta maneira, as suas redes dentro do estado, não cruzando as fronteiras de outros estados, situação a qual obrigaria o Texas a se confrontar com a regulamentação federal. Outra possível explicação se origina na autossuficiência do estado, provido de três importantes fontes energéticas: carvão, gás natural e petróleo. Isso traria maior independência energética, facilitando a escolha por uma rede mais local.

Atualmente, há registro de poucas ligações entre as três redes, de modo que cerca de 2 GWh de energia podem ser transferidos de uma interligação a outra (NERC, 2008). O projeto de integração destas redes em um único sistema, chamado de "*Tres Amigas SuperStation*", vem sendo planejado desde 2009 e a previsão é que esteja pronto em 2016. Estará localizado na cidade de Clovis, em New Mexico (Figura 7), exatamente no ponto onde é possível interconectar as três interligações. Embora exista comunicação efetiva entre as três interligações, pode-se aventar cada uma constitui um mercado relevante geográfico de energia elétrica à parte, na medida em que ainda não foi estabelecida uma rede completamente unificada.

Figura 7. Rede Elétrica nos Estados Unidos

Fonte: NERC (2008).

Além do mais, como as importações provenientes do Canadá e do México, que totalizaram 59,2 TWh em 2012 (fonte: EIA), representam em torno de 1,5% do total consumido (igual a

3.832 TWh no mesmo ano), entende-se que o intercâmbio entre os países não justifica a inclusão dos estados canadenses e mexicanos como parte do mercado relevante geográfico.

Aplicou-se o teste de cointegração de Westerlund com o propósito de identificar se os preços da energia elétrica gerada pela fonte nuclear de cada interligação cointegram com o preço norte-americano. Antes, verificou-se que a hipótese nula de que as séries em painel possuem uma raiz unitária não pôde ser rejeitada pelo teste de Fisher (Tabela 20).

Tabela 20. Teste de Fisher - para Dickey-Fuller

Parâmetro	Estatística	P-Valor
Inversa da Chi-Quadrada	0.1691	0.9999
Inversa da Normal	3.4321	0.9997
Inversa da Logit	3.6807	0.9992
Inversa da Chi-Quadrada modificada	-1.6832	0.9538

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013).

Adotando-se o critério de Akaike para selecionar os melhores modelos de cointegração no teste de Westerlund (ou seja, deve-se utilizar as estatísticas Ga e Pa dispostas na Tabela 21 abaixo), pode-se concluir que a hipótese nula de não cointegração deve ser rejeitada. Em outras palavras, o mercado pode ser considerado integrado em nível nacional.

Tabela 21. Teste de cointegração de Westerlund para energia nuclear - 1998 a 2012

Estatística	Valor	P-Valor
Gt	-1,927	0,823
Ga	-21,221	0,008
Pt	-2,745	0,857
Pa	-19.671	0,001

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013), programa Stata 12.0. A hipótese nula de Gt e Ga testa se não há cointegração para todo i contra a alternativa de que há para ao menos um i , enquanto a nula de Pt e Pa testa se não há cointegração para todo i contra a alternativa de que há para todos os i . A diferença entre os indexadores "t" e "a" é que o primeiro seleciona a especificação do modelo segundo o

número de observações, enquanto o segundo indexador "a" seleciona conforme o critério de Akaike.

Apesar disso, por conservadorismo, a análise seguirá apresentando as informações de mercado relevante geográfico conforme dois tratamentos distintos: (i) primeiro considerando o mercado relevante como um único mercado integrado; e (ii) como alternativa, tomando cada interligação como um mercado relevante à parte.

A Tabela 22 abaixo apresenta os estados que compõem cada interligação. Observa-se que a interligação Eastern agrega 38 estados americanos, cobrindo 57% do território em solo americanos (ou 47% quando se considera o Alaska).

Tabela 22. Liste de estados norte-americanos por interligação

Interligação	Estado	Eastern	New York
Alaska	Alaska	Eastern	North Carolina
Eastern	Alabama	Eastern	North Dakota
Eastern	Arizona	Eastern	Ohio
Eastern	Arkansas	Eastern	Oklahoma
Eastern	Connecticut	Eastern	Pennsylvania
Eastern	Delaware	Eastern	Rhode Island
Eastern	Florida	Eastern	South Carolina
Eastern	Georgia	Eastern	South Dakota
Eastern	Hawaii	Eastern	Tennessee
Eastern	Illinois	Eastern	Vermont
Eastern	Indiana	Eastern	Virginia
Eastern	Iowa	Eastern	West Virginia
Eastern	Kansas	Eastern	Wisconsin
Eastern	Kentucky	Texas	Texas
Eastern	Louisiana	Western	California
Eastern	Maine	Western	Colorado
Eastern	Maryland	Western	Idaho
Eastern	Massachusetts	Western	Montana
Eastern	Michigan	Western	Nevada
Eastern	Minnesota	Western	New Mexico
Eastern	Mississippi	Western	Oregon
Eastern	Missouri	Western	Utah
Eastern	Nebraska	Western	Washington
Eastern	New Hampshire	Western	Wyoming
Eastern	New Jersey		

Fonte: elaboração própria a partir de dados de US Census Bureau (2000).

4.4.2 Análise de concentração

Considerando o mercado relevante do produto a própria energia nuclear (e não o urânio) e o mercado relevante geográfico como toda a extensão dos Estados Unidos, tem-se que a concentração de mercado é bastante baixa, com HHI inferior a 0,15 e concentração das quatro maiores empresas em 45,4% (Tabela 23).

Tabela 23. Participação de mercado da energia nuclear, para mercado relevante integrado - 2010

Empresas	MW	Participação de mercado
<i>Interligação Eastern</i>	<i>18826</i>	
AmerGen	2329	7.4%
Constellation	2031	6.4%
Dominion	2487	7.9%
Duke, NCEMC	229	0.7%
EDF	1997	6.3%
Entergy	4660	14.7%
Exelon	1210	3.8%
FPL Energy	2455	7.8%
PECO (Exelon)	1428	4.5%
<i>Interligação Texas</i>	<i>5166</i>	
Energy Future Holdings Corporation	2406	7.6%
NRG Energy	1214.4	3.8%
City of San Antonio	1104	3.5%
City of Austin	441.6	1.4%
<i>Interligação Western</i>	<i>7620</i>	
Pacific Gas and Electric Company	2160	6.8%
Edison International	1689.12	5.3%
San Diego Gas & Electric Company	432	1.4%
City of Riverside Utilities Department	38.88	0.1%
Arizona Public Service Company	960.3	3.0%
Salt River Project	577.5	1.8%
El Paso Electric Company	521.4	1.6%
Southern California Edison	521.4	1.6%
PNM Resources	336.6	1.1%
Southern California Public Power Authority	194.7	0.6%
Los Angeles Department of Water and Power	188.1	0.6%
C4		45,4%
HHI		0,0694

Fonte: elaboração própria a partir de dados de Nuclear Banks (2010).

Contudo, ao se analisar o mercado por interligação, observa-se que a concentração se eleva bastante, principalmente para o *Texas* (Tabela 24). Na *Eastern Interconnection*, o mercado pode ser considerado não concentrado, com C4 inferior a 75% e HHI abaixo de 0,15. Na *Texas Interconnection*, há apenas duas plantas nucleares, detidas por 4 empresas, registrando a concentração mais elevada do país: C4 de 100% e HHI superior a 0,25, indicando mercado altamente concentrado. Já na *Western Interconnection*, há plantas apenas na Califórnia e no Arizona. Apesar disso, o mercado não se mostrou tão concentrado, com C4 ainda inferior a 75% e HHI ligeiramente superior a 0,15.

Tabela 24. Participação de mercado da energia nuclear, para mercado relevante por interligação - 2010

Empresas	MW vendido	Participação de mercado
<i>Interligação Eastern</i>		
AmerGen	2329	12.4%
Constellation	2031	10.8%
Dominion	2487	13.2%
Duke, NCEMC	229	1.2%
EDF	1997	10.6%
Entergy	4660	24.8%
Exelon	1210	6.4%
FPL Energy	2455	13.0%
PECO (Exelon)	1428	7.6%
C4		63,4%
HHI		0,1440
<i>Interligação Texas</i>		
Energy Future Holdings Corporation	2406	46.6%
NRG Energy	1214.4	23.5%
City of San Antonio	1104	21.4%
City of Austin	441.6	8.5%
C4		100,0%
HHI		0,3251
<i>Interligação Western</i>		
Pacific Gas and Electric Company	2160	28.3%
Edison International	1689.12	22.2%
San Diego Gas & Electric Company	432	5.7%
City of Riverside Utilities Department	38.88	0.5%
Arizona Public Service Company	960.3	12.6%
Salt River Project	577.5	7.6%
El Paso Electric Company	521.4	6.8%

Empresas	MW vendido	Participação de mercado
Southern California Edison	521.4	6.8%
PNM Resources	336.6	4.4%
Southern California Public Power Authority	194.7	2.6%
Los Angeles Department of Water and Power	188.1	2.5%
C4		70,0%
HHI		0,1669

Fonte: elaboração própria a partir de dados de Nuclear Banks (2010).

4.4.3 Condições de entrada e rivalidade

O custo de capital e de conhecimento especializado age como um fator limitante à entrada de novos operadores. Instalações nucleares requerem operações diárias complexas, que elevam os custos com equipamentos, material e trabalho. Adicionalmente, são exigidos aos entrantes esforços de engenharia para garantir licenças e aprovação da Comissão Reguladora Nuclear. Os operadores de centrais nucleares existentes têm a vantagem de que eles podem adicionar uma unidade em um local de produção nuclear existente, aproveitando os recursos de infraestrutura e de segurança existentes.

Em contrapartida, há que se reconhecer que a Comissão Reguladora Nuclear (NRC, do inglês *Nuclear Regulatory Commission*) simplificou recentemente o processo de licenciamento e permissão a geradores nucleares, enquanto a Lei de Política Energética de 2005 diminuiu os encargos financeiros através de incentivos fiscais e garantias de empréstimos. Além do mais, o NRC reportou antecipar pedidos de novos reatores dentro dos próximos anos (Cichanowicz, 2008).

A possibilidade de importação de energia nuclear proveniente do Canadá e do México é um fator que favorece as condições de rivalidade nos Estados Unidos. Embora atualmente o percentual de importações seja bastante baixo, como visto anteriormente, existe potencial para expandir essa participação caso se verifiquem tentativas de comportamento oportunista por parte dos produtores americanos. Sendo o mercado de energia elétrica regulado e tendo a agência reguladora o propósito de levar eletricidade aos consumidores priorizando a modicidade tarifária, deve-se ainda atentar para o fato de que o aumento da competitividade de outras fontes poderia ser um fator de estímulo para a redução de preços da energia nuclear, sob o risco de essa fonte deixar de ser acionada para injetar energia na rede elétrica. Embora este estudo considere que cada fonte energética seja um mercado à parte, não se pode perder de vista o efeito da rivalidade entre elas.

4.4.4 Considerações

A análise da concentração de mercado indica que o mercado integrado nacional não é concentrado e, sob essa hipótese (corroborada pelo estudo de cointegração), se poderia tomar o preço como uma boa *proxy* para custos no mercado de energia nuclear. Uma vez que se considerou também uma forma alternativa de agrupamento, por interligação, pôde-se notar que apenas a *Texas Interconnection* apresentou elevada concentração de mercado. Atenta-se para o fato de que entre os principais controladores das plantas nucleares no Texas estão empresas públicas, as quais, em tese, poderiam pressionar por atitudes não abusivas de suas controladas.

Por sua vez, as condições de entrada não são favoráveis. Há elevados custos de capital e custos regulatórios, ainda que venham se reduzindo ao longo do tempo após algumas medidas públicas. As condições de rivalidade compensam, de certa forma, as barreiras à entrada: além da possibilidade de importação de energia nuclear de países vizinhos, existe uma pressão para não se elevarem preços com o aumento da competitividade de outras fontes energéticas. *A priori*, se optou nesse estudo por avaliar as condições de mercado de cada fonte energética individualmente. Apesar disso, não se pode descartar o fato de que as demais fontes produtoras de energia elétrica atuam como rivais efetivos da nuclear.

Assim, entende-se que a adoção do preço da energia elétrica como *proxy* de custo não seria prejudicial na obtenção dos resultados pretendidos no modelo de *learning curves* para a fonte nuclear.

4.5 Fotovoltaica: mercado relevante, análise de concentração, entrada e rivalidade

A energia solar (incluindo geração de calor e de eletricidade) ainda tem uma participação bastante reduzida na matriz energética mundial, de apenas de 0,3% do total da energia primária consumida em 2014 (BRITISH PETROLEUM, 2015). Da energia solar produzida no ano de 2011, os países da Europa e Eurásia são responsáveis por 51%, enquanto Ásia e Pacífico respondem por 38% e a América do Norte, por 11%. Nas demais regiões, a presença dessa fonte é bastante incipiente. No caso norte-americano especificamente, a produção de

energia fotovoltaica é dez vezes maior do que a de energia térmica (IEA, 2014) e há muitos pequenos produtores atuando. A análise referente à concentração do mercado norte-americano é explicitada a seguir.

4.5.1 Mercado relevante do produto e geográfico

Enquanto para as demais fontes apresentadas, havia a possibilidade de se escolher entre analisar o mercado da *commodity* ou o mercado da energia gerada, no caso da fotovoltaica, se inviabiliza a análise da "*commodity*" sol (acessível conforme as condições climáticas da localidade e sem custo). Assim, naturalmente, para essa fonte, se seguirá adotando como mercado relevante do produto a geração de energia elétrica fotovoltaica.

Desde 2006, desenvolvimentos importantes afetaram o setor produtivo de equipamentos fotovoltaicos nos Estados Unidos (PLATZER, 2005), incluindo avanços tecnológicos, melhoria dos métodos de produção e queda dos preços dos módulos fotovoltaicos (em especial, produzidos pela China). Tais mudanças, somadas ao rápido crescimento da produção de gás de xisto, que barateou o custo da energia elétrica gerada por termoeletricas a gás natural, tiraram muitas empresas de energia fotovoltaica do mercado. Segundo dados do *Solar Energy Industry Association* (SEIA), em 2014 havia aproximadamente 75 locais de manufatura de módulos solares nos Estados Unidos, mas parte significativa foi fechada com até cinco anos de vida. A Tabela 25 mostra alguns exemplos de empresas fechadas recentemente.

Tabela 25. Exemplos de empresas fechadas entre 2011 e 2014

Empresas	Estado	Produto	Ano de abertura	Ano de fechamento
Abound Solar	Colorado	Módulos	2009	2012
Helios USA	Wisconsin	Módulos	2010	2013
Nanosolar	Califórnia	Módulos	2009	2013
MX Solar	New Jersey	Módulos	2010	2012
Solar World Americas	Califórnia	Módulos	2007	2011
Solon Americas Corp.	Arizona	Módulos	2008	2011
Solar Power Industries	Pennsylvania	Células e módulos	2003	2011
Solyndra Inc.	Califórnia	Módulos	2010	2011
SpectraWatt Inc.	New York	Células	2009	2011
BP Solar	Maryland	Células e módulos	1998	2012

Empresas	Estado	Produto	Ano de abertura	Ano de fechamento
Energy Conversion Devices	Michigan	Células e módulos	2003	2011
Suntech	Arizona	Módulos	2010	2013
Sharp Solar	Tennessee	Módulos	2003	2014

Fonte: elaboração própria a partir de dados de SEIA, Annual Market Reports 2010, 2011, 2012 e 2013.

O fechamento das empresas americanas que produzem módulos também está relacionado ao crescimento expressivo das importações de equipamentos para a produção de energia fotovoltaica. Entre 2009 e 2013, as importações de células e painéis fotovoltaicos para os Estados Unidos tiveram um acréscimo de 151% (fonte: Global Trade Atlas). A partir de 2013, passaram a valer as medidas compensatórias *antidumping* que os Estados Unidos impuseram sobre os produtos chineses em 2012, o que contribuiu para que as importações americanas como um todo (que eram principalmente provenientes da China - em torno de 33% do total em 2012) se reduzissem em 29% até o final do ano de 2013. Ainda assim, no ano de 2013, as importações chinesas correspondiam a 31% do total de módulos instalados nos Estados Unidos¹². A Tabela 26 consolida os dados dos principais países exportadores de células e módulos para os Estados Unidos.

Tabela 26. Importações de células e módulos fotovoltaicos para os Estados Unidos - Milhões de dólares - 2009 a 2013

País	2009	2010	2011	2012	2013	% 2013/ 2009	% 2012/ 2013
Malásia	55	139	563	1470	1210	2100%	-18%
China	419	1192	2804	1686	1144	173%	-32%
Taiwan	109	264	154	408	556	410%	36%
México	349	481	514	482	439	26%	-9%
Filipinas	172	28	242	390	97	-44%	-75%
Demais países	342	541	700	667	182	-47%	-73%
Total	1446	2645	4977	5103	3628	151%	-29%

Fonte: Global Trade Atlas (2015).

Apesar da ampla facilidade na importação dos insumos para a produção de energia fotovoltaica, não se pode dizer que a energia fotovoltaica em si seja comercializada entre países. Pelo contrário, em geral, a energia fotovoltaica é gerada no local de consumo, por isso vem sendo utilizada em regiões de acesso remoto, distantes dos principais centros de geração.

¹² GTM Research (2014). Informação disponível em <http://www.greentechmedia.com/articles/read/SolarWorld-Wins-Again-Big-Anti-Dumping-Tariffs-in-US-China-Solar-Panel-Tra>, último acesso em 08/06/2015.

Certamente, localidades com ampla disponibilidade de luz solar, como Califórnia e Novo México, ou com necessidades adicionais de carga, como Nova Iorque, costumam ter mais incentivos para investir na tecnologia fotovoltaica. Abaixo é mostrado na Figura 8 o potencial solar por meio da energia elétrica a ser gerada por m^2 por dia em cada região dos Estados Unidos.

Figura 8. Recursos solares nos Estados Unidos

Fonte: NREL (2007) e NREL (2013) *. * Apenas para Alasca.

Já o Gráfico 15 abaixo apresenta o número de domicílios por MW consumido de energia fotovoltaica por estado norte-americano. Pode-se notar que Califórnia, Novo México e Havaí apresentam o maior número de domicílios, coincidindo com as áreas de maior incidência de luz solar direta.

Gráfico 15. Número de domicílios por MW, por estado - 2012

Fonte: elaboração própria a partir de dados de SEIA (2013).

Nos Estados Unidos, 38 estados e um distrito (de Colúmbia) já adotam o *net metering*, permitindo que produtores locais injetem na rede a energia sobressalente ao mesmo preço da energia elétrica da rede. Na prática, o produtor não "vende" a energia, mas tem abatimentos na conta que o produtor paga quando precisa usar energia da rede. Essa medida incentiva a geração local para o suprimento de toda a rede, de forma que o mercado deixa de assumir caráter local.

Em virtude dessa característica da energia fotovoltaica, que pode se propagar na rede e atingir mercados afastados do gerador, se adotará como mercado relevante geográfico toda a área dos Estados Unidos.

4.5.2 Análise de concentração

Em virtude da ausência de dados a respeito dos produtores de energia fotovoltaica propriamente dita, se utilizarão para a análise de concentração as informações do mercado de produtores de células e módulos fotovoltaicos. A hipótese por trás do uso desses dados ao invés daqueles referentes à produção de energia é que células e módulos constituem o principal custo da energia fotovoltaica e, portanto, um eventual mercado não concorrencial afetaria não apenas o custo nessa fase da cadeia produtiva como também o custo final da energia. Segundo dados norte-americanos de 2010 computados por Balog (2012), o peso dos painéis fotovoltaicos é de 45% no custo total da instalação, correspondendo, de fato, ao componente de maior peso (Gráfico 16).

Gráfico 16. Percentual de custo dos componentes dos sistemas fotovoltaicos norte-americanos por kW instalado - 2010

Fonte: elaboração própria a partir de dados de Balog (2012).

Ademais, uma vez que o processo de geração de boa parte dos produtores é prioritariamente para consumo próprio, a análise de concentração na fase da geração de energia elétrica faria sentido apenas se comparasse as alternativas ao consumidor, como por exemplo, a fotovoltaica e a energia obtida na rede (proveniente de termoeletricas, usinas eólicas e

hidroelétricas). Como se definiu, *a priori*, que o mercado relevante do produto seria cada fonte em separado, a análise seguirá a partir dos dados de células e módulos fotovoltaicos.

Nos Estados Unidos, há nove principais produtores de células e módulos, sendo oito empresas americanas e uma alemã. O restante do mercado é dividido entre diversas outras médias e pequenas empresas, responsáveis por 30% do total de módulos produzidos no país. Em virtude do fato de não haver informações a respeito da produção das médias e pequenas empresas - ou ao menos do número de empresas atuantes -, para fins de análise de *market share*, serão apresentados dois cenários: (i) Cenário 1: há duas empresas nessa categoria que dividem igualmente os 30% restantes do mercado (cada uma detendo 15%); e (ii) Cenário 2: há 20 empresas que dividem também igualmente a fatia de mercado restante (cada uma detendo 1,5%). A Tabela 27 apresenta o *market share* das nove empresas, o índice C4 do mercado e o HHI para os dois cenários propostos.

Tabela 27. Participação de mercado para energia fotovoltaica - 2010

Empresas	País	MW potencial dos módulos produzidos	Participação de mercado
First Solar	Estados Unidos	222	18%
Solar World	Alemanha	219	17%
Evergreen Solar	Estados Unidos	158	12%
United Solar	Estados Unidos	120	9%
Solyndra	Estados Unidos	67	5%
Solar Power Industry	Estados Unidos	31	2%
Aboud Solar	Estados Unidos	31	2%
Miasole	Estados Unidos	20	2%
Suniva	Estados Unidos	15	1%
Outras		382	30%
Total		1265	100%
C4			57%
HHI - Cenário 1			0,1354
HHI - Cenário 2			0,0943

Fonte: elaboração própria a partir de dados de IEA (2011).

É possível notar que o C4 é abaixo de 75% e que, independente do cenário considerado, o HHI sugere que o mercado não é concentrado (em ambos, o indicador se situou abaixo de 0,15).

4.5.3 Condições de entrada e rivalidade

A produção de módulos fotovoltaicos tradicionais (feitos com células de silício cristalino – c-Si) reconhecidamente apresenta baixas barreiras à entrada, principalmente devido ao fato de que os materiais, em geral, são adquiridos de terceiros, e o processo da manufatura é bastante padronizado, não oferecendo dificuldades aos entrantes (LA TOUR, 2011; LIU e GOLDSTEIN, 2013).

No entanto, podem apresentar barreiras mais elevadas tanto as novas técnicas de produção de energia fotovoltaica (tais como os sistemas fotovoltaicos de concentração¹³) bem como fases da cadeia à montante (por exemplo, na produção de silício e das folhas de vidro, que requerem elevado grau de pureza, ou nos investimentos em diferenciação das células). Kost *et al* (2012) apresentam as barreiras à entrada por componente da cadeia, como pode ser visto na Tabela 28.

Tabela 28. Barreiras à entrada para a energia fotovoltaica

Componente	Especificação das barreiras à entrada	Nível de barreiras à entrada
Silício	Capital e energia intensiva, mão de obra especializada, linha de produção complexa	Alta
Célula	Elevados investimentos em equipamentos e P&D, energia intensiva, linha de produção complexa	Alta
Folha de vidro	Capital e energia intensiva, mão de obra especializada	Alta
Lâminas de silício	Investimentos para a linha de produção especializada	Média
Módulo Silício Cristalino ("c-Si")	Automatização de processos	Baixa
Módulo Película Fina ("thin-film")	Elevados investimentos para linha de produção, treinamento de mão de obra,	Média

¹³ Sistemas fotovoltaicos de concentração (CPV) utilizam espelhos ou lentes para concentrar a radiação solar nas células fotovoltaicas.

Componente	Especificação das barreiras à entrada	Nível de barreiras à entrada
	precisão nos processos	
Módulo Concentração ("CPV")	Investimentos para equipamentos e P&D, mão de obra especializada, elevado risco de investimento (tecnologia nova), precisão nos processos	Alta
Montagem da estrutura	Baixos investimentos	Baixa
Inversor de corrente	Investimentos em equipamentos e inspeção de qualidade, mão de obra especializada	Alta
Cabos	Baixa exigência técnica	Baixa

Fonte: adaptação de Kost *et al.* (2012).

No que diz respeito à rivalidade do mercado, pode-se afirmar que as importações de células e módulos provenientes da China, por exemplo, responsável pela produção de 31% dos módulos instalados nos Estados Unidos, constituem fortes concorrentes e impõem a rivalidade necessária aos produtores norte-americanos. Esse número, inclusive, se aproxima do valor de 30% considerado um razoável indício de que a disciplina imposta pelas importações é suficiente para evitar o exercício de poder de mercado.

4.5.4 Considerações

Ao se tomar o mercado de módulos fotovoltaicos como *proxy* para a análise de concorrência do mercado de energia fotovoltaica, pode-se concluir que o mercado não é concentrado. Tampouco há elevadas barreiras à entrada, especialmente nos modelos tradicionais que predominam no mercado, e a rivalidade é elevada com relação às importações.

Assim, entende-se que para a energia fotovoltaica também se pode aplicar o uso de preços ao consumidor ao invés do custo de fábrica.

4.6 Eólica: mercado relevante, análise de concentração, entrada e rivalidade

A relevância da energia eólica na matriz energética mundial vem crescendo, principalmente dos anos 2000 em diante, embora ainda seja incipiente na maior parte dos países. Em 2014,

tinha 1,2% do total de energia primária consumida no mundo (BRITISH PETROLEUM, 2015). Europa e Eurásia são responsáveis pela geração de 37% deste total, América do Norte, por 29% e Ásia e Pacífico, por 31%. No caso norte-americano, 3% da energia elétrica consumida são oriundas da geração em parques eólicos (IEA, 2014), por meio de pequenos e grandes produtores. A análise referente à concentração do mercado norte-americano é explicitada a seguir.

4.6.1 Mercado relevante do produto e geográfico

Uma opção de análise do mercado relevante do produto é analisar a energia gerada, uma vez que o combustível – o vento – não tem custo de obtenção. Difere, portanto, das fontes apresentadas previamente, carvão, petróleo, gás natural e urânio, para as quais se poderia optar entre analisar o mercado da *commodity* e o mercado da energia gerada. No caso de um comparativo com a energia fotovoltaica, a opção de analisar a energia gerada ou a capacidade instalada por gerador estava descartada, uma vez que existe uma dificuldade intrínseca em se coletar e disponibilizar dados sobre geração de pequenos produtores de energia fotovoltaica para autoconsumo. A opção mais parcimoniosa para aquela fonte foi adotar o mercado à montante na cadeia, o de painéis fotovoltaicos. Para a energia eólica, contudo, é possível analisar tanto o mercado à montante, de turbinas eólicas, quanto o mercado da energia gerada. A favor do uso das turbinas está o argumento de que o principal componente tecnológico a ser considerado na análise de *learning curves* está na evolução das turbinas, em especial, em seu tamanho. Avanços tecnológicos que permitam o aumento da altura das torres e do diâmetro dos rotores (com maiores pás) significam maior quantidade de energia gerada, menor quantidade de turbinas, menores terrenos e cabeamento, reduzindo custos. De forma que a análise do mercado de turbinas pode ser considerada também.

A seguir é realizada a análise do mercado relevante considerando o mercado de geração e/ou capacidade de geração e o mercado de turbinas, para Estados Unidos e para Brasil.

4.6.1.1 Dados norte-americanos

Observando o mercado relevante de geração dos Estados Unidos, verifica-se que 85% da energia eólica gerada (kWh) em 2014 foram provenientes de produtores independentes (fonte: EIA) e não das concessionárias que oferecem eletricidade, as chamadas "*utilities*". Cumpre ressaltar que os produtores independentes são, em sua maioria, grandes empresas que ofertam energia na rede, embora haja também um reduzido número de pequenos autoprodutores. Em 2014, apenas 0,1% da energia gerada foi para autoconsumo em segmentos industriais e

comerciais/serviços. Isso é evidência de que o mercado opera em nível nacional ao invés de somente local.

Em 2014, havia 45 empresas, independentes ou não, operando 569 plantas nos Estados Unidos. As plantas instaladas até o final de 2010 são apresentadas na Figura 9 abaixo. Observa-se alta concentração de unidades nas regiões centro-sul e leste do país, além da Califórnia na costa sudoeste. O Texas se destaca pela grande quantidade de plantas e pelo maior potencial de energia eólica. Os produtores independentes estão localizados principalmente nos estados de Illinois, Oklahoma, Texas, Mountain e Califórnia. Na Região Centro-Norte dos Estados Unidos, se verifica atuação mais forte das *utilities* na produção de energia eólica (EIA, 2015).

Figura 9. Plantas eólicas em funcionamento nos Estados Unidos - 2010

Fonte: AWEA (2011).

A NextEra Energy Resources – NER é a maior produtora de energia eólica do país, com parques espalhados por 19 estados norte-americanos e quatro províncias canadenses. Essa empresa opera também plantas fotovoltaicas, nucleares, de gás natural e óleo combustível. Há outras empresas importantes atuando no país, como a Iberdrola e a EDP Renováveis, embora ambas possuam, cada uma, apenas um terço do potencial das plantas da NER.

No caso de se tomar o mercado de turbinas eólicas – o qual representa 60 a 70% do custo da energia eólica (PLATZER, 2012) –, a caracterização do mercado poderia ser diferente em função das importações de turbinas nos Estados Unidos. Embora haja grande produtores norte-americanos, como a GE Energy e a Clipper Windpower, a maior parte das instalações de turbinas é proveniente de empresas multinacionais, como as europeias Vestas (Dinamarca), Gamesa (Espanha) e Siemens (Alemanha), a japonesa Mitsubishi e a indiana Suzlon. A principal causa tem origem nos incentivos que tais países forneceram à energia eólica ao longo da década de 1990 em comparação com os dos Estados Unidos. Como nos Estados Unidos se priorizou a utilização de combustíveis fósseis, em especial com a queda dos preços do petróleo em meados da década de 1980, muitas fábricas foram deslocadas para a Europa e Japão, países que já apoiavam o uso de energias renováveis àquela época.

Cumprir fazer uma ressalva comparando a lógica da produção da energia fotovoltaica e a da eólica. No caso da fotovoltaica, boa parte da energia elétrica gerada objetiva atender ao consumo próprio (local) e, quando sua produção supera o consumo, é injetada na rede para usuários de quaisquer localidades – assumindo caráter mais amplo que local. Já no caso da energia eólica, há elevados custos fixos na implantação de um parque eólico (envolvendo grandes áreas para a instalação das torres, licenças ambientais, estudo topográfico e da vegetação, etc.), fato que torna a escala um elemento primordial na geração. Isso se reflete na forma como o mercado se organiza: há grandes parques geradores ofertando energia para os consumidores, sejam eles locais ou não.

O mercado relevante geográfico, sob o ponto de vista da "geração de energia elétrica", poderia então ser considerado nacional. Além do mais, entende-se que o mercado relevante geográfico seja nacional em função das próprias características da geração de eletricidade nos Estados Unidos: (i) há um sistema interligado que permite o intercâmbio de energia em nível nacional; e (ii) a dificuldade de se estabelecer grandes linhas de transmissão entre países inibe a importação de energia elétrica. Por outro lado, observando o mercado relevante do produto "turbinas", há elevados indícios para considerá-lo mundial ao invés de nacional/local. Do total das turbinas instaladas nos Estados Unidos, 60% são provenientes de outros países (AWEA, 2011).

4.6.1.2 Dados brasileiros

No caso do Brasil, o mercado relevante do produto também poderia ser analisado mediante as duas óticas: (i) geração e/ou potencial de geração de energia elétrica; e (ii) turbinas. No

mercado de "energia elétrica", dados de 2014 mostram que há 87 empresas/consórcios operando cerca de 300 usinas eólicas, responsáveis por 7,6 GW de capacidade. O destaque fica por conta das empresas Verace, Voltalia, Bioenergy, Iberdrola, Asa Branca, Renova e CHESF, além dos consórcios Renova Moinhos de Vento e Casa dos Ventos. Em 2015, já funcionavam 360 parques eólicos, com capacidade de 8,7 GW, tornando o Brasil o 10º país com maior capacidade do mundo (Global Wind Energy Council, 2016).

Apesar disso, o mercado é bastante pulverizado em pequenas centrais eólicas espalhadas na costa brasileira. Embora exista potencial eólico também no interior do país, como mostra a Figura 10, as usinas estão localizadas apenas em estados litorâneos.

Figura 10. Potencial eólico do Brasil - velocidade média dos ventos - 2010

Fonte: CCBE - Centro Brasileiro de Energia Eólica.

Do total de usinas eólicas, 78% se encontram na Região Nordeste e 22% na Região Sul (apenas no Estado do Rio Grande do Sul). Na Região Nordeste, se destaca a quantidade de aproveitamentos do Rio Grande do Norte (24% do total), Bahia (23%) e Ceará (15%), como pode ser visto no Gráfico 17. Pernambuco, Piauí e Maranhão respondem, juntos, por 16% do total das usinas. Em termos de capacidade de geração, a Região Nordeste concentra 82% do potencial e a Região Sul, 18%.

Distribuição percentual de usinas por UF

Distribuição percentual de MW por UF

Gráfico 17. Distribuição percentual das usinas eólicas e da capacidade de geração (MW) por Unidade da Federação - 2014

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Embora a localização das usinas esteja restrita a estados litorâneos do Nordeste e ao Rio Grande do Sul, o sistema de leilões permite que a energia seja vendida a qualquer região do Brasil. Isso caracteriza o mercado como nacional e não local/regional.

Ao analisar o mercado de turbinas, observa-se que há poucas empresas nacionais produtoras, sendo o mercado suprido principalmente por grandes multinacionais instaladas no país (LAGE e PROCESSI, 2013). Em 2012, havia oito produtores de aerogeradores no Brasil: WEG (Brasil), Wobben/Enercon (Alemanha), Wind Power Energia/Impsa (Argentina), GE Energy (Estados Unidos), Alstom (França), Gamesa (Espanha), Vestas (Dinamarca) e Siemens (Alemanha). Empresas indianas e chinesas vêm estudando a entrada no mercado brasileiro. A maior parte das empresas nacionais se dedica principalmente à produção de elementos das turbinas, como torres (Gestamp, Engebasa e Tecnomaq) e pás (Tecsis e Aeris). Equipamentos diversos são importados, sendo a montagem da turbina realizada localmente.

Frente a essas informações, pode-se considerar que o mercado geográfico de turbinas é nacional e não internacional, pois as turbinas instaladas são provenientes da produção realizada no Brasil e não de importações. Essa conclusão vai ao encontro da jurisprudência dos casos antitruste de energia eólica, onde tem se adotado o uso do mercado relevante geográfico nacional (como no AC 08012.003958/2010-13 entre Energimp e FI-FGTS).

4.6.2 Análise de concentração

A análise de concentração a seguir é realizada para Estados Unidos e Brasil, em separado.

4.6.2.1 Dados norte-americanos

Para os Estados Unidos, observa-se a disponibilidade de dados para analisar tanto o mercado relevante da "energia elétrica", como o das "turbinas".

No primeiro caso, apresenta-se a Tabela 29 abaixo, que consolida a capacidade de geração das 45 empresas atuantes no mercado. Observa-se que o C4 é de 41%, portanto, inferior ao limite teórico de elevada concentração (de 75%) que propicia condições para o exercício coordenado de mercado. Em linha, o HHI indica que o mercado não é concentrado.

Tabela 29. Participação de mercado da capacidade de geração - Estados Unidos - 2014

Operador	Capacidade (MW)	Participação de mercado
Acciona Energia	553	1%
AES	806	2%
Algonquin Power	80	0%
ArcLight Capital Partners	260	1%
BP Alternative Energy	965	2%
Brookfield Renewable Power	122	0%
Caithness	675	2%
Cielo Wind Power/Edison Mission Group	150	0%
Community Wind Power Co.	15	0%
Duke Energy	1194	3%
E.ON Climate Renewables	2496	6%
EDF-EN	2290	5%
Edison Mission Group	1620	4%
Edison Mission Group/Rahn Group	21	0%
EDP Renovaveis	3111	7%
Element Power	150	0%
Enel GreenPower	579	1%
Eolfi	79	0%
Eurus Energy	248	1%
EverPower	513	1%
Exelon	1112	3%
First Wind	978	2%
Gamesa	382	1%
Gestamp Wind	41	0%
Heritage Sustainable Energy	99	0%
Iberdrola Renewables	3059	7%
Idaho Wind Partners	338	1%
Infigen Energy	1085	2%

Operador	Capacidade (MW)	Participação de mercado
Invenergy	2053	5%
Kotzebue Electric Association	3	0%
MidAmerican Energy	1784	4%
ND	1431	3%
Nebraska Public Power District	80	0%
NextEra Energy Resources	9128	21%
Noble Environmental Power	852	2%
Pacificorp	1004	2%
PacifiCorp/Eugene Water & Electric Board	41	0%
PPM Energy	771	2%
Puget Sound Energy	797	2%
RES	476	1%
Sacramento Municipal Utility District	201	0%
Streator-Cayuga Ridge Wind Power LLC	300	1%
Tennessee Valley Authority	184	0%
Terna Energy SA	276	1%
Terra-Gen Power	1425	3%
TOTAL	43826	
C4		41%
HHI		0,0727

Fonte: elaboração própria a partir de dados de The Wind Power (2014).

Para o mercado de turbinas, contudo, os resultados são diferentes. Em virtude do maior porte das empresas nacionais e multinacionais que vendem no mercado norte-americano, observa-se na Tabela 30 a seguir que o C4 atinge 84% e o HHI é de 0,2367, indício de que há moderada concentração.

Tabela 30. Participação de mercado das turbinas instaladas - Estados Unidos - 2011

Produtor	Origem	Número de turbinas instaladas	Participação de mercado
GE Energy	Estados Unidos	1252	36%
Vestas	Dinamarca	952	27%
Siemens	Alemanha	534	15%
Suzlon	Índia	159	5%
Mistubishi	Japão	133	4%
Nordex	Alemanha	115	3%
Clipper	Estados Unidos	103	3%
REpower	Alemanha	84	2%
Gamesa	Espanha	77	2%
Alstom	França	25	1%

Demais (27 empresas)	30	1%
TOTAL	3464	100%
<i>C4</i>		<i>84%</i>
<i>HHI</i>		<i>0,2367</i>

Fonte: elaboração própria a partir de dados de AWEA (2012).

4.6.2.2 Dados brasileiros

Também para o Brasil, foi possível encontrar dados para analisar os mercados relevantes da "energia elétrica" e das "turbinas".

No mercado relevante de "energia elétrica", a Tabela 31 abaixo mostra a capacidade de geração das 87 empresas atuantes no mercado brasileiro. Observa-se que o C4 não é elevado, de 37%, assim como o HHI, de 0,0454, indicando que o mercado é não concentrado e está próximo de um mercado competitivo. O Apêndice G apresenta as participações acionárias das usinas, de forma que abaixo se encontram informações agregadas por grupos controladores.

Tabela 31. Participação de mercado da capacidade de geração - Brasil - 2014

Empresa	MW instalado	Participação de mercado
Eletrobras	1.007	13,2%
Salus	579	7,6%
Renova Energia S.A.	528	6,9%
Verace Energia Eólica Ltda	440	5,8%
Atlantic	366	4,8%
Voltalia Energia do Brasil Ltda.	289	3,8%
Iberdrola Renováveis do Brasil S/A	273	3,6%
Bioenergy Geradora de Energia S.A.	259	3,4%
Asa Branca Energias Renováveis Ltda.	240	3,2%
Itarema Geração de energia Ltda	215	2,8%
EGP	214	2,8%
Gestamp Eólica Brasil	165	2,2%
Contour	150	2,0%
Enerfin	148	1,9%
EDP Renováveis Brasil S.A.	146	1,9%
Centrais Eólicas Assuruá S.A	136	1,8%
Energimp	136	1,8%
CSV	120	1,6%
Energia Regenerativa Brasil Ltda. - CPE	120	1,6%
CPFL Energias Renováveis	113	1,5%
Brennand	113	1,5%
Eólica Tecnologia	104	1,4%

Empresa	MW instalado	Participação de mercado
Reb Empreendimentos e Administradora de Bens S/A	99	1,3%
Dreen Brasil Investimentos e Participações S.A.	92	1,2%
Central Eólica Aventura S.A.	90	1,2%
Renascença energias renováveis Ltda.	90	1,2%
Servitec	90	1,2%
Central Eólica Jandaia Ltda.	80	1,1%
Sowitec	72	0,9%
Ventos Fortes Geradora Eólica S/A	70	0,9%
Gpexpan	62	0,8%
Nesa - Novas Energias Ltda	60	0,8%
Omega Delta	60	0,8%
Sm geração de Energia Eólica Ltda	60	0,8%
Santander	58	0,8%
Seawest do Brasil – Projetos e Participações Ltda.	58	0,8%
Força Eólica	53	0,7%
SPE Costa Branca Energia S/A	51	0,7%
Minuano Energia Eolica Ltda	46	0,6%
Tecneira	42	0,6%
Oleoplan S.A. Oleos Vegetais Planalto	36	0,5%
Copel	30	0,4%
Energisa	30	0,4%
Aratua Central Geradora Eólica S/A	29	0,4%
Central Eólica Nossa Senhora De Fátima Ltda.	29	0,4%
Wf wind Holding II S.A.	29	0,4%
CEEE	25	0,3%
Central Geradora Eolica Vera Cruz	23	0,3%
Enerplan Energia Eólica S.A	22	0,3%
SPE Macacos Energia S/A	21	0,3%
SPE Pedra Preta Energia S/A	21	0,3%
Central Eólica Goiabeira Ltda.	19	0,2%
Central Eólica São Clemente Ltda	19	0,2%
Zeta Energia S.A.	18	0,2%
Central Eólica Santa Catarina Ltda.	16	0,2%
Central Eólica Santo Antônio de Pádua Ltda.	16	0,2%
SPE Juremas Energia S/A	16	0,2%
Centrais Eólicas de Caetité Participações S/A	15	0,2%
Neoenergia	15	0,2%
Central Eólica Horizonte Ltda.	14	0,2%
Alupar	14	0,2%
Capão do Inglês	10	0,1%
Galpões	8	0,1%
Povo Novo	8	0,1%
Ventos do Tiangua	7	0,1%

Empresa	MW instalado	Participação de mercado
Ventos Tecnologia Elétrica	6	0,1%
CASA DOS VENTOS ENERGIAS RENOVÁVEIS	6	0,1%
Vento Formoso	4	0,05%
Ventos do Morro do Chapéu	4	0,05%
Actis Fundo de investimento	2	0,02%
Horizonte	0,54	0,01%
Ventos de São Clemente	0,22	0,0029%
Moinhos de Vento	0,03	0,0004%
Ventos de Santo Augusto	0,02	0,0003%
Central Eólica Ouro Verde	0,01	0,0002%
Ventos de Santo Estevão	0,01	0,0002%
Pedra Cheirosa	0,01	0,0001%
Geradora Brasileira de Energia	0,01	0,0001%
Eólica Energia	0,01	0,0001%
Central Eólica Uirapuru	0,01	0,0001%
Parque Eólico Ventos da Bahia	0,01	0,0001%
Central Geradora Eólica Curupira	0,002	0,00003%
Total	7.605	100%
C4		33,6%
HHI		0,045402

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

No mercado relevante de turbinas, a concentração é maior, assim como foi mostrado para o caso norte-americano. O C4 encontrado foi de 71%, valor bastante próximo ao limite teórico para detectar elevada concentração a ponto de propiciar condições para o exercício coordenado de poder de mercado (Tabela 32). O HHI, de 0,1583, indica moderada concentração, embora esteja bastante próximo ao limite de 0,1500, no qual o mercado poderia ser considerado não concentrado. Assim, entende-se que, no Brasil, o mercado de turbinas é mais competitivo do que nos Estados Unidos, em virtude principalmente de a concentração estar mais bem distribuída entre os produtores. Nos Estados Unidos, GE, Vestas e Siemens detêm grandes fatias de mercado em comparação com os demais produtores.

Tabela 32. Participação de mercado da capacidade de geração no mercado de turbinas - Brasil - 2012

Empresa	Capacidade de produção (MW/ano)	Participação de mercado
Alstom	300	10%
Gamesa	200	7%
GE	750	25%
Impsa	450	15%

Empresa	Capacidade de produção (MW/ano)	Participação de mercado
Siemens	250	8%
Vestas	400	14%
WEG	100	3%
Wobben	500	17%
TOTAL	2.950	100%
<i>C4</i>		<i>71%</i>
<i>HHI</i>		<i>0,1583</i>

Fonte: elaboração própria a partir de dados de Lage e Processi (2013).

4.6.3 Condições de entrada e rivalidade

No que tange ao mercado relevante de energia eólica (podendo, em parte ser aplicado ao de turbinas), duas barreiras à entrada são comumente apontadas para se iniciar a produção de energia eólica (VERGARA *et al*, 2010): (i) atividade capital-intensiva, que exige acesso a elevado montante de capital para iniciar a montagem do parque eólico, nem sempre disponível principalmente em países em desenvolvimento; e (ii) aparato regulatório (falta de incentivos para a entrada no mercado de novas fontes renováveis e incertezas regulatórias).

Simas e Pacca (2013) explicam que as barreiras técnicas e econômicas (altos custos iniciais) da energia eólica, assim como para outras fontes renováveis, geraram a necessidade de se estabelecer incentivos econômicos e regulatórios, levando diversos países a adotar políticas de apoio. A adoção de incentivos para a energia eólica resultou no aumento da sua participação na matriz elétrica em diversos países, iniciado em 1996 e fortalecido a partir de 2004.

Com os incentivos, tanto nos Estados Unidos como no Brasil, a entrada se tornou mais atrativa e diversas empresas, inclusive as de médio porte, passaram a investir no fornecimento de energia eólica. Também, as *utilities* que já forneciam energia elétrica por outras fontes, como a geradora de hidroeletricidade CHESF no Brasil e, nos Estados Unidos, a BP, AES, EDP, Duke, etc., viram oportunidades de produzir energia eólica. Atualmente, a produção atingiu determinado nível de competitividade que os incentivos puderam se reduzir.

Ao mercado de turbinas, a principal barreira consiste na capacidade tecnológica avançada necessária para produzir as turbinas, a qual, muitas vezes, pode ser transpassada mediante transferência de tecnologia entre países que já atingiram o nível requerido – como por meio de *joint ventures*, fusão e aquisição de empresas, obtenção de licenças para uso da tecnologia desenvolvida por terceiros, instalação de fábricas de multinacionais no país, etc. Isso aconteceu com China, Índia e Coreia do Sul, que recentemente passaram a ser grandes

produtores mundiais por meio principalmente da compra de empresas especializadas, arranjos de licenças e *joint ventures*, como retratado por Lewis (2011).

Adicionalmente, Simas e Pacca apontam que, com a crise financeira de 2008, os principais mercados da energia eólica, na Europa e nos Estados Unidos, se arrefeceram, fazendo com que grandes empresas diversificassem a sua atuação, voltando seus investimentos para mercados emergentes, como o Brasil.

Conclui-se que, embora o mercado brasileiro de turbinas seja dominado por poucas e grandes firmas multinacionais, existe a potencial rivalidade de novas firmas chinesas, indianas e coreanas entrarem no mercado.

4.6.4 Considerações

Para o mercado de capacidade de energia, observa-se que existe ampla concorrência nos Estados Unidos e no Brasil, o que confere a flexibilidade de se utilizar preços ou custos na análise de *learning curves*. As condições de entrada e rivalidade também apontam para um mercado capaz de atrair novos competidores.

Já no mercado de turbinas, idealmente deve-se utilizar custos na análise de *learning curves*, devido a mais elevada concentração de mercado e condições menos propícias à entrada.

4.7 Etanol: mercado relevante, análise de concentração, entrada e rivalidade

Os biocombustíveis detêm pequena parcela do consumo mundial de energia, em torno de 9% (WORLDWATCH INSTITUTE, 2007), sendo que 80% desse montante ainda são oriundos de fontes tradicionais, como a lenha, ao invés dos biocombustíveis modernos (GV AGRO, 2009), caso do etanol. O etanol vem sendo bastante utilizado para o transporte nos Estados Unidos e no Brasil. Esses dois países, juntos, produzem 86% da produção mundial de etanol (RENEWABLE FUELS ASSOCIATION, 2011). No caso brasileiro, em 2014, o etanol respondeu por 5% da energia total consumida e 15% da matriz de transportes.

Para o caso do etanol, será analisado apenas o mercado brasileiro no âmbito deste estudo, no qual pequenos e grandes produtores atuam. A análise referente à concentração do mercado brasileiro é então explicitada a seguir.

4.7.1 Mercado relevante do produto e geográfico

Condições específicas do mercado brasileiro afetam o atual estágio competitivo dessa fonte. Um dos exemplos é a instituição do Programa Nacional do Alcool (Pró-Álcool), em 1975, cujo objetivo era reduzir a dependência das importações do petróleo. Mesmo com o aumento dos preços do petróleo, o etanol de cana de açúcar brasileiro não era competitivo e carecia de incentivos para sua se tornar viável. Os incentivos do Pró-Álcool, que contaram com recursos do Banco Mundial, duraram até meados da década de 1980 e início de 1990, a partir de quando os produtores voltaram o foco à produção de açúcar para exportação (LEITE e CORTEZ, 2013).

Apesar de o Pró-Álcool ter deixado de existir, a produção e as pesquisas em P&D continuaram a receber alguns incentivos. Com a nova tecnologia *flex-fuel*, a qual permite que os veículos utilizem tanto etanol quanto gasolina, novas demandas surgiram para o etanol. Em 2003, o mercado de etanol voltou a se aquecer. Os custos de produção declinaram, devido, entre outras causas, ao domínio de todo o processo de produção, abundância de terra e mão de obra (CARVALHO *et al*, 2013), de modo a tornar essa fonte mais competitiva. O domínio das técnicas de produção possivelmente facilitou o efeito aprendizado, reduzindo ainda mais os custos. Deste modo, o fator tecnológico preponderante a ser considerado está presente desde as primeiras etapas da cadeia da produção do etanol.

Tendo em vista esses aspectos introdutórios, destaca-se que o mercado relevante do produto deverá ser definido como "produção de etanol", uma vez que se decidiu, *a priori*, que cada fonte será analisada conservadoramente como um mercado relevante à parte. As alternativas seriam considerar um mercado relevante formado por etanol, gasolina e gás natural veicular, ou ainda pelas principais alternativas da cadeia, de forma que o mercado seria então formado por açúcar, etanol de primeira geração e, ao menos, etanol de segunda geração (biomassa).

Diversos estudos se dedicaram a aplicar modelos de cointegração para identificar se etanol e gasolina formam um mercado único, como o de Fernandes e Braga (2012) e Moura (2014). Os autores apresentam resultados que sinalizam um único mercado do produto para as principais regiões produtoras, de forma que os produtores de gasolina poderiam entrar na análise de concentração de mercado. No entanto, conservadoramente, serão considerados

apenas os produtores de etanol. A alternativa, isto é, adotar o mercado de toda a cadeia, equivale em realidade à análise apenas do etanol, uma vez que são basicamente os mesmos grupos que atuam em todas as cadeias. No caso do açúcar, é comum ainda a presença de pequenos produtores. Cabe ressaltar que introduzir estes pequenos produtores de açúcar na análise pode não fazer diferença, dada sua pequena participação de mercado.

No que diz respeito ao mercado relevante geográfico, ressalta-se que a produção, devido às condições climáticas e do solo, se concentrou nas regiões Centro-Sul e Nordeste do Brasil, sendo que as unidades produtivas próximas ao litoral possuem elevada capacidade de produção também de açúcar, devido à possibilidade de escoamento do produto pelos portos. Segundo dados da UNICA, a Região Centro-Sul vem aumentando sua participação na produção de etanol: enquanto na safra 1982/1983 respondia por 80% da produção, em 2013/2014 foi responsável por 93% do etanol produzido em todo o país. Embora São Paulo tenha perdido participação para outros estados, como Goiás, Minas Gerais e Mato Grosso do Sul, ainda detém mais de 50% da produção brasileira (Gráfico 18). Essa maior participação da Região Centro-Sul é resultado de uma importante redução de custos, tornando seu produto mais atrativo.

Gráfico 18. Percentual de participação em safras de etanol de anos selecionados, para os principais estados produtores

Fonte: elaboração própria a partir de dados de UNICA (2015).

O estudo de Moraes (2014) se dedica a avaliar se os produtores de etanol dos diferentes estados deveriam pertencer a um único mercado geográfico ou se agrupar regionalmente. Para tanto, ele utiliza preços mensais do etanol hidratado no segmento produtor nos estados de São

Paulo, Minas Gerais, Paraná, Mato Grosso, Goiás, Mato Grosso do Sul, Alagoas e Pernambuco, entre abril de 2008 e março de 2013. O autor encontra existência de uma integração perfeita entre os mercados de São Paulo, Minas Gerais, Paraná e Goiás, explicada principalmente por questões logísticas (situação em que a proximidade arbitra os preços). Por sua vez, existe integração perfeita entre Alagoas e Pernambuco. Contudo, não foram detectadas relações fortes entre os preços do Centro-Sul com os do Norte-Nordeste. Uma possível explicação é o fato de os períodos de safra e entressafra das duas grandes regiões diferirem entre si, além da distância entre os dois mercados. A partir desses resultados, o autor conclui que haveria dois grandes mercados relevantes geográficos: Centro-Sul e Norte-Nordeste.

Repetindo o exercício a partir de dados mensais da UNICA para etanol hidratado no segmento da produção nos dois maiores produtores das regiões Centro-Sul e Norte-Nordeste (respectivamente, São Paulo e Alagoas), entre janeiro de 2012 e agosto de 2014, obteve-se resultado diferente. Em primeiro lugar, realizou-se o teste Dickey-Fuller para avaliar a presença de raiz unitária, por meio do qual se concluiu a existência de duas raízes unitárias, conforme mostra a Tabela 33 abaixo.

Tabela 33. Teste Dickey-Fuller para uma e duas raízes unitárias aplicado nos preços ao produtor de Alagoas e São Paulo

Variável	Uma raiz unitária		Duas raízes unitárias	
	Estatística	Valor crítico (1%)	Estatística	Valor crítico (1%)
Preço em Alagoas	-3,974	-4,352	-3,033	-4,362
Preço em São Paulo	-3,250	-4,343	-2,690	-4,352

Fonte: elaboração própria a partir de dados de UNICA (2015). programa Stata 12.0.

Uma vez que as duas séries são integradas de segunda ordem, pode-se realizar o teste de Cointegração de Johansen. Pelo teste, apresentado na Tabela 34 a seguir, as duas séries cointegram, o que seria indício de que os mercados dos estados da Região Centro-Sul e Norte-Nordeste fazem parte de um único mercado relevante geográfico.

Tabela 34. Teste de cointegração de Johansen para preços de etanol em Alagoas e em São Paulo

Rank	Log Likelihood	Autovalor	Estatística do Traço	Valores Críticos (5%)
0	98.739638	.	16.4580	15.41
1	105.16484	0.35797	3.6076*	3.76
2	106.96866	0.11697		

Fonte: elaboração própria a partir de dados de UNICA (2015). programa Stata 12.0. A estatística de traço selecionou 1 vetor de cointegração (*).

Isso seria um forte indicativo de que a Região Norte-Nordeste vem balizando seus preços a partir dos praticados pelos produtores do Centro-Sul.

Cumprir dizer que na jurisprudência antitruste, se encontram definições do mercado relevante geográfico nem sempre convergentes. Por exemplo, no AC 08012.002410/2010-48 entre Brenco Holding e ETH Bioenergia, se analisou o mercado regional, embora o nacional também tenha sido considerado. Já no AC 08012.010042/2008-97 entre GBF Participações e Vital Renewable Energy Company, utilizou-se o mercado nacional.

4.7.2 Análise de concentração

A partir de dados divulgados pela ANP sobre produtores de etanol autorizados e suas capacidades produtivas, calculou-se o grau de concentração para a produção de etanol (hidratado) conforme dois critérios de mercado relevante geográfico: (i) regional, ou seja, dividido entre Região Norte-Nordeste e Centro-Sul; e (ii) nacional, integrando os dois mercados.

Os agentes do mercado da Região Norte-Nordeste e suas capacidades produtivas seguem expostos na Tabela 35. São 58 produtores, com destaque para a Usina Coruripe e a Usina Caeté, as duas maiores produtoras da Região (ambas de Alagoas). Observa-se que o C4 é de apenas 31% e o HHI, de 0,0359, indicando que o mercado é não concentrado.

Tabela 35. Participação de mercado do mercado de etanol da Região Norte-Nordeste - 2014

Empresa	Capacidade (m ³ /dia)	UF	Participação de mercado
Usina Coruripe Acucar e alcool	2250	AL	10%
Usina Caete s a	1990	AL	9%
Pedro Afonso Acucar e Bioenergia s.a.	1500	TO	7%
Vale Verde Empreendimentos Agricolas Ltda	1150	PE	5%

Empresa	Capacidade (m³/dia)	UF	Participação de mercado
Agro Industrial Campo Lindo Ltda.	600	SE	3%
Agro Pecuaria e Industrial Serra Grande Ltda.	600	MA	3%
Miriri Alimentos e Bioenergia s/a.	500	PB	2%
Usina Santa Maria Ltda	500	BA	2%
Destilaria autonoma porto alegre limitada	460	AL	2%
Sa Leao Irmaos Acucar e Alcool	450	AL	2%
Companhia Alcoolquimica Nacional	430	PE	2%
Industrial Porto Rico s a	420	AL	2%
Cachool Comercio e Industria s/a	400	PE	2%
Agrocan - Coop. Agronegocio da Cana-de-Acucar	400	PE	2%
Itajubara s/a Acucar e Alcool	400	MA	2%
Japungu Agroindustrial sa	380	PB	2%
Agrovale Agro Industrias do Vale do Sao Franc.	370	BA	2%
Una Acucar e Energia Ltda	370	PE	2%
Uniao Industrial Acucareira Ltda	354	BA	2%
Agro Industrial Tabu s.a	350	PB	2%
Pagrisa para Pastoril e Agricola s/a	340	PA	2%
Cooperativa de Colonizacao Agropecuaria e Industrial			
Pindorama Ltda	330	AL	1%
Triunfo Agroindustrial Ltda	330	AL	1%
Central Acucareira Santo Antonio s a	300	AL	1%
Maity Bioenergia s/a	300	MA	1%
Usina Boa Esperanca Acucar e Alcool Ltda	300	RO	1%
Zihuatanejo do Brasil Acucar e Alcool s.a	300	PE	1%
Companhia Agro Industrial de Goiana	280	PE	1%
Comvap Acucar e Alcool Ltda	264	PI	1%
Ibiralcool - Destilaria de Alcool Ibirapua Ltda	250	BA	1%
Mendo Sampaio sa	250	AL	1%
Penedo Agro Industrial s/a	250	AL	1%
T.g Agro Industrial Ltda	250	MA	1%
Usina Central Olho D'agua s/a	250	PE	1%
Central Acucareira Usina Santa Maria s/a.	240	AL	1%
D'padua - Destilacao, Producao, Agroindustria e Comercio s/a	240	PB	1%
Santa Cruz Acucar e Alcool Ltda	240	BA	1%
Usina Cansancao de Sinimbu sa	240	AL	1%
Agropaulo Agroindustrial s.a	233	CE	1%
Ceara-Mirim Agroindustrial s.a.	233	RN	1%
Usina Petribu sa	220	PE	1%

Empresa	Capacidade (m ³ /dia)	UF	Participação de mercado
Usinas Reunidas Seresta s/a	220	AL	1%
Usina Santa Clotilde s a	210	AL	1%
Agro Industrial Capela Ltda	200	SE	1%
Interiorana Servicos e Construcoes Ltda	200	PE	1%
Usina Uniao e Industria sa	200	PE	1%
Usina Trapiche s/a	180	PE	1%
Companhia Acucareira Central Sumauma	150	AL	1%
Usina Bom Jesus sa	150	PE	1%
Usina Ipojuca s/a	150	PE	1%
Usina Monte Alegre sa	150	PB	1%
Usina Sao Jose do Pinheiro Ltda	150	SE	1%
Usina São José s/a	150	PE	1%
Usina Termo Eletrica Iolando Leite Ltda	150	SE	1%
Alcool Verde s/a	140	AC	1%
Usina Serra Grande sa	115	AL	1%
Junco Novo Ltda	105	SE	0%
Agropecuaria Jayoro Ltda	100	AM	0%
TOTAL	389.558		100%
C4			31%
HHI			0,0359

Fonte: elaboração própria a partir de dados de ANP (2015).

Em seu turno, analisando a Região Centro-Sul (Tabela 36), o mercado é ainda mais pulverizado, contando com 236 produtores. As empresas de maior participação de mercado são Raízen Energia, Brenco, Biosev e Pedra Agro, totalizando um C4 de 14%. O HHI é ainda mais baixo do que no mercado da Região Norte-Nordeste, igual a 0,0116. Esses dados trazem indicativos de que o mercado não é concentrado, estando próximo a um mercado competitivo.

Tabela 36. Participação de mercado do mercado de etanol da Região Centro-Sul, por Unidade da Federação - 2014

Empresa	Capacidade (m ³ /dia)	UF	Participação de mercado
Raizen Energia s.a	8653	SP	5%
Biosev s.a.	8770	MS SP	5%
Brenco - Cia Brasileira de Energia Renovavel	6680	GO	4%
Pedra Agroindustrial s/a	4000	SP	2%
Noble Brasil s.a.	3300	SP	2%
Usina de Acucar Santa Terezinha Ltda	3250	PR	2%

Empresa	Capacidade (m³/dia)	UF	Participação de mercado
Usina Colombo s/a. - Acucar E Alcool	2820	SP	2%
Cerradinho Bioenergia s.a.	2800	GO	2%
Agro Energia Santa Luzia s.a.	2800	MS	2%
Guarani s/a	2520	SP	1%
Usina Alto Alegre s/a - Acucar e Alcool	2150	SP	1%
Sjc Bioenergia Ltda	2080	GO	1%
Tonon Bioenergia s.a.	1880	SP	1%
Usina Santa Adelia s a	1800	SP	1%
Rio Claro Agroindustrial s.a.	1800	GO	1%
Adecoagro Vale do Ivinhema s/a	1800	MS	1%
Acucar e Alcool Oswaldo Ribeiro de Mendonca	1750	SP	1%
Companhia Brasileira de Acucar e Alcool	1650	SP	1%
Tropical Bioenergia s.a.	1600	GO	1%
Renuka do Brasil s.a.	1600	SP	1%
Clealco Acucar e Alcool s/a	1600	SP	1%
Usina Boa Vista s/a	1550	GO	1%
Cosan Centroeste Acucar e Alcool Ltda	1535	GO	1%
Virgolino de Oliveira s/a - Acucar e Alcool	1510	SP	1%
Usina Batatais s/a Acucar e Alcool	1450	SP	1%
Usina Delta s.a.	1420	MG	1%
Jalles Machado s.a.	1400	GO	1%
Cocal Comercio Industria Acucar e Alcool	1400	SP	1%
Sao Martinho s/a	1380	SP	1%
Andrade Acucar e Alcool s/a	1300	SP	1%
Raizen Taruma Ltda	1292	SP	1%
Vale do Verdao s/a Acucar e Alcool	1280	GO	1%
Viralcool - Acucar e Alcool Ltda.	1250	SP	1%
Usina Sao Jose da Estiva sa Acucar e Alcool	1200	SP	1%
Usina Barralcool s/a	1200	MT	1%
Usina Acucareira s. Manoel s/a.	1200	SP	1%
Santa Vitoria Acucar e Alcool Ltda	1200	MG	1%
Coplasa - Acucar e Alcool Ltda	1200	SP	1%
Cooperativa Agricola Regional de Produtores de Cana Ltd	1200	PR	1%
Central Energetica Moreno Acucar e Alcool	1200	SP	1%
Usina Barra Grande de Lencois s a	1100	SP	1%
Usina Alta Mogiana s/a-Acucar e Alcool	1100	SP	1%
Santa Cruz s.a. Acucar e Alcool	1100	SP	1%
Iaco Agricola s/a	1100	MS	1%

Empresa	Capacidade (m³/dia)	UF	Participação de mercado
Central Energetica Moreno de Monte Aprazivel Acucar e Alcool Ltda.	1100	SP	1%
Acucareira Zillo Lorenzetti s a	1100	SP	1%
Vale do Parana s/a - Alcool e Acucar	1070	SP	1%
Usina Bazan sa	1070	SP	1%
Antonio Ruelle Agroindustrial Ltda	1050	SP	1%
Usinas Itamarati s/a	1000	MT	1%
Usina Uberaba s/a	1000	MG	1%
U.s.j. - Acucar e Alcool s/a	1000	SP	1%
Da Mata s.a. - Acucar e Alcool	1000	SP	1%
Cambui Acucar e Alcool Ltda	1000	GO	1%
Bioenergetica Vale do Paracatu sa	1000	MG	1%
Usina Bela Vista s/a	950	SP	1%
Revati s.a. Acucar e Alcool	950	SP	1%
Floresta s/a Acucar e Alcool	950	GO	1%
Destilarias Melhoramentos s/a	950	PR	1%
Demais	73.602		40%
TOTAL	183.662		100%
C4			14%
HHI			0,0116

Fonte: elaboração própria a partir de dados de ANP (2015).

Caso fosse considerado um único mercado, o C4 seria de 14% (igual ao do mercado da Região Centro-Sul) e o HHI, de 0,0087, sinalizando que o mercado é altamente competitivo.

4.7.3 Condições de entrada e rivalidade

Entre 2003 e 2008, o setor sucroenergético cresceu significativamente, com variação próxima a 80% na moagem de cana e 90% na produção de etanol (MILANEZ *et al*, 2011). Para viabilizar esse crescimento, as empresas se endividaram. Quando se iniciou a crise financeira mundial, a restrição de crédito e a queda do preço do etanol geraram certa fragilidade financeira nas empresas, impulsionando o processo de consolidação do setor. Grandes grupos econômicos internacionais passaram a adquirir ou fundir-se com empresas estabelecidas, diminuindo a entrada de novos agentes. O número de empresas envolvidas em fusões e aquisições no ano de 2010 triplicou em relação aos valores de 2008 (EPE, 2013).

Apesar disso, observam-se inúmeros pequenos produtores de cana atuando com os grandes produtores. Isso é um indício de que não se verificam elevadas barreiras à entrada nesse

mercado, embora alguns autores apontem para a existência de barreiras na aquisição de terras produtivas e economias de escala Oliveira (2009).

No que tange à rivalidade, há a possibilidade de se importar etanol de outros países, como o etanol de milho norte-americano. Desde 2011, as importações de etanol vêm aumentando. Naquele ano, devido à queda na produção do etanol brasileiro, a elevação das importações provenientes dos Estados Unidos foi de 1.647% em relação ao ano anterior, sendo que o volume importado passou de 539 barris no ano anterior para 9.419 barris. Nos anos posteriores, houve redução das importações, que voltaram a crescer em 2014 (fonte: EIA).

4.7.4 Considerações

Independentemente do mercado relevante geográfico adotado (regional ou nacional), a análise de concentração aponta para um mercado competitivo, com muitos agentes de diferentes tamanhos atuando na produção de açúcar e etanol. As condições de entrada e rivalidade também são favoráveis, embora exista uma tendência de consolidação do setor.

Assim, entende-se que a adoção do preço na análise de *learning curves* não comprometeria os resultados, pois os preços podem ser boa *proxy* os custos de produção.

4.8 Hidroeletricidade: mercado relevante, análise de concentração, entrada e rivalidade

A hidroeletricidade correspondia, em 2011, a 6% da matriz energética mundial (BRITISH PETROLEUM, 2012). No Brasil, essa fonte detém 12% da matriz energética e 70% da matriz elétrica (EPE, 2015). Embora esse percentual tenha sido maior em décadas passadas, a hidroeletricidade constitui ainda a principal fonte de eletricidade do país.

Para o caso da hidroeletricidade, também será analisado apenas o mercado brasileiro no âmbito deste estudo, no qual grandes produtores atuam, principalmente devido aos ganhos de escala requeridos para a instalação e operação das usinas. A análise referente à concentração do mercado brasileiro é explicitada a seguir.

4.8.1 Mercado relevante do produto e geográfico

Para a análise do mercado relevante do produto no Brasil, há ao menos duas alternativas: (i) considerar o mercado de capacidade de energia elétrica (ou geração de energia); e (ii) utilizar o mercado de turbinas hidráulicas ou qualquer outro componente de custo da geração. A primeira delas corresponde à análise dos geradores por grupo controlador, a partir dos dados das empresas de hidroeletricidade que participam nos leilões delegados pela ANEEL à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Os dados dos leilões são úteis porque fornecem informações atualizadas sobre as geradoras e, para a análise de *learning curves*, indicam a trajetória de preços que as geradoras conseguiram atingir. Em seu turno, a segunda opção não é efetiva, à medida que não há dados mapeados a respeito de todos os fabricantes de turbinas, seus *market shares*, preços praticados, etc. Tendo em vista a existência e a adequação dos dados de capacidade aos objetivos deste estudo, o mercado relevante do produto será definido como o mercado de energia elétrica.

Há ainda outra questão a ser definida no que tange ao mercado relevante do produto, que é a inclusão ou não de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) no mercado de hidroeletricidade. Observando os preços médios anuais das duas fontes no Gráfico 19, observa-se que o da PCH é sempre superior ao da fonte hidro convencional, embora de forma não linear, indicando que as duas séries podem não ter uma relação estreita. Pelo fato de a série não ser longa e conter *gaps* temporais, a análise de cointegração não é possível de se realizar.

Gráfico 19. Preço médio da energia gerada, por tipo de hidrelétrica - 2006 a 2014

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014). * Não há dados de PCH em leilões de energia nova para os anos 2007, 2008, 2011 e 2012 e de hidro convencional para o ano 2009.

Além de preços diferentes, há outros indícios de que as fontes possam não fazer parte de um único mercado relevante. O primeiro deles é o porte das atividades. São consideradas PCHs as

usinas com capacidade de produção entre 1 e 30 MW e com área total do reservatório igual ou inferior a três km² (Resolução nº 394/1998). Em seu turno, a potência média das usinas tradicionais dos leilões de energia existente, nova e estruturante apresenta valor muito superior, de 610 MW (fonte: CCEE), podendo atingir valores como 11 mil MW, caso de Belo Monte. Em segundo lugar, há distintas regulamentações e regras a que estão sujeitas geradoras de hidro tradicional de forma a fornecer incentivos à geração das pequenas centrais, o que acaba por acentuar as diferenças na caracterização do custo e risco da geração das duas fontes. Inclusive, os leilões ocorrem separadamente, tornando a energia de PCH e de hidro convencional dois produtos distintos. Em virtude das diferenças intrínsecas à geração e às diferenças criadas pelo próprio regulador, a energia gerada de PCHs não será considerada como parte do mercado relevante de hidro tradicional.

No que diz respeito ao mercado relevante geográfico, há diversas formas de análise: (i) considerar o Sistema Interligado Nacional (SIN); (ii) adotar cada região ou submercado (Norte, Nordeste, Sudeste e Sul) do SIN como um mercado à parte; ou (iii) tomar o SIN e os Sistemas Isolados como um único mercado. Esta última forma será descartada, pois não é verificada na prática. O SIN é formado por usinas, linhas de transmissão e ativos de distribuição que cobrem praticamente todo o território brasileiro, ao passo que os Sistemas Isolados estão localizados principalmente na Região Norte (Amazonas, Roraima, Acre, Amapá, Rondônia, Pará e Tocantins), mas também no Centro-Oeste (principalmente em Mato Grosso, com algumas instalações no Mato Grosso do Sul) e Nordeste (com algumas instalações em Fernando de Noronha, Bahia e Maranhão), como pode ser visto na Figura 11. Embora os Sistemas Isolados cubram uma área de 45% do território brasileiro, atendem apenas 3% da população do país. Manaus tem o maior sistema, com 50% do mercado total dos Sistemas Isolados.

Figura 11 - Sistemas elétricos isolados

Fonte ANEEL (2008).

O funcionamento do SIN se baseia na integração entre as localidades, conforme explica a ANEEL (2008a). Como os períodos de estiagem de uma região podem corresponder ao período chuvoso de outra, a localidade em que os reservatórios estão mais cheios envia energia elétrica para outras regiões conectadas ao sistema. Já os Sistemas Isolados não permitem o intercâmbio de energia elétrica entre suas unidades geradoras nem com o SIN, em função das peculiaridades geográficas da região. São predominantemente abastecidos por usinas térmicas movidas a óleo diesel e óleo combustível, embora também contenham Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) e termelétricas movidas a biomassa. Segundo a EPE (2014), em 2014 existiam cerca 200 sistemas, sem previsão de conexão com o SIN até 2023.

A falta de intercambialidade inviabiliza se considerar um único mercado relevante formado

pelo SIN e pelos Sistemas Isolados. Além do mais, uma vez que, nos Sistemas Isolados, o consumo e a geração devem estar sempre em equilíbrio, os custos e, consequentemente, o nível de preços são superiores. Isso porque a capacidade instalada dos geradores tende a ser maior que a demanda, para se contar com uma reserva de geração para fazer frente às paradas forçadas para manutenção e/ou quebra de equipamentos.

A segunda forma de análise, a saber, considerar cada submercado do SIN um mercado à parte, também será descartada. Pela lógica do SIN, são a intercambialidade entre as regiões e o despacho centralizado do Operador Nacional do Sistema (ONS) que permitem a realocação da energia entre os submercados. Por exemplo, em 2015, apenas entre as regiões Sul e Sudeste houve um intercâmbio de 20 TWh, em torno de 8% da energia consumida na região Sudeste em 2014 (ONS, 2016; EPE, 2016). Devido a esses mecanismos de intercâmbio, estaria equivocada a análise em separado de cada submercado, restando a alternativa de se avaliar o SIN como um único mercado relevante geográfico.

Na jurisprudência antitruste, há casos em que se adotou o mercado geográfico como um subsistema, como ocorreu no AC 08012.007887/2008-03 entre Gama Participações, Hidropower Energia e Tupan. Porém, em praticamente todos os casos analisados envolvendo a fonte hidroeletricidade, adotou-se o mercado relevante geográfico SIN (por exemplo: AC 08012.002531/2007-94 entre Brentech Energia e Petrobras, AC 08012.002534/2007-28 entre Brasil PCH e Petrobras e AC 08012.002535/2007-72 entre Arembepe e Petrobras).

4.8.2 Análise de concentração

A análise de concentração será realizada considerando o mercado relevante geográfico do SIN. A partir de dados dos últimos leilões (de 2010 a 2014) de energia existente, energia nova e estruturantes (Belo Monte, Jirau e Santo Antônio) disponibilizados pela CCEE, obtiveram-se a capacidade instalada das usinas vendedoras e a razão social dos vendedores. Foi preciso consultar informações públicas disponíveis nos sítios eletrônicos das usinas e outros a fim de registrar os controladores por trás da razão social dos proprietários das usinas. No Apêndice F se encontram as razões sociais e as participações societárias utilizadas para cada usina.

Na Tabela 37, pode-se observar que apenas a Eletrobras detém 30% do mercado de hidroeletricidade, seguida pelo Grupo GDF Suez, com 9%, CESP, com 8%, e CEMIG, com 7%. As quatro possuem juntas 55% do mercado total, formando o C4.

Tabela 37 - Participação de mercado do mercado de hidroeletricidade - 2014

Controladores e Administradores	Capacidade instalada (MW)	Participação de mercado
Elektrobras	11,474	30,4%
GDF Suez	3,302	8,7%
CESP	3,080	8,2%
CEMIG	2,758	7,3%
Neoenergia	2,598	6,9%
EDP	1,638	4,3%
FUNCEF	1,159	3,1%
Petros	1,123	3,0%
Vale	1,011	2,7%
Outros	992	2,6%
CPFL	845	2,2%
Mizha Participações S.A.	750	2,0%
Caixa FIP Amazônia Energia	714	1,9%
Odebrecht	680	1,8%
CEEE-GT	515	1,4%
Tractebel	466	1,2%
SAAG Investimentos	442	1,2%
Alupar/Alusa	371	1,0%
Alcoa Alumínio	368	1,0%
CAE	300	0,8%
Bolsa (custódia)	289	0,8%
Banco Clássico	259	0,7%
Camargo Corrêa	257	0,7%
China Three Gorges	233	0,6%

Controladores e Administradores	Capacidade instalada (MW)	Participação de mercado
BNDESPar	227	0,6%
EDF	204	0,5%
Copel	184	0,5%
Município de Poços de Caldas (DME)	182	0,5%
Luce Empreendimentos	178	0,5%
Rio Minas Energia	178	0,5%
Sinobras	112	0,3%
Companhia Energética de Brasília	105	0,3%
CBA Cia Brasileira de Alumínio	105	0,3%
Outros	688	1,8%
TOTAL	37,786	100,0%
<i>C4</i>		<i>55%</i>
<i>HHI</i>		<i>0,1244</i>

Fonte:elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Em virtude da existência de diversos outros agentes de menor porte, o HHI calculado em 0,1244 traz indícios de que o mercado não é concentrado.

4.8.3 Condições de entrada e rivalidade

A geração de hidroeletricidade no Brasil enfrenta diversas barreiras à entrada, em função de seu porte e risco. Entre as mais importantes, podem-se citar: (i) economias de escala; (ii) necessidade de levantar nível elevado de recursos para construção das obras envolvidas, ainda mais em decorrência do esgotamento dos recursos hídricos mais próximos aos centros de carga; (iii) licenças e regulamentações ambientais; (iv) modelo regulatório que, embora tenha origem no ano de 2004, vem passando por mudanças periódicas de menor porte, potencialmente trazendo riscos ao setor; (v) intervenções políticas devido ao setor ser estratégico no combate à inflação, uma vez que seu preço afeta uma vasta gama de produtos intermediários e finais; etc. Considerando estes aspectos, a Eletrobras, uma empresa de economia mista, acaba desempenhando o papel de auxiliar na expansão da oferta energética

por meio da promoção de estudos, projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações.

Apesar disso, a ANEEL vem reduzindo as barreiras à entrada no mercado de hidroeletricidade por meio da promoção das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Entre algumas medidas tomadas, destacam-se:

- (i) Autorização para explorar o potencial hidráulico dependente apenas da ANEEL, não requerendo leilões para concessão (Lei nº 9.427/1996);
- (ii) Descontos de 50% nos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, podendo chegar a 100% se foram construídas antes de 2003 (Resolução nº 281/1999);
- (iii) Livre comercialização de energia para consumidores de carga igual ou superior a 500 kW (Lei nº 9.648/1998);
- (iv) Isenção relativa à compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (Lei nº 7.990/1989 e Lei nº 9.427/1996);
- (v) Participação no rateio da Conta de Consumo de Combustível – CCC, quando substituir geração térmica a óleo diesel, nos sistemas isolados (Resolução nº 245/1999);
- (vi) Comercialização da energia gerada pelas PCHs com concessionárias de serviço público, tendo como limite tarifário o valor normativo estabelecido pela Resolução nº 22/2001.

As PCHs, embora não sejam consideradas como parte do mercado relevante das hidrelétricas convencionais, podem exercer alguma rivalidade. Em 2010, o preço da PCH era o dobro do preço da hidro tradicional. Já nos últimos dois anos (entre 2013 e 2014), a diferença se reduziu: o preço da energia oriunda de PCHs foi apenas 25% superior em 2013 e 23% em 2014.

4.8.4 Considerações

Tendo em vista os aspectos levantados, pode-se dizer que o mercado relevante de hidroeletricidade (convencional, isto é, sem considerar as PCHs) do SIN é caracterizado por forte atuação da Eletrobras, seja por meio de sua atuação direta como central geradora, seja por meio de participações societárias dispersas em diversas usinas. Entretanto, a análise concorrencial revelou que o mercado é competitivo e, embora tenha elevadas barreiras à entrada, as PCHs cada vez mais estão aptas a rivalizar com as geradoras tradicionais de grande porte.

Uma vez reconhecido que o mercado é competitivo, entende-se que a análise de *learning curves* pode ser realizada a partir de preços de leilões, não sendo necessário o levantamento de custos da geração.

4.9 Efeitos da análise da estrutura de mercado sobre a modelagem empírica de *learning curves*

Com base na análise concorrencial para as fontes analisadas realizada nesse capítulo, é possível concluir que, embora se verifiquem barreiras à entrada em todos os mercados, há indícios de que haja suficiente concorrência ou rivalidade na maioria dos mercados analisados. A Tabela 38 abaixo resume os mercados relevantes do produto e geográfico, bem como os indicadores de concentração C4 e HHI para cada fonte considerada e as condições de entrada e rivalidade.

Tabela 38. Síntese da análise concorrencial

Fonte	Mercado relevante do produto	Mercado relevante geográfico	C4	HHI	Entrada	Rivalidade
Carvão	Commodity carvão	Regional por bacia:				
		Appalachia Central	16,4%	0,0140	Elevadas (jazidas mais afastadas)	Outras bacias: 87% do carvão consumido
		Appalachia Northeastern	55,5%	0,1672	Elevadas (jazidas mais afastadas)	Outras bacias: 32% do carvão consumido
		Appalachia Southern	67,2%	0,2301	Elevadas (jazidas mais afastadas)	Outras bacias: 77%; Importações: 11% sobre consumo para gerar energia elétrica

Fonte	Mercado relevante do produto	Mercado relevante geográfico	C4	HHI	Entrada	Rivalidade
		Illinois Basin	53,7%	0,1500	Elevadas (jazidas mais afastadas)	Outras bacias: 63% do carvão consumido
		Interior	82,4%	0,3848	Elevadas (jazidas mais afastadas)	Outras bacias: 77% do carvão consumido
		Powder River Basin	76,2%	0,1952	Elevadas (jazidas mais afastadas)	Sem rivalidade
		Uinta Region	70,7%	0,2065	Elevadas (jazidas mais afastadas)	Outras bacias: 36% do carvão consumido
		Western	59,3%	0,1207	Elevadas (jazidas mais afastadas)	Outras bacias: 37% do carvão consumido
Petróleo	Commodity petróleo	Internacional	55,2%	0,1305	Elevadas (técnicas)	Importações: 131% do consumo
Gás natural	Commodity gás natural	Internacional	74,8%	0,2090	Moderadas (gás de xisto)	Importações: 10% da produção
Nuclear	Energia elétrica gerada	Nacional interligado	45,4%	0,0694	Elevadas (técnicas e regulatórias)	Baixa (importações: 1,5% da produção)
Fotovoltaica	Módulos fotovoltaicos (≈energia elétrica gerada)	Nacional	57%	0,1354	Moderadas (tecnologia já difundida)	Importações: 31% dos módulos instalados
Eólica EUA	- Energia elétrica	Nacional	41%	0,0727	Moderadas (econômicas e	Sem rivalidade

Fonte	Mercado relevante do produto	Mercado relevante geográfico	C4	HHI	Entrada	Rivalidade
	gerada				regulatórias)	
	Turbinas (≈energia elétrica gerada)	Internacional	84%	0,2367	Elevadas (técnicas)	China, Índia e Coreia do Sul (F&A, joint ventures)
Eólica - BR	Energia elétrica gerada	Nacional	17%	0,0226	Moderadas (econômicas e regulatórias)	Sem rivalidade
	Turbinas (≈energia elétrica gerada)	Nacional	71%	0,1583	Elevadas (técnicas)	China, Índia e Coreia do Sul (F&A, joint ventures)
Etanol	Etanol	Nacional	14%	0,0087	Moderadas (terras)	Importações: 7% da produção
Hidro	Energia elétrica gerada por UHE	SIN	55%	0,1244	Elevadas (econômicas, regulatórias e políticas)	PCHs

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2014), CCEE (2014), ANP (2015), UNICA (2014).

Observa-se, pelo indicador C4, que haveria elevada concentração a ponto de propiciar exercício coordenado de poder de mercado em apenas dois mercados regionais de carvão (Interior e Powder River Basin - tendo este último valor muito próximo do limite usualmente considerado, de 75%) e no mercado de turbinas eólicas nos Estados Unidos. Já pelo HHI, apenas no mercado regional de carvão Interior se verificaria elevada concentração (acima de 0,2500). Entretanto, as condições de rivalidade no Interior, como as compras de carvão oriundas de outras bacias, e no mercado de turbinas eólicas norte-americano, com a presença recente de empresas chinesas, indianas e coreanas, podem amenizar estes cenários.

Uma vez compreendido o nível de concorrência dos mercados e observados os indícios relatados acima, entende-se que a utilização dos preços como *proxy* dos custos não seria um

impeditivo para a modelagem de *learning curves*. Isso porque em mercados competitivos as margens de lucro são constantes e as curvas de aprendizado baseadas no preço devem ter a mesma inclinação das curvas com base nos custos. Ou seja, mesmo que se assuma que a trajetória de preços é composta por ciclos do produto e cada ciclo por quatro fases (desenvolvimento, estabelecimento, competição e estabilidade), as tecnologias avaliadas dentro um mesmo ciclo do produto já estariam rumo à competição e, por isso, as inclinações de custos e preços seriam semelhantes.

Certamente, ao se analisarem séries longas em tecnologias pouco maduras (tais como eólica e fotovoltaica), estas séries poderiam ser compostas por diversos ciclos, sendo difícil mensurar o efeito de *learning curves*. No entanto, há ferramentas econométricas que podem tratar esse problema, por exemplo, identificando quebras estruturais na série ou introduzindo variáveis *dummy* para capturar possível inclinação diferente a partir de determinado ano da amostra.

Em contrapartida, ao se analisarem séries curtas, que evidenciaram apenas relações de curto prazo, seria possível ocorrer outros dois problemas: a rigidez dos preços a repasses de custos e o impacto das condições de demanda/sazonalidade sobre os preços. Ambos os problemas são solucionados a partir do uso de séries anuais e de médio e longo prazo. De forma alternativa, se poderiam incluir componentes de custo (salários, preço dos insumos, inflação, etc.) e adotar modelos econométricos que permitam incorporar efeitos sazonais.

Tendo em vista essas considerações, o próximo capítulo se dedica a estimar empiricamente os efeitos de *learning curves* a partir de séries temporais anuais de médio e longo prazo, já considerando a inflação no período e realizando testes de quebras estruturais sempre que houver indícios de mudanças de patamar de preços.

5 ESTIMAÇÃO DOS EFEITOS APRENDIZAGEM, P&D E ESCALA

No Capítulo 1, foi visto que os modelos de *learning curves* foram se aperfeiçoando ao longo do tempo. Um dos modelos que atende ao propósito deste estudo é o *multi-factor learning curves model* com três variáveis explicativas: (i) a produção acumulada (efeito *learning by doing*); (ii) os gastos em P&D (efeito *learning by searching*); e (iii) a escala. Essas três variáveis devem fazer parte do modelo para que seja possível comparar qual tecnologia reage mais aos efeitos *learning by doing*, *learning by searching* e escala. A partir do comparativo entre as tecnologias, espera-se, no próximo capítulo (Capítulo 6), delinear as políticas regulatórias mais adequadas, apresentadas no Capítulo 2, para a promoção das energias emergentes.

Na seção 5.1, são apresentadas as especificações dos modelos econométricos que se pretende estimar, com base nas equações previamente mencionadas no Capítulo 1. A seção 5.2 compila os três métodos de estimação que foram testados, sendo dois deles alternativos ao tradicional Mínimos Quadrados Ordinários – MQO. A seção 5.3 contempla a descrição da base de dados utilizada e uma breve análise dos dados. Já a seção 5.4 expõe as principais hipóteses assumidas e as que se pretende testar. A seção 5.5 referencia e discute os testes pré-estimação necessários para a modelagem econométrica. A seção 5.6 reúne os resultados da estimação e os testes pós-estimação a fim de identificar eventuais problemas com os modelos selecionados. Por fim, a seção 5.7 traz considerações a respeito dos resultados, discutindo os fatores de estímulo da competitividade das fontes energéticas dentro da abordagem de *learning curves*.

5.1 Especificações dos modelos econométricos

O fundamento teórico do modelo a ser estimado se origina na equação (29) e na equação (30), ambas obtidas na seção 1.2 – e reproduzidas abaixo. Nesta especificação, o custo unitário real depende da produção acumulada, do estoque de P&D e da produção corrente. Por sua vez, o

estoque de P&D é uma função dos gastos em P&D acumulados e depreciados e dos gastos correntes com P&D.

$$PD = (1 - \delta)PD^{acum} + PD^{corr} \quad (29)$$

$$\frac{C_{real}}{Y} = kN^{\alpha/r}PD^{\beta/r}Y^{(1-r)/r} \quad (30)$$

Embora a equação (30) corresponda a um dos modelos de *learning curves* mais completos, foram testadas também as especificações mais simples, a saber, com duas e com uma variável explicativa. A equação com duas variáveis consiste na equação (27) e a especificação com uma variável corresponde ao modelo original, representado pela equação (2), sendo ambas reproduzidas abaixo.

$$\frac{C_{real}}{Y} = kN^{\alpha/r} \frac{Y^{1/r}}{Y} = kN^{\alpha/r} Y^{(1-r)/r} \quad (27)$$

$$C = C_0 N^{-\alpha} \quad (2)$$

Para a transformação do modelo teórico em equações econométricas a serem estimadas, foram feitos alguns passos. Em primeiro lugar, aplicou-se a função logarítmica sobre as três equações acima para linearizar o modelo. Esse procedimento é bastante usual nos casos em que se pretende analisar os coeficientes em termos de percentuais, pois o coeficiente pode ser interpretado como a elasticidade em questão. Em segundo lugar, foram renomeados os coeficientes C_0 , k , $\frac{\alpha}{r}$, $\frac{\beta}{r}$ e $\frac{1-r}{r}$, que passaram a ser denominados como na equação (31), equação (32) e equação (33).

$$\ln(c) = \gamma_0 + \gamma_1 \ln(N) + \gamma_2 \ln(Y) + \gamma_3 \ln(PD) + \varepsilon \quad (31)$$

Sendo:

c = custo unitário real

N = produção acumulada

Y = produção

PD = estoque de P&D

ε = resíduos

$\gamma_0 = k$

$\gamma_1 = \alpha / r$

$\gamma_2 = (1-r) / r$

$$\gamma_3 = \beta / r$$

$$\ln(c) = \chi_0 + \chi_1 \ln(N) + \chi_2 \ln(Y) + \varepsilon \quad (32)$$

Sendo:

c = custo unitário real

N = produção acumulada

Y = produção

ε = resíduos

$$\chi_0 = k$$

$$\chi_1 = \alpha / r$$

$$\chi_2 = (1-r) / r$$

$$\ln(c) = \omega_0 + \omega_1 \ln(N) + \varepsilon \quad (33)$$

Sendo:

c = custo unitário real

N = produção acumulada

ε = resíduos

$$\omega_0 = C_0$$

$$\omega_1 = -\alpha$$

Desta forma, as equações acima são aquelas a serem estimadas. Adicionalmente, diferentes especificações de modelos foram testadas, tendo em vista que os custos unitários podem ser afetados por outras variáveis para além dos efeitos *learning by doing*, *learning by searching* e escala. Tais variáveis podem ser: reservas das fontes energéticas, preço de energéticos concorrentes, preço de alguma matéria-prima, tendência determinística, etc. Foram selecionados os modelos de *learning curves* com as melhores especificações e com sentido econômico. Isso quer dizer que, na hipótese de surgirem modelos estatisticamente bem especificados, mas que não fizessem sentido com a teoria econômica, nessa tese optou-se por descartá-los.

5.2 Métodos de estimação

Para a estimação econométrica, testaram-se três métodos: (i) Mínimos Quadrados Ordinários – MQO; (ii) Método de Variáveis Instrumentais ou Método dos Momentos Generalizados – GMM; e (iii) Vetores de Correção de Erros – VEC. De forma geral, o método MQO minimiza a soma do quadrado dos resíduos, onde os resíduos são a diferença entre os valores estimados e os dados observados. Os estimadores desta metodologia possuem as propriedades desejadas para os estimadores, isto é, os estimadores são não enviesados e eficientes. Essas propriedades, contudo, existem apenas se as seguintes condições forem satisfeitas: (i) média dos resíduos for zero; (ii) a variância dos resíduos for constante; (iii) os resíduos forem aleatórios; (iv) os resíduos forem normalmente distribuídos; e (v) a relação entre *output* (variáveis explicativas) e *input* (variável a ser explicada) for linear (Pindyck e Rubinfeld, 1998).

O método de MQO não é confiável quando os *inputs* estão correlacionados com os resíduos. Isso ocorre sempre que a equação fizer parte de um sistema simultâneo de equações – caso em que simultaneamente c dependeria de N e N dependeria de c (conhecido como o problema da endogeneidade) – e também quando houver erros de medida em c ou em N . No primeiro caso (endogeneidade), a variável explicativa está correlacionada com os resíduos porque as equações são interdependentes. Pode-se dizer que N não é ortogonal ao termo de erro. No segundo caso (erros de medida), se verifica a chamada “omissão” das verdadeiras variáveis explicativas de c ou N . Na presença de omissão, os erros passam a ser a variável de ajuste para fechar o modelo. Em ambos os casos, o termo de erro carrega boa parte da explicação que deveria estar nas variáveis explicativas, enviesando os estimadores de MQO, que também deixam de ser eficientes.

Frente a essas situações, o mais adequado seria utilizar variáveis instrumentais para corrigir o problema, como no método VI ou GMM (generalização do método de VI). As variáveis instrumentais são variáveis introduzidas no modelo que são, ao mesmo tempo, correlacionadas com o *input* e não correlacionadas com o *output*. Isso garante que as variáveis instrumentais tragam ao menos parte da explicação omitida para a equação e, portanto, diminuam a correlação entre as variáveis explicativas e os resíduos. No método VI, a estimação ocorre em duas etapas. Primeiro, regride-se um modelo auxiliar em que a variável explicativa endógena ou com erros de medida, que pode ser o caso de N , é explicada pelas

variáveis instrumentais, chamadas de Z . Os instrumentos Z devem estar correlacionados com N e não correlacionados com c . O resultado deste modelo auxiliar é uma estimativa de N , cuja notação é $\hat{N}$. Regride-se, então a segunda equação, em que c é uma função de $\hat{N}$. No Método GMM, utiliza-se as condições dos momentos para escolher os coeficientes de forma que os resíduos sejam ortogonais aos instrumentos utilizados.

Cumprir dizer que a precisão de estimadores de variáveis instrumentais, em geral, é menor do que a de estimadores MQO. Na presença de instrumentos fracos, ou seja, instrumentos fracamente correlacionados com as variáveis explicativas, a perda de precisão é muito grande e adotar essa metodologia pode não compensar a inconsistência dos estimadores MQO. O Apêndice H traz maiores detalhes a respeito dos estimadores de MQO e VI/GMM.

O método de Mínimos Quadrados Ordinários também não pode ser aplicado no caso de séries não estacionárias. Em uma definição simplificada, a estacionariedade pode ser observada quando as propriedades estatísticas da série, como média, variância, autocorrelação, etc., são constantes no tempo. No caso de se aplicar MQO em séries não estacionárias, pode-se ter a chamada "regressão espúria", na qual os coeficientes são estatisticamente significativos e o R^2 é elevado, embora os resultados não sejam confiáveis. Uma forma de tornar as séries não estacionárias em estacionárias é tirando a primeira diferença. Há testes para se identificar a estacionariedade, como Dickey-Fuller (DICKEY e FULLER, 1979) e Phillips-Perron (PHILLIPS e PERRON, 1988).

Caso todas as séries sejam não estacionárias, devem-se identificar outros processos que possam caracterizar a relação entre as séries. Uma possibilidade é que as séries sejam cointegradas. Isso ocorre quando existe uma combinação linear entre as séries não estacionárias que seja estacionária. Na prática, séries cointegradas podem ser caracterizadas por uma trajetória comum no longo prazo ao redor da qual elas caminham juntas e, caso um choque afaste uma das séries da trajetória, essa situação é temporária. Há dois principais testes de cointegração, de Johansen e de Engle e Granger. O teste de Engle e Granger é mais adequado para séries com poucas observações, apesar de ser menos informativo que o teste de Johansen - esse último apresenta a quantidade de vetores de cointegração (zero, um, dois, três, etc.). Caso se confirme a presença de um ou mais vetores de cointegração, pode-se estimar a equação pelo método *Vector Error-Correction* – VEC, de Johansen. O VEC é um modelo dinâmico, em que se estima o coeficiente de longo prazo entre as variáveis e a velocidade de ajuste de curto prazo da variável dependente caso seja dado um choque na variável independente, de forma que elas continuem na trajetória comum de longo prazo.

Assim, para estimar as curvas de aprendizado, o primeiro procedimento foi verificar se as séries eram estacionárias. Sendo estacionárias, testaram-se: (i) MQO em nível; e (ii) GMM em nível. Quando todas as séries eram não estacionárias, realizou-se o teste de cointegração. Se as séries cointegravam, aplicou-se o VEC. Se as séries não cointegravam ou se nem todas as séries eram não estacionárias (de forma que não poderiam cointegrar), testaram-se: (i) MQO em primeira diferença; e (ii) GMM em primeira diferença.

5.3 Dados

Essa seção contém a descrição da base de dados em sua completude, com todas as variáveis testadas nos modelos econométricos para cada fonte energética, destacando aquelas que foram efetivamente utilizadas. São explicitadas as fontes e os períodos de abrangência. Nessa seção, também se caracterizam os principais dados objeto de análise, a saber, a produção e/ou consumo acumulado, os custos e/ou preços e os gastos com P&D.

5.3.1 Base de Dados

Com vistas a estimar a equação (31), equação (32) e equação (33) para diversas tecnologias, foi preciso identificar uma base de dados confiável e comparável. Foram priorizadas as bases que continham ao mesmo tempo três informações: (i) o custo de produção e/ou preço da energia (ou do componente tecnológico); (ii) a produção; e (iii) os gastos com P&D. Quando não foi encontrada uma única base com esse conjunto de informações, foram utilizados dados de bases diferentes.

Para o carvão, adotaram-se os dispêndios dos consumidores com a compra de carvão (em milhões de dólares), série divulgada pelo *Energy Information Administration* – EIA, que abrange o período entre 1970 e 2010. Para obter o valor unitário, se dividiu o valor dos dispêndios pela produção, série também publicada pelo EIA que é bastante próxima ao consumo, porém mais longa (de 1949 a 2011), e se atualizaram os valores históricos pelo indicador de inflação norte-americano *Consumer Price Index* (CPI base 100=1984). Embora o dispêndio unitário tenha sido a série adotada, testou-se também o preço do carvão norte-americano (em dólares por BTU - *British Thermal Unit*), divulgado pelo EIA, e atualizado pelo CPI. Como os modelos com dispêndios unitários reais ficaram mais bem ajustados do que

com o preço real propriamente dito, escolheu-se essa variável. A produção acumulada teve origem na série de produção do EIA, acima referenciada.

Já os gastos com P&D foram fornecidos pelo *International Energy Agency* – IEA. O período amostral dos gastos com P&D se inicia em 1974 e termina em 2011. Foram testadas três diferentes especificações para representar o P&D no modelo mais completo de *learning curves*: (i) o gasto real com P&D, atualizando os valores originais do IEA pelo CPI; (ii) o gasto real com P&D acumulado ao longo dos anos; e (iii) a equação de gasto com P&D, levando em conta a defasagem de anos (*lag*) entre o gasto corrente de P&D e o preço, bem como o estoque de gastos com P&D depreciados. Essa equação se baseia na equação (29), reproduzida abaixo.

$$EPD_t = (1 - \delta)EPD_{t-1} + PD_{t-x} \quad (29)$$

O *lag* de tempo (“x”) entre gasto em P&D e impacto no preço foi estipulado tendo como base: (i) a análise gráfica das séries de gastos em P&D, pela qual se buscou observar se existe alguma relação negativa entre as séries e o espaço de tempo em que o impacto ocorre; e (ii) regressões econométricas em Vetores Autorregressivos – VAR, em que a variável preço é explicada pelo próprio preço defasado e pelos gastos em P&D defasados, sendo o número de defasagens determinado pelo recurso de Impulso-Resposta. Este recurso é usado para se mensurar em quanto tempo a variável preço leva para voltar à sua trajetória após o choque de um desvio padrão. Observa-se que o modelo VAR implica considerar que a variável gastos em P&D é endógena no modelo, hipótese que não pertence ao modelo tradicional de *learning curves*. No caso do carvão, o *lag* encontrado pela análise gráfica foi de 2 anos, enquanto que o *lag* do Impulso-Resposta foi de 12 anos. A taxa de depreciação foi determinada através do estudo do Bureau of Economic Analysis (2003), uma agência norte-americana do Department of Commerce. Independente dos *lags* (2 ou 12), não houve um bom ajuste dos modelos utilizando a equação de P&D, tanto em termos estatísticos (teste-F, p-valor, R^2), como na interpretação econômica (gerando taxas de aprendizado muito elevadas ou extremamente negativas). Assim, optou-se por utilizar a variável original de gastos em P&D atualizada pela inflação, que obteve os melhores ajustes.

No caso do petróleo e gás natural, inicialmente foram estimados modelos em separado para os dois energéticos. Contudo, uma vez que o processo envolvido na extração do petróleo envolve também a retirada do gás natural, optou-se por unir as duas fontes, realizando a devida uniformização dos dados para uma mesma base (no caso, em toneladas de óleo equivalente -

toe). De forma que, em primeiro lugar, foram somadas as produções de petróleo e de gás natural, ambas as séries do EIA que abrangem o período de 1949 a 2011. A produção acumulada é derivada dessa variável que agrega as produções de petróleo e gás natural.

Para a variável custo, foram testadas duas variáveis: (i) gastos de exploração conjuntos para petróleo e gás natural, divulgados pelo EIA para o período entre 1977 e 2009; e (ii) preço do petróleo Brent, série fornecida pela British Petroleum (BP), de 1976 a 2011. Conforme pode ser visto no Gráfico 20, o preço do gás natural se mostrou atrelado ao preço do petróleo, embora o preço do petróleo apresente oscilações mais amplas ao longo do período estudado. Assim, optou-se por testar apenas o preço do petróleo para representar as duas séries.

Gráfico 20. Variáveis preço do petróleo, preço do gás natural e custo de exploração conjunto

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013).

Os custos de exploração conjuntos, em tese, constituiriam uma variável adequada para o modelo de *learning curves*, na medida em que captura a queda dos maiores custos da produção: aquisição de lotes e equipamentos, pesquisa geológica e geofísica e perfuração. Em seu turno, o preço pode refletir movimentos econômicos diversos, se elevando mesmo quando

os custos são decrescentes. Cumpre dizer que o preço do petróleo consiste em boa *proxy* para o preço também do gás natural. A relação entre os dois preços foi comprovada por Villar e Joutz (2006), do EIA. Segundo estes autores, a relação tem origem no fato de se tratarem de fontes rivais. Há também que se aventar que, em grande parte dos casos, os dois energéticos são extraídos concomitantemente e sujeitos às mesmas condições de oferta. De qualquer forma, o melhor ajuste dos modelos ocorreu com o modelo de preço Brent.

Da mesma forma que para o carvão, os gastos com P&D com petróleo e gás natural foram fornecidos pelo IEA. O período amostral se inicia em 1974 e termina em 2010. Também foram testadas as três especificações para representar o P&D no modelo mais completo de *learning curves*: (i) o gasto real com P&D atualizado; (ii) o gasto real com P&D acumulado; e (iii) a equação de gasto com P&D, a qual resultou em *lags* de 4 anos para a análise gráfica e de 8 anos para a análise Impulso-Resposta, para uma taxa de depreciação de 15% (Ernst & Young, 2014). A primeira variável, gasto real com P&D, obteve o melhor ajuste.

Para a energia nuclear, foram testados como *proxy* do custo da energia elétrica produzida nas usinas nucleares: (i) o preço do urânio, série fornecida pelo EIA, entre 1970 e 2010; e (ii) os dispêndios dos consumidores ao adquirir a energia nuclear, série também do EIA, abrangendo o mesmo período (1970-2010). A variável dispêndios dos consumidores se ajustou melhor ao modelo de *learning curves*.

A produção e a produção acumulada foram substituídas pelas variáveis consumo e consumo acumulado de urânio. Os dados referentes ao consumo foram obtidos junto ao EIA, abrangendo o período entre 1965 e 2011. Os gastos com P&D foram fornecidos pelo IEA, cuja série inicia em 1974 e termina em 2011. As especificações testadas para representar o P&D foram iguais às das demais fontes energéticas: (i) o gasto real com P&D atualizado; (ii) o gasto real com P&D atualizado e acumulado; e (ii) a equação de gasto com P&D, a qual resultou em *lags* de 4 anos para a análise gráfica e de 15 anos para a análise Impulso-Resposta, para uma taxa de depreciação de 2,5% (CERNE, 2000). A primeira variável, gasto real com P&D, obteve o melhor ajuste.

No caso da energia fotovoltaica, foram testadas as seguintes variáveis como *proxy* de custos: (i) preço da célula fotovoltaica (dólares por pico de potência - Watt), série divulgada pelo EIA, abrangendo os anos entre 1989 e 2010; e (ii) preço do módulo fotovoltaico (dólares por pico de potência - Watt), divulgada também pelo EIA para o mesmo período. O preço do

módulo atualizado pela inflação americana se mostrou uma variável mais completa, uma vez que ele é formado por diversas células fotovoltaicas (ligadas eletricamente entre si).

Em virtude da indisponibilidade de dados de energia fotovoltaica produzida, testaram-se: (i) a energia consumida para representar a produção, divulgados pelo EIA para o período de 1984 a 2011; (ii) a capacidade de células e módulos fotovoltaicos vendidos nos Estados Unidos, dados do EIA de 1982 a 2009; (iii) a capacidade dos módulos vendidos, informações divulgadas também pelo EIA, para 1994 a 2010; (iv) a capacidade de células e módulos vendidos excluindo as exportações e adicionando as importações, variável construída a partir de dados do EIA de 1983 a 2009; e (v) a capacidade apenas de módulos vendidos, excluindo as exportações e adicionando as importações, série também construída com dados do EIA de 1994 a 2010. A variável que melhor se ajustou aos modelos econométricos foi a primeira, energia consumida.

Os gastos com P&D são do IEA, se iniciando em 1974 e encerrando em 2011. Foram testadas para representar o P&D: (i) o gasto real com P&D atualizado; (ii) o gasto real com P&D atualizado e acumulado; e (iii) a equação de gasto com P&D, com *lags* de 2 anos para a análise gráfica e de 15 anos para a análise Impulso-Resposta, para uma taxa de depreciação de 4% (ANEEL, 2012b). A segunda variável, gasto real acumulado com P&D, obteve o melhor ajuste. Ela foi obtida acumulando o gasto real ao longo dos anos.

Para a energia eólica testaram-se modelos com dados americanos e dados nacionais. No caso do modelo para os Estados Unidos, testaram-se três *proxies* de custo: (i) os custos médios de usinas com mais de 50 kW de capacidade, coletados no *Berkeley Lab Database*, para o período entre 1984 e 2009, com *gaps* (isto é, faltando dados para alguns anos); (ii) o preço médio da energia eólica (MWh) divulgado pela *Statista*, abrangendo os anos de 2000 a 2011; e (iii) o índice de preços semestral da turbina eólica, obtido junto à Bloomberg para o período entre o segundo trimestre de 2008 e o segundo trimestre de 2014. Esta última variável foi a que obteve melhores resultados estatísticos e com sentido econômico.

Como *proxy* de produção, testaram-se: (i) o consumo de energia eólica, dados anuais e mensais (estes acumulados para comporem o modelo com os dados semestrais de preço), divulgados pelo EIA para os períodos de janeiro de 1983 a novembro de 2014; (ii) a energia gerada, também obtida junto ao EIA, para 1983 a 2011; e (iii) a capacidade das usinas, série também do EIA, para o período entre 1990 e 2011. A variável com o melhor ajuste foi o consumo de energia eólica como *proxy* de produção e o consumo acumulado como *proxy* de

produção acumulada, no modelo trimestral. Os gastos com P&D testados foram: (i) gasto real com P&D provenientes do IEA, entre 1975 e 2013; e (ii) gasto real com P&D acumulado. Em virtude do curto período de tempo no modelo trimestral, não se testou uma equação de P&D (análise gráfica e tampouco Impulso-Resposta), sendo adotada a variável de gasto real com P&D atualizado.

Por sua vez, no caso do modelo de energia eólica com dados brasileiros, foram utilizados preços e quantidades comercializadas nos leilões promovidos pela ANEEL, obtidos junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Antes de apresentar as especificações testadas, cumpre dizer que, embora os dados de leilões de eólica digam respeito aos preços da energia entregue diversos anos à frente, considerou-se que os preços anuais de um leilão não devem contaminar os preços futuros. Por exemplo, para um leilão ocorrido em 2010 com início da entrega prevista para 2013, não se incorporou aos preços de 2013 em diante o valor da energia do referido leilão, de forma que seu preço foi incluso somente nos valores do leilão de 2010. Isso porque o preço de um determinado ano diz respeito à tecnologia disponível naquele momento do tempo para aquela usina. Com o passar do tempo, a tecnologia se aperfeiçoa e os preços caem. Logo, não se deve prolongar o efeito do preço atual para os próximos anos. A mesma lógica de análise é válida para o caso da energia hidroelétrica, tratada mais adiante.

Duas formas de agrupamento dos dados foram testadas: (i) agrupamento anual, obtendo-se a soma da quantidade comercializada e o preço médio por ano de leilão entre 2010 e 2014; e (ii) agrupamento por usina onde é produzida a energia eólica, de forma que para cada ano é possível existir diversos preços e quantidades diferentes. O primeiro tipo de agrupamento resulta em um modelo com pouca informação, gerando resultados insatisfatórios e não confiáveis. Logo, utilizou-se o modelo com agrupamento por usina. Tendo em vista a necessidade de se controlarem características diferentes dos tipos de leilão, adicionou-se aos modelos uma variável *dummy* de tipo de leilão, a qual especifica se o leilão é de fontes alternativas (ano de 2010) ou de energia nova (anos posteriores).

Os gastos com P&D foram obtidos junto à ANEEL, para o segmento de geração. Não foi possível segregar os gastos com P&D por fonte energética, de forma que foram testados os gastos agregados para a geração. Testou-se também o modelo com gastos acumulados de P&D, porém o melhor ajuste foi dos gastos correntes. Adicionalmente, assim como para o modelo de energia eólica para os Estados Unidos, o curto período analisado no modelo com

dados brasileiros (2010 a 2014) não permitiu testar a equação de P&D, sendo adotados os gastos reais com P&D.

Para o etanol, foram adotados dados brasileiros de produção (de hidratado e anidro), disponibilizados pela União da Indústria de Cana de Açúcar – UNICA para o período entre 1980 e 2011, e de preços, fornecidos pela Agência Nacional de Petróleo – ANP abrangendo os anos de 1979 a 2006. Com o objetivo de não perder as informações dos últimos anos, adotou-se a taxa de crescimento dos preços ao consumidor no Estado de São Paulo entre 2006 e 2011, divulgado pela UNICA, para se estimarem os preços até 2011.

Para os gastos de P&D, testaram-se: (i) gastos com P&D públicos e privados obtidos no Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT), de 2000 a 2011, e atualizados pela inflação (Índice Geral de Preços do Mercado - IGP-M, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas); e (ii) gastos acumulados com P&D atualizados pelo IGP-M. Ressalta-se que os dados do MCT são referentes a todos os setores, carecendo, portanto de um tratamento. Para isso, adotaram-se as informações da Pesquisa de Inovação do IBGE, realizada para o ano de 2011, a respeito dos gastos com P&D em diferentes setores da Indústria. Segundo a referida pesquisa, a indústria de biocombustíveis gasta 0,07% do total de todos os setores no Brasil. Esse percentual foi aplicado sobre os valores do MCT, tendo por trás a hipótese de que ele se manteria constante ao longo do tempo. A equação de P&D não foi possível montar, frente ao curto período de observações. A série de P&D com melhor ajuste foi a de gastos acumulados.

Por fim, os dados brasileiros referentes a preço e quantidade comercializada de energia hidrelétrica foram obtidos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, por meio de leilões de 2005 até 2014. Dois agrupamentos dos dados foram testados: (i) agrupamento anual, entre 2005 e 2014; e (ii) agrupamento por usina, existindo várias usinas comercializando energia em cada ano. O segundo agrupamento gerou modelo com maior número de informações, obtendo resultados mais adequados em relação ao primeiro. Tendo em vista a necessidade de controlar as diferentes características dos leilões e das regiões hidrográficas, para o modelo de hidroeletricidade foram inclusas variáveis *dummies* de: (i) leilão (energia existente, energia nova, Belo Monte, Jirau e Santo Antônio); e (ii) bacia hidrográfica (Amazonas, Atlântico Leste, Atlântico Norte, Atlântico Sudeste, Atlântico Sudoeste, Atlântico Sul, Paraná, São Francisco, Tocantins e Uruguai).

Os gastos com P&D foram obtidos junto à ANEEL, para o segmento de geração. Testou-se também o modelo com gastos acumulados, porém o melhor ajuste foi dos gastos correntes. O

curto período analisado no modelo com dados brasileiros (2005 a 2014) não permitiu testar a equação de P&D, sendo adotados os gastos reais com P&D.

Para os modelos de GMM, foram testados diferentes instrumentos para cada fonte energética, priorizando: as reservas energéticas dos combustíveis, o consumo de eletricidade total, o preço ou consumo de algum insumo, o consumo de energia da fonte energética e, para as séries brasileiras, o crescimento do PIB.

A Tabela 39 abaixo sintetiza as fontes dos dados e o período analisado para cada tecnologia.

Tabela 39. Resumo das fontes de dados

Tecnologia	País	Fonte de preço	Fonte de produção	Fonte de P&D	Período
Carvão	Estados Unidos	EIA	EIA	IEA	1974-2010
Petróleo e Gás Natural	Estados Unidos	BP	EIA	IEA ⁽¹⁾	1974-2010
Nuclear	Estados Unidos	EIA	EIA	IEA	1974-2010
Fotovoltaica	Estados Unidos	EIA	EIA	IEA	1984-2011
Eólica	Estados Unidos	Bloomberg	EIA	IEA	Jan/2008-Jan/2014
Eólica	Brasil	CCEE	CCEE	ANEEL	2008-2014, por usina
Etanol	Brasil	ANP	UNICA	MCT ⁽²⁾	2000-2011
Hidroeletricidade	Brasil	CCEE	CCEE	ANEEL	2005-2014, por usina

Fonte: elaboração própria a partir de dados de ANEEL (2012c), ANP (2015), BP (2012), CCEE (2014), EIA (2012), IEA (2014), MCT (2014), UNICA (2012). (1) P&D para combustíveis fósseis. (2) gastos com P&D do setor público e privado nacional, ponderados pela participação dos biocombustíveis no total de dispêndios em P&D.

5.3.2 Breve Análise dos Dados

Observando os dados de gastos com pesquisa e desenvolvimento norte-americanos por tecnologia dispostos no Gráfico 21, é possível dizer que a tecnologia com maior investimento em P&D até hoje é a nuclear, especialmente com os gastos ao longo das décadas de 70 e 80. O carvão e a energia solar também apresentaram investimentos significativos, principalmente na década de 80. No caso do carvão, notam-se saltos de investimentos também em 1990 e 2009.

Gráfico 21. Gastos com pesquisa e desenvolvimento (P&D) acumulados por tecnologia – US\$ MM a preços de 2011 – 1974 a 2011

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2012).

No que diz respeito à relação entre produção acumulada e preço, foi possível observar que a relação é claramente negativa para a maioria das tecnologias, com exceção do carvão, petróleo e gás natural e da hidroeletricidade (Gráfico 22). Para os dois primeiros, carvão e petróleo e gás natural, os preços oscilam, assumindo trajetória ascendente ao final da década de 1970 e também nos últimos anos. Já no caso da hidroeletricidade, os preços caem nos leilões de 2010, 2011 e 2012, voltando a crescer em 2013. Como os leilões tratam de energias

geradas por usinas de características muito diferentes¹⁴, observam-se oscilações no preço ao longo da sequência de leilões.

Carvão - EUA

Petróleo e Gás Natural - EUA

Nuclear - EUA

Fotovoltaica - EUA

Eólica - EUA

Eólica⁽¹⁾ - BR

¹⁴ Essas diferenças serão tratadas na modelagem econométrica.

Gráfico 22. Produção acumulada e preço para as diferentes tecnologias – 1949 a 2011

Fonte: elaboração própria a partir de dados de ANP (2014), CCEE (2015), EIA (2014) e ÚNICA (2014). (1) Os valores de leilão da energia eólica e hidroeletricidade (Brasil) estão empilhados por ano e por usina (eixo x não corresponde a uma escala de tempo, mas sim de eventos ao longo do tempo).

O Apêndice I reapresenta essas informações considerando a produção acumulada no eixo x e o preço no eixo y. A curva resultante é a curva de aprendizagem do modelo univariado, no qual o preço depende apenas da produção acumulada.

5.4 Hipóteses

Na modelagem das diversas tecnologias, foram assumidas algumas hipóteses. Em primeiro lugar, assumiu-se que o preço dos insumos não deveria ser especificado como variável explicativa na equação, por dois principais motivos: (i) o preço dos insumos já está embutido no preço da fonte energética; e (ii) haveria de se escolher um insumo para representar o custo de produção – o que pode variar bastante o resultado a depender do insumo escolhido.

Ademais, conforme dito anteriormente, assumiu-se que os preços são boas aproximações para custos nos casos em que o processo produtivo já está maduro. Isso porque, no início do processo produtivo, os custos com a construção das plantas e parques, licenças e treinamento de mão de obra são mais elevados. Com o passar dos anos, o custo tende a se estabilizar ou até mesmo declinar, caso se observem os efeitos *learning by doing*, *learning by searching* e escala. Os preços também são boas aproximações para custos quando o mercado se encontra em situação concorrencial.

Neste estudo, foram usados preços para todos os energéticos analisados, embora com algumas variações: i) petróleo/gás natural nos Estados Unidos e etanol no Brasil: adotados os preços dos próprios energéticos como *proxy* para custo; ii) carvão e energia nuclear nos Estados Unidos: utilizados os gastos unitários dos consumidores, compostos pelos preços dos energéticos (além de impostos, frete, etc.); iii) energia fotovoltaica e eólica nos Estados Unidos: usados os preços dos principais insumos, que são, respectivamente, módulos solares e turbinas; e iv) energia eólica e hidroelétrica no Brasil: adotados os preços de leilão.

Outros efeitos, além de *learning by doing*, *learning by searching* e escala, podem contribuir para a queda dos custos, como a maior concorrência com outras empresas do mesmo ramo e de fontes energéticas rivais ou condições sazonais. Entretanto, as oscilações de preço atreladas a esses fatores, em geral, ocorrem no curto prazo, sendo amenizadas em períodos de tempo mais longo – que é o objetivo de análise da teoria de *learning curves*.

No que diz respeito aos efeitos esperados das variáveis explicativas sobre os preços, tem-se que:

- (i) Efeito *learning by doing*: espera-se que o efeito seja menor para tecnologias mais maduras, como carvão e hidrelétrica, e até mesmo negativo para aquelas cujos custos ainda estão em ascensão, devido a novas exigências ambientais, como petróleo e nuclear;
- (ii) Efeito *learning by searching*: imagina-se encontrar efeito maior para as tecnologias novas, com diversos aperfeiçoamentos a serem realizados, ou que dependem da pesquisa para reduzir custo, como fotovoltaica, eólica, petróleo/gás natural e nuclear;
- (iii) Efeito escala: entende-se que as tecnologias já estabelecidas, como hidroeletricidade, apresentem retornos crescentes de escala, enquanto as tecnologias emergentes, como a fotovoltaica, sejam marcadas por retornos decrescentes de escala.

5.5 Testes Pré-Estimação

Em primeiro lugar, aplicaram-se testes a fim de identificar se as séries são estacionárias. Um dos testes mais conhecidos é o Dickey-Fuller Aumentado, cuja hipótese nula é a existência de uma raiz unitária. A escolha do número de defasagens foi realizada com base no critério de informação de Akaike. Embora nem todas as variáveis de cada fonte energética (a saber, preço, produção acumulada, produção e gastos em P&D) tenham uma raiz unitária, observa-se na segunda coluna da Tabela 40 que o preço apresenta raiz unitária com nível de significância de 1% para diversas fontes, como petróleo/gás natural, nuclear, solar, eólica EUA (para os Estados Unidos), etanol e hidroeletricidade.

Uma versão alternativa do teste Dickey-Fuller consiste no Dickey-Fuller modificado por GLS (ELLIOTT *et al*, 1996), que fornece um poder maior ao teste, isto é, uma maior capacidade do teste rejeitar uma hipótese nula falsa. Para este teste, praticamente todas as variáveis de todas as fontes energéticas possuem uma raiz unitária, como pode ser visto na terceira coluna da Tabela 40.

Diferentemente, o teste KPSS (KWIATKOWSKI *et al*, 1992) adota a hipótese nula de que a série é estacionária em torno de uma tendência determinística. Segundo esse teste, as duas fontes energéticas que apresentaram raiz unitária para uma variável foram a energia eólica (P&D no caso dos Estados Unidos e quantidade acumulada para o caso brasileiro) e o etanol (P&D). As demais variáveis dessas e das outras fontes apresentaram estacionariedade.

Tabela 40. Testes de estacionariedade

Variáveis por Fonte Energética	Estacionariedade		
	Dickey-Fuller*	Dickey-Fuller GLS*	KPSS
CARVÃO			
- Preço		x	
- Quantidade acumulada		x	
- Quantidade	x	x	
- P&D	x	x	
PETRÓLEO E GÁS NATURAL			
- Preço	x	x	
- Quantidade acumulada	x	x	
- Quantidade	x	x	
- P&D		x	

Variáveis por Fonte Energética	Estacionariedade		
	Dickey-Fuller*	Dickey-Fuller GLS*	KPSS
NUCLEAR			
- Preço	x	x	
- Quantidade acumulada		x	
- Quantidade		x	
- P&D	x	x	
SOLAR			
- Preço	x	x	
- Quantidade acumulada	x		
- Quantidade	x	x	
- P&D		x	
EÓLICA - EUA			
- Preço	x		
- Quantidade acumulada			
- Quantidade		x	
- P&D			x
EÓLICA - BR			
- Preço		x	
- Quantidade acumulada			x
- Quantidade		x	
- P&D	x	x	
ETANOL			
- Preço	x	x	
- Quantidade acumulada		x	
- Quantidade		x	
- P&D		x	x
HIDRO			
- Preço	x	x	
- Quantidade acumulada	x	x	
- Quantidade			
- P&D	x	x	

Fonte: elaboração própria a partir de dados de ANEEL (2012c), ANP (2015), BP (2012), CCEE (2014), EIA (2012), IEA (2014), MCT (2014), UNICA (2012). *Para os testes Dickey-Fuller foram adotados modelos com tendência, com nível de significância de 5%.

Tendo em vista que não há uniformidade em relação aos testes, optou-se por testar os modelos (em nível e em primeira diferença) e identificar aqueles de melhor ajuste pós-estimação, observando prioritariamente: (i) o p-valor do teste F (que indica se as variáveis explicativas

ajudam a explicar o modelo, fornecendo uma visão geral a respeito da adequação da especificação); (ii) o R^2 (o qual está relacionado com o percentual da variância da variável dependente que é explicada pelas variáveis independentes do modelo); e (iii) o AIC (critério de informação de Akaike que avalia a perda de informação do modelo em relação aos dados observados). Além destes três critérios, não se perdeu de vista a lógica econômica, de forma que em diversos casos foram escolhidos os modelos economicamente mais intuitivos com a teoria de *learning curves*. Ou seja, modelos que não são explicados pelos efeitos *learning by doing*, escala ou *learning by searching* foram descartados.

A vantagem de se utilizar modelos em primeira diferença é tratar eventual multicolinearidade nos modelos. Como a produção e a produção acumulada (originada na variável produção) constituem duas variáveis dos modelos de *learning curves*, é possível que se observe elevada multicolinearidade nos modelos. O teste VIF (do inglês *Variance Inflation Factor*) fornece um fator que exprime se a variável independente é explicada pelas outras variáveis independentes, o que geraria multicolinearidade. A lógica deste teste baseia-se na ideia de que quando um regressor não é ortogonal aos outros regressores a variância do respectivo parâmetro fica inflacionada. Considera-se a existência de multicolinearidade se o VIF é superior a 10. Na Tabela 41, são assinalados os casos em que o VIF calculado foi acima de 10. Ressalta-se que na especificação em que apenas o efeito *learning by doing* é considerado (última coluna da tabela), o teste VIF não se aplica, pois há apenas uma variável explicativa.

Tabela 41. Casos com potencial multicolinearidade - Teste VIF

Fontes	Modelo: efeito learning by doing, escala e learning by searching	Modelo: efeito learning by doing e escala	Modelo: efeito learning by doing
Carvão			N.A.
Petróleo e Gás Natural			N.A.
Nuclear	x	x	N.A.
Fotovoltaica	x	x	N.A.
Eólica - Estados Unidos		$x^{(1)}$	N.A.
Eólica - Brasil			N.A.
Etanol	$x^{(1)}$		N.A.
Hidro			N.A.

Fonte: elaboração própria a partir de dados de ANEEL (2012c), ANP (2015), BP (2012), CCEE (2014), EIA (2012), IEA (2014), MCT (2014), UNICA (2012). (1) VIF pouco superior a 10. N.A. = não se aplica.

Pelos resultados do teste VIF, entende-se ser necessário aplicar a primeira diferença nos modelos de nuclear e fotovoltaica. Para os demais, podem-se avaliar os demais fatores supramencionados (teste F, R^2 , AIC e lógica econômica dos modelos).

Adicionalmente, cumpre dizer que foram realizados testes de cointegração e rodados modelos VEC para todas as fontes energéticas. Porém, dois motivos principais levaram ao descarte desses modelos: (i) a indefinição dos testes realizados a respeito da presença de raiz unitária nas variáveis que compõem cada modelo (condição necessária para existir um ou mais vetores de cointegração); (ii) os resultados do teste de cointegração (para definir se as variáveis cointegram ou não) variavam muito em função da especificação do modelo (seja a especificação relacionada ao número de variáveis explicativas ou à presença de constante e tendência dentro e fora do vetor de cointegração), não fornecendo informações suficientes para definir se há ou não vetores de cointegração; e (iii) os resultados dos modelos de cointegração não eram intuitivos com a teoria de *learning curves* (os efeitos esperados não foram observados). Assim, não serão apresentados os resultados obtidos com os modelos estimados de cointegração.

Por fim, testaram-se quebras estruturais utilizando o teste de Chow (CHOW, 1960) para algumas fontes que apresentaram quedas ou elevações abruptas de preços, como para o carvão e a energia fotovoltaica. O teste de Chow consiste em uma variação do teste F, que relaciona os resíduos do modelo restrito com o modelo irrestrito. No modelo restrito, os interceptos e as inclinações das equações que definem os dois períodos de tempo são iguais, ou seja, não há quebra. No irrestrito, interceptos e inclinações são diferentes e, portanto, há quebra. No caso do carvão, identificaram-se sinais de quebra estrutural a partir de 1974 e, portanto, optou-se por descartar os dados antes desse período e aplicar os modelos aos dados após a quebra estrutural. No caso da energia fotovoltaica, embora existissem evidências de uma mudança de inclinação entre 2001 e 2002, não se aplicou quebra estrutural devido ao curto período da série de preços em análise.

5.6 Resultados da Estimação e Testes Pós-Estimação

Para determinar o método de estimação, adotou-se o teste de Kleibergen e Paap (2006), chamado de “Teste K-P”. Por meio dele, se identifica a endogeneidade de alguma das variáveis explicativas, o que requereria a estimação por VI ou GMM. A hipótese nula do teste (endogeneidade de ao menos um regressor) não foi rejeitada em diversos casos, como para alguns modelos de carvão, petróleo e gás, fotovoltaica, eólica (EUA), etanol e hidro.

Para a escolha do melhor modelo, em nível ou em diferenças, utilizaram-se testes pós-estimação, tais como: (i) o p-valor da Estatística F (ajuste do modelo como um todo); e (ii) o coeficiente de determinação R^2 que busca retratar quanto o modelo explica dos valores observados. O critério de seleção de modelos AIC pode ser usado para obter a melhor especificação em termos do número de variáveis explicativas (multi, bi ou univariado). Já o K-P, ao fornecer indícios de endogeneidade no modelo, possibilita optar pelo modelo de MQO ou com variáveis instrumentais. Por fim, o VIF permite a identificação da presença de multicolinearidade entre as variáveis explicativas do modelo, o que tornaria os modelos em primeira diferença preferíveis aos modelos em nível. A Tabela 42 apresenta os testes pós-estimação, bem como o número de observações dos modelos rodados.

Tabela 42. Testes pós-estimação para modelos em nível e em primeira diferença

Fontes	Testes	Modelo: efeito learning by doing, escala e learning by searching		Modelo: efeito learning by doing e escala		Modelo: efeito learning by doing	
		Nível	1 ^a	Nível	1 ^a	Nível	1 ^a
			diferença		diferença		diferença
CARVÃO	F (p-valor)	0.000	0.001	0.014	0.030	0.005	0.426
	R ²	0.998	0.243	0.253	0.087	0.251	0.029
	K-P	0.022	0.096	0.000	0.003	0.000	0.000
	AIC	-21.56	-79.99	-23.59	-50.12	-25.48	-49.83
	VIF	7.56	1.14	3.98	1.03	n.a.	n.a.
	Núm. Obs.	37	36	37	36	37	36
PETRÓLEO E GÁS NATURAL	F (p-valor)	0.000	0.476	0.000	0.662	0.000	0.612
	R ²	0.74	0.088	0.734	0.051	0.674	0.048
	K-P	0.003	0.002	0.002	0.002	0.000	0.002
	VIF	5.62	1.24	5.64	1.29	n.a.	n.a.
	AIC	12.59	14.1	10.67	13.35	15.22	10.72

Fontes	Testes	Modelo: efeito learning by doing, escala e learning by searching		Modelo: efeito learning by doing e escala		Modelo: efeito learning by doing	
		Nível	1 ^a diferença	Nível	1 ^a diferença	Nível	1 ^a diferença
NUCLEAR	Núm. Obs.	33	32	33	32	34	33
	F (p-valor)	0.000	0.226	0.000	0.406	0.000	0.643
	R2	0.629	0.064	0.499	0.030	0.344	0.005
	K-P	0.000	0.004	0.001	0.002	0.000	0.002
	AIC	4.93	-90.65	11.67	-103.77	20.7	-104.73
	VIF	23.19	1.81	41.66	3.41	N.A.	N.A.
FOTOVOLTAICA	Núm. Obs.	37	37	41	40	41	40
	F (p-valor)	0.000	0.018	0.000	0.204	0.000	0.081
	R2	0.861	0.188	0.860	0.067	0.858	0.066
	K-P	0.003	0.001	0.002	0.001	0.001	0.012
	AIC	-14.6	-35.95	-16.49	-35.96	-18.18	-37.94
	VIF	8.62	3.13	12.33	3.68	N.A.	N.A.
EÓLICA (Estados Unidos, semestral 2008- 2013)	Núm. Obs.	21	20	21	20	21	20
	F (p-valor)	0.000	0.003	0.001	0.604	0.001	0.357
	R2	0.978	0.880	0.765	0.206	0.740	0.187
	K-P	0.010	0.154	0.028	0.118	0.026	0.109
	AIC	-58.16	-48.95	-38.01	-38.61	-38.58	-40.30
	VIF	7.35	1.17	10.61	1.03	N.A.	N.A.
EÓLICA (Brasil, leilões 2010-2014)	Núm. Obs.	12	11	14	13	14	13
	F (p-valor)	0.000	0.169	0.000	0.057	0.000	0.102
	R2	0.883	0.106	0.876	0.033	0.875	0.005
	K-P	0.000	0.014	0.000	0.003	0.000	0.010
	AIC	-715.04	-618.31	-704.35	-702.02	-704.72	-698.19
	VIF	2.40	1.25	1.00	1.04	N.A.	N.A.
ETANOL	Núm. Obs.	202	178	202	201	202	201
	F (p-valor)	0.001	0.015	0.000	0.245	0.001	0.887
	R2	0.999	0.302	0.992	0.000	0.992	0.005
	K-P	0.057	0.024	0.322	0.247	0.018	0.222
	AIC	-26.13	-11.27	-25.18	-18.45	-26.15	-17.42
	VIF	11.08	1.43	6.07	1.30	N.A.	N.A.
HIDRO	Núm. Obs.	12	11	32	31	32	31
	F (p-valor)	0.000	0.017	0.000	0.009	0.000	0.167
	R2	0.998	-0.107	0.998	-0.135	0.998	-0.159
	K-P	0.001	0.193	0.000	0.221	0.000	0.267
	AIC	1.21	-0.71	1.54	-0.138	-0.95	0.022

Fontes	Testes	Modelo: efeito learning by doing, escala e learning by searching		Modelo: efeito learning by doing e escala		Modelo: efeito learning by doing	
		Nível	1 ^a	Nível	1 ^a	Nível	1 ^a
			diferença		diferença		diferença
	VIF	4.71	1.22	1.17	1.28	N.A.	N.A.
	Núm. Obs.	104	103	104	103	104	103

Fonte: elaboração própria a partir de dados de ANEEL (2012c), ANP (2015), BP (2012), CCEE (2014), EIA (2012), IEA (2014), MCT (2014), UNICA (2012). N.A.: não se aplica (multicolinearidade é possível apenas em modelos com mais de uma variável explicativa).

No caso do carvão, observa-se pelo VIF que não haveria necessidade de se tratar a multicolinearidade, pois para todos os casos o valor encontrado foi inferior a 10. Assim, podem-se adotar modelos em nível. Além do mais, pelo resultado do teste K-P, não há indícios significativos de endogeneidade para os modelos uni e bivariado, ou seja, se poderia utilizar o método MQO ao invés de GMM. Já para o modelo multivariado, a depender do nível de significância adotado, se poderia julgar necessário o uso do GMM. No que diz respeito ao R^2 , os modelos em nível apresentaram melhor ajuste, de forma que se optou por estimar todos os modelos em nível. Para os modelos em nível, o AIC sinalizou que o modelo multivariado é superior aos bi e univariados.

Para petróleo e gás natural, o VIF abaixo de 10 para todos os casos indica que não é necessário aplicar a primeira diferença. Os critérios F e R^2 também corroboram para a adoção do modelo em nível: (i) Estatística F: não se rejeita o modelo de forma geral; (ii) R^2 : é superior ao dos modelos em diferenças. Pelo teste K-P não é necessário utilizar o método GMM. Desta forma, decidiu-se estimar o modelo em nível por MQO. Pelo AIC, o modelo multivariado seria o menos adequado, com ligeira superioridade do modelo bivariado sobre o univariado.

No caso da energia nuclear, o VIF superior a 10 mostra a presença de multicolinearidade e a necessidade de se aplicar a primeira diferença. De forma que, mesmo contrariando os resultados da Estatística F e do R^2 , optou-se por estimar os modelos em primeira diferença. Segundo o teste K-P, não foi detectada presença significativa de endogeneidade, sendo que o método escolhido foi MQO. O AIC mostra que os modelos multivariado é superior em relação aos demais.

Para a energia fotovoltaica, o VIF se mostrou mais elevado, sendo superior a 10 para o modelo bivariado, o que seria indício de presença de multicolinearidade. Assim, optou-se pelo

modelo em primeira diferença, mesmo que o R^2 e a Estatística F sugiram que o melhor modelo seja em nível. Pelo teste K-P, não há necessidade de usar GMM. O AIC sugere que o modelo mais adequado é o multivariado.

No caso da energia eólica nos Estados Unidos, o VIF também se mostrou mais elevado e, portanto, optou-se por aplicar a primeira diferença para todos os modelos, especialmente porque no caso do multivariado a Estatística F e o R^2 também sugerem bom ajuste do modelo em diferença. O teste K-P indica a necessidade de se estimar por GMM. De acordo com o AIC, o modelo multivariado é superior aos demais.

Para a energia eólica no Brasil, o VIF se mostrou inferior a 10, fornecendo indícios de que não há necessidade de se estimar em primeira diferença. A Estatística F e o R^2 corroboram essa escolha. No que diz respeito à presença de endogeneidade, o teste K-P não indicou a necessidade de se aplicar o método GMM. Assim, estimou-se em nível por MQO. O AIC indica que o modelo multivariado é superior ao bi e univariados.

No caso do etanol, a Estatística F e o R^2 sugerem melhores ajustes para modelos em nível. Já o VIF mais elevado indica a necessidade de se estimar em primeira diferença. O K-P mostra a necessidade de se adotar o método GMM. Optou-se, assim, por estimar os modelos pelo método GMM em primeira diferença, com exceção do multivariado, que foi estimado em nível. O critério de seleção AIC informa que o melhor modelo é o bivariado para modelos em primeira diferença e univariado, em nível.

Para a hidroeletricidade, o VIF não indicou presença de multicolinearidade. A Estatística F apresenta bom ajuste para ambos os modelos, em nível e em diferenças. O teste K-P indica a necessidade de se estimar por GMM. Apesar dos resultados do VIF, todos os modelos foram estimados em primeira diferença pelo método GMM devido aos resultados terem mais sentido econômico. O AIC sugere que o melhor modelo é o bivariado.

Nos modelos GMM, aplicados para as fontes carvão, eólica (EUA), etanol e hidro, foram utilizados instrumentos específicos a cada fonte energética. Idealmente, os instrumentos devem estar muito relacionados com o regressor endógeno e pouco relacionados com a variável a ser explicada. No caso do carvão, os instrumentos escolhidos foram a variação do estoque de produção e o consumo de carvão nos Estados Unidos. Para a energia eólica (EUA), o consumo de eletricidade nos Estados Unidos foi o instrumento aplicado. No caso do etanol, adotaram-se a produção de veículos e o preço do açúcar no Brasil. Por fim, para a hidroeletricidade, utilizaram-se o consumo de eletricidade e o PIB brasileiro.

Os estoques e o consumo, seja do bem primário (como da commodity carvão) ou do bem final (como a eletricidade ou o veículo, no caso do etanol), costumam estar relacionados à produção sob a ótica da oferta. Quanto maior o estoque, os produtores diminuem o ritmo da produção. Em contrapartida, quanto maior vem sendo o consumo, os produtores elevam a capacidade instalada para atender à demanda. Variáveis não diretamente relacionadas, como o preço do açúcar no caso do etanol e o PIB no caso da hidroeletricidade, podem ser bons instrumentos para a produção acumulada. Uma vez que a cana-de-açúcar é matéria prima tanto do açúcar como do etanol, o preço do açúcar é determinante para se definir a quantidade produzida de etanol. Quanto maior o preço do açúcar, menos atrativo se encontra o mercado de etanol e, portanto, menor será a produção do combustível. No caso do Brasil, em que as usinas hidrelétricas consistem a principal fonte de eletricidade, o PIB está bastante relacionado à demanda por hidroeletricidade. Quanto maior o crescimento econômico, maior a demanda por energia elétrica.

A Tabela 43 apresenta os resultados dos melhores modelos. Para cada fonte energética, estão dispostos: (i) os coeficientes das variáveis explicativas adotadas (três variáveis para o modelo completo, com os efeitos *learning by doing* – LBD, escala e *learning by searching* – LBS; duas variáveis para o modelo intermediário, com os efeitos LBD e escala; e uma variável para o modelo original, apenas com o efeito LBD); e (ii) o método de estimação escolhido (MQO ou GMM), bem como se foi estimado em primeira diferença.

Tabela 43. Resultados dos modelos

Fontes	Variáveis	Modelo: efeito learning by doing, escala e learning by searching	Modelo: efeito learning by doing e escala	Modelo: efeito learning by doing
CARVÃO	LBD	-6%	10%	16% ***
	Escala	retornos decrescentes***	retornos decrescentes ⁽¹⁾	
	LBS	2% ⁽¹⁾		
	método	GMM	MQO	MQO
PETRÓLEO E	LBD	17% ***	16% *	5% ***
GÁS NATURAL	Escala	retornos decrescentes***	retornos decrescentes**	
	LBS	1%		
	método	MQO	MQO	MQO
NUCLEAR	LBD	16% *	14% *	2%
	Escala	retornos crescentes	retornos crescentes ⁽¹⁾	
	LBS	2%		

Fontes	Variáveis	Modelo: efeito learning by doing, escala e learning by searching	Modelo: efeito learning by doing e escala	Modelo: efeito learning by doing
	<i>método</i>	<i>MQO 1a dif</i>	<i>MQO 1a dif</i>	<i>MQO 1a dif</i>
FOTOVOLTAICA	LBD	6% ⁽¹⁾	8% *	8% **
	Escala	retornos decrescentes	retornos decrescentes	
	LBS	-5% ⁽¹⁾		
	<i>método</i>	<i>MQO 1a dif</i>	<i>MQO 1a dif</i>	<i>MQO 1a dif</i>
EÓLICA	LBD	0.5%	4% ⁽¹⁾	4% ⁽¹⁾
(modelo Estados Unidos, semestral 2008-2013)	Escala	retornos crescentes	retornos decrescentes	
	LBS	5% ***		
	<i>método</i>	<i>GMM 1ª dif</i>	<i>GMM 1ª dif</i>	<i>GMM 1ª dif</i>
EÓLICA	LBD	0.5%	2% ***	2% **
(modelo Brasil, leilões 2010-2014)	Escala	retornos crescentes ⁽¹⁾	retornos crescentes	
	LBS	7% ***		
	<i>método</i>	<i>MQO</i>	<i>MQO</i>	<i>MQO</i>
ETANOL	LBD	33%	22% **	3%
	Escala	retornos crescentes ***	retornos crescentes	
	LBS	66% ***		
	<i>método</i>	<i>GMM</i>	<i>GMM 1ª dif</i>	<i>GMM 1ª dif</i>
HIDRO	LBD	7% ⁽¹⁾	7% ⁽¹⁾	4%
	Escala	retornos crescentes **	retornos crescentes **	
	LBS	1%		
	<i>método</i>	<i>GMM 1ª dif</i>	<i>GMM 1ª dif</i>	<i>GMM 1ª dif</i>

Fonte: elaboração própria a partir de dados de ANEEL (2012c), ANP (2015), BP (2012), CCEE (2014), EIA (2012), IEA (2014), MCT (2014), UNICA (2012). *** Estatisticamente significativo para nível de significância de 5%. ** Estatisticamente significativo para nível de significância de 10%. *Estatisticamente significativo para nível de significância de 15%. (1) P-valor entre 15% e 25%.

No caso do carvão, o modelo univariado (quinta coluna) evidencia a existência do efeito *learning by doing*, sendo a taxa de aprendizado igual a 16%. Pelo fato de o carvão ser uma tecnologia madura, os resultados corroboram a expectativa de que seu aprendizado, de fato, não poderia manter taxas muito elevadas. No modelo bivariado (quarta coluna), o efeito *learning by doing* se reduz para 10% com a introdução do efeito escala. Esse valor se aproxima do encontrado para a literatura mundial, em torno de 8%. Os retornos de escala se mostraram decrescentes, ou seja, conforme se aumenta a produção deve-se partir para minas que exigem técnicas exploratórias mais caras e que geram menor aproveitamento, de forma que o custo unitário aumenta. Esse resultado difere do encontrado por Kahouli-Brahmi

(2009), o qual detectou retornos crescentes de escala a partir de dados mundiais. Já no modelo multivariado (terceira coluna), compreende-se que a introdução do efeito *learning by searching* reduz ainda mais o efeito *learning by doing*, o qual passa a ser negativo. Os retornos de escala continuam decrescentes no modelo multivariado e o efeito *learning by searching* é positivo, embora apresente taxa reduzida (igual a 2%). Tais resultados refletem que o carvão nos Estados Unidos atingiu o ponto de saturação da tecnologia, ou seja, a expansão da produção acumulada e de gastos extras com P&D levaria a um aumento de custo ao invés de redução.

Para petróleo e gás natural, o modelo univariado apresentou taxa de aprendizado de 5%. Ao se introduzir o efeito escala no modelo, a taxa de aprendizado aumentou para 16%, sendo o efeito escala seja negativo (retornos decrescentes). Com a introdução do efeito *learning by searching* (de 1%), a taxa de *learning by doing* praticamente se mantém (passando para 17%) e o efeito escala se mantém negativo. Esses resultados vão ao encontro do esperado para petróleo e gás natural: (i) taxas não muito elevadas de aprendizado, devido ao fato de as tecnologias já serem maduras nos Estados Unidos; e (ii) efeito escala negativo, pois o aumento da produção implica o uso de técnicas mais complexas e mais custosas. Kouvaritakis *et al* (2000) obtêm taxa de aprendizado mais elevada para o gás natural, de 32%, mas para o petróleo um estudo antigo já havia detectado taxas de aprendizado muito pequenas, em torno de 5% (Fisher, 1974). Esperava-se, contudo, que o efeito *learning by searching* fosse significativo para petróleo e gás natural, devido à necessidade de grandes investimentos para pesquisa em aprimoramentos das técnicas de exploração, tornando-as mais competitivas.

No caso da energia nuclear, o modelo univariado não foi significativo, apresentando taxa de aprendizado 2%. O modelo bivariado mostrou taxa de *learning by doing* de 14% e retornos crescentes de escala. Já no modelo multivariado a taxa de aprendizado passou para 16%, os retornos de escala e a taxa de *learning by searching* não foram significativos. As taxas de *learning by doing* encontradas são inferiores às da literatura mundial (em torno de 30%).

Para a energia fotovoltaica, a taxa encontrada de *learning by doing* foi de 8% para os modelos univariado e bivariado. No modelo multivariado, se reduziu para 6%. Esses números são inferiores aos encontrados na literatura mundial, em torno de 20%. Isso se deve principalmente ao fato de que na literatura mundial estão englobados dados de países cuja tecnologia apresenta níveis diversos de maturidade, ou seja, a taxa de aprendizado deve ser superior àquela encontrada nos Estados Unidos. Os retornos de escala não se mostraram

significativos para nenhum modelo, enquanto o efeito *learning by searching* se apresentou negativo (taxa de -5%), indicando que gastos extras com P&D apenas elevariam os custos.

No caso da energia eólica nos Estados Unidos, os modelos uni e bivariado apresentaram taxa de aprendizado de 4% (semelhante à de países europeus com experiência em energia eólica). Os retornos de escala não foram significativos nos modelos bivariado e multivariado. Já a taxa associada ao *learning by searching* foi significativa e positiva (igual a 5%), indicando que gastos em P&D são relevantes para a redução dos custos com energia eólica.

Já no caso da energia eólica no Brasil, a taxa de aprendizado se mostrou inferior à americana nos modelos uni e bivariado, se igualando a 2%. Esse valor é bastante inferior à taxa de 17% encontrada por Ricosti e Sauer (2013), estudo elaborado para o Brasil. Em parte a diferença é devida aos períodos estudados: os autores utilizam dados de 2006 a 2011, sendo que foi a partir de 2012 que houve um aumento significativo da participação da energia eólica na matriz elétrica brasileira, que praticamente duplicou naquele ano e se manteve elevada em 2013 e 2014. De forma semelhante ao caso americano, o efeito escala não foi significativo. O efeito *learning by searching* se situou em 7%, próximo ao valor norte-americano.

Para o etanol, o modelo univariado não apresentou taxa de aprendizado significativa. Para o modelo bivariado, a taxa de aprendizado encontrada foi de 22%, embora o efeito escala não tenha sido significativo. Essa taxa encontrada não se afasta muito dos trabalhos mais recentes (entre 20% e 30% para as décadas de 80 até o início dos anos 2000), embora estes tenham utilizado *one-factor learning curves models* (WENE, 2000; GOLDEMBERG, 2004). Já no modelo multivariado, esse resultado se inverte: a taxa de aprendizado deixa de ser significativa e o efeito escala passa a ser significativo (retornos crescentes). Isso pode ser um indício de que a escala e o efeito *learning by doing* podem significar uma mesma coisa para o etanol, isto é, o aprendizado ocorre associado ao aumento da escala. O efeito *learning by searching* se mostrou significativo e elevado, embora, pelas estatísticas pós-estimação (em particular, o AIC), o modelo multivariado não constitua o melhor modelo.

Por fim, no caso da hidroeletricidade, o modelo univariado não apresentou efeito aprendizado significativo. Já os modelos multi e bivariados foram bastante semelhantes: (i) taxa de aprendizado de 7%; e (ii) retornos crescentes de escala. Para o multivariado, o efeito *learning by searching* não foi significativo. Esses resultados estão de acordo com os encontrados por Kahouli-Brahmi (2009), o qual estimou *learning by doing* mundial de 2%, retornos crescentes

de escala e *learning by searching* de -2%, e também por Kouvaritakis *et al* (2000), que computou taxa de 7,6% a partir de dados de países da OCDE.

A análise dos resíduos dos modelos apresentados se encontra no Apêndice I.

5.7 Fatores de estímulo às fontes energéticas na abordagem de *learning curves*

A partir das estimativas de *learning curves* apresentadas na subseção 6.6, com dados norte-americanos e brasileiros, é possível apontar os fatores necessários para estimular a competitividade das tecnologias, conforme mostra a Tabela 44.

Tabela 44. Comparativo dos fatores necessários para aumentar a competitividade entre as diferentes tecnologias

Tecnologia	Fatores necessários para aumentar a competitividade		
	<i>Learning by doing</i>	Escala	<i>Learning by searching</i>
Carvão	Não	Não	Sim
Petróleo e Gás natural	Sim	Não	Não
Nuclear	Sim	Não	Não
Fotovoltaica	Sim	Não	Não
Eólica - Estados Unidos	Sim	Não	Sim
Eólica - Brasil	Sim	Sim	Sim
Etanol	Não	Sim	Sim
Hidrelétrica	Sim	Sim	Não

Fonte: elaboração própria.

Para o carvão, entende-se que o efeito *learning by doing* não é determinante da redução dos custos e o efeito escala é negativo (retornos decrescentes). Tais resultados indicam que esta tecnologia atingiu seu ponto de maturação, ou seja, aumentos na produção ou na capacidade/produção acumulada devem incrementar custos. Por outro lado, o efeito *learning by searching* se mostrou significativo e positivo, trazendo indícios de que o aumento dos gastos em pesquisa e desenvolvimento seria o caminho para redução de custos.

No caso do petróleo e gás natural, os resultados apontam para um efeito de *learning by doing* significativo e relativamente elevado em comparação com as demais tecnologias maduras. Já os retornos de escala são decrescentes, indicando que aumento de produção não geraria queda de custos para essa tecnologia. No que tange aos gastos em pesquisa e desenvolvimento, o aumento destes recursos apenas geraria elevação de custo. De forma semelhante, a ampliação dos investimentos em P&D para a energia nuclear não traria os efeitos desejados de redução de custos, ao passo que o efeito *learning by doing* reduziria custos. O efeito dos retornos crescentes de escala não se mostrou significativo (com exceção do modelo bivariado, com nível de significância superior a 15%).

Para a energia fotovoltaica, o efeito *learning by doing* é a variável relevante para a redução de custos. Aumentos de gastos em P&D apenas elevariam custos, enquanto o efeito escala não foi significativo, talvez pela própria característica mais incipiente desta tecnologia – até mesmo nos Estados Unidos.

De forma diferente, para a energia eólica nos Estados Unidos, o efeito *learning by searching* é essencial para a queda de custos. Os demais efeitos, especialização e escala, não foram significativos no modelo completo, embora a especialização seja relevante nos demais modelos. Isso pode significar que os gastos em P&D podem "roubar" o efeito da especialização. Por sua vez, para a energia eólica no Brasil, além do efeito *learning by searching*, a escala e a especialização mostraram que podem ter alguma influência na redução dos custos.

No caso do etanol, os efeitos escala e *learning by searching* foram os mais relevantes. Observa-se que o efeito especialização só é relevante no modelo bivariado, indicando também para esta tecnologia que o P&D pode refletir o efeito da especialização.

Por fim, para a energia hidrelétrica, o efeito *learning by doing* e os retornos de escala são relevantes. Os gastos com P&D não afetam os custos de produção.

Em suma, conclui-se, a partir dos resultados preliminares e da literatura pesquisada, que a competitividade das tecnologias mais amadurecidas está baseada no processo de aprendizagem (casos do petróleo e gás natural, nuclear e hidrelétrica) e de P&D (casos do carvão e nuclear), tendo em vista que já atingiram nível de escala suficientemente alto. As novas tecnologias renováveis, contudo, para se tornarem competitivas requerem especialmente P&D (como eólica e etanol), mas também especialização, como no caso da

fotovoltaica. No caso da energia hidrelétrica (fonte renovável madura), eólica no Brasil e etanol, a escala tem bastante influência.

Embora esta seção tenha analisado os resultados para todas as tecnologias, com vistas a consolidar os impactos dos efeitos especialização, P&D e escala sobre a competitividade das fontes energéticas, no próximo capítulo apenas para as energias renováveis (solar, eólica, etanol e hidro) serão apontadas as medidas regulatórias mais adequadas, levando em conta os aspectos acima mencionados.

6 PROPOSIÇÃO DE MEDIDAS REGULATÓRIAS PARA AS FONTES EMERGENTES RENOVÁVEIS A PARTIR DA ANÁLISE DE LEARNING CURVES

O levantamento a respeito das medidas regulatórias apresentado no Capítulo 2 constituiu, juntamente com os modelos econométricos de *learning curves* obtidos no Capítulo 4, a base para a formulação das proposições de medidas regulatórias para incentivar as fontes emergentes renováveis. Inicialmente, na seção 6.1, é consolidado o comparativo entre as medidas regulatórias, especificando as vantagens e desvantagens de cada uma delas. Isso é importante para balizar quais medidas são adequadas para incentivar os efeitos das *learning curves*, sejam eles, *learning by doing*, escala e *learning by searching*, realizada na seção 6.2. O resultado se encontra na seção 6.3, na qual, de fato, são feitas as proposições finais desta tese. Ressalta-se que as medidas regulatórias selecionadas estão voltadas para os três fatores-chave contemplados nas *learning curves*. Medidas promocionais para reduzir custos com transporte ou determinados insumos/instalações, por exemplo, não foram consideradas.

6.1 Comparativo entre medidas regulatórias

Sete medidas regulatórias são avaliadas nessa seção: subsídios financeiros, incentivos fiscais, *feed-in tariffs*, sistema de quotas, leilões, taxas ambientais e fundos de P&D. Cada uma tem seus prós e contras, conforme apresentado na Tabela 45 e explicado na sequência.

Tabela 45. Prós e contras das medidas regulatórias		
Medidas regulatórias	Prós	Contras
Subsídios financeiros	Baixos custos administrativos	Não garante demanda
		Resultado de longo prazo
Incentivos fiscais	Baixos custos administrativos	Não garante demanda
	Baixos custos de transação	
<i>Feed-in tariffs</i>	Baixo risco ao produtor	Dificuldade em estabelecer preço prêmio

Medidas regulatórias	Prós	Contras
Sistema de quotas	Baixo risco ao produtor	Dificuldade em estabelecer a quantidade de quotas
	Compensações entre renováveis e combustíveis fósseis	Alto custo administrativo para criação de mercado de certificados
Leilões	Estimula a competitividade	Necessidade de realizar leilões separados para tecnologias pouco competitivas Elevados custos administrativos
Taxas ambientais	Reduz externalidades geradas pelo uso de combustíveis fósseis	Dificuldade em determinar taxa ótima Encarecimento da cadeia Impossibilidade de focar em determinado energético
Fundos de P&D	Bons resultados no longo prazo	Não garante a demanda Dependência de recursos públicos ou de imposição/fiscalização para destinação de recursos privados

Fonte: elaboração própria.

Os subsídios financeiros são frequentemente adotados pelos países devido aos baixos custos administrativos. Envolvem condições de crédito facilitadas, como taxas de juros mais baixas, maior prazo de pagamento, flexibilidade nas garantias, concessões físicas de parte do investimento (de infraestrutura, por exemplo, como no caso de terrenos), entre outros. Devido ao fato de os bancos públicos ou mistos constituírem frequentemente o canal para a aplicação desta medida, os custos administrativos são baixos. Contudo, os subsídios financeiros não fornecem garantias de demanda. Embora facilitem os investimentos iniciais, não há garantias de preço e quantidade. Esse tipo de medida pode ser mais adequado quando combinado com alguma medida que dê mais segurança ao investidor ou, ainda, quando aplicado a novas tecnologias mais competitivas, isto é, que atingiram um estágio de desenvolvimento mais avançado e puderam reduzir seus custos.

Para além da ausência de garantias de demanda, os subsídios podem causar distorções na alocação dos recursos (LISBOA e ZEINA, 2013). Em primeiro lugar, quando não há previsão de término do recebimento dos subsídios, os beneficiados não possuem incentivos para investir e reduzirem custos, tornando-se dependentes dos recursos públicos - recursos tais que poderiam ser alocados em setores com maiores necessidades. Em segundo lugar, o esquema de subsídios pode dar origem a um mecanismo de pressão por parte de grupos específicos para o recebimento de recursos, sendo os custos arcados por toda a sociedade, em uma espécie de subsídio cruzado. O beneficiamento de minorias, em última instância, gera um custo social elevado e ainda pode levar ao descrédito das instituições.

Os incentivos fiscais se assemelham bastante aos subsídios financeiros. Não fornecem garantias de demanda e podem gerar distorções alocativas, mas apresentam baixos custos administrativos. Certamente há que se lembrar de que existem diversos trâmites entre os poderes legislativo e executivo para se aprovar a aplicação de incentivos fiscais e, mais do que isso, decidir qual seria o montante renunciado de receita aos cofres públicos. Ainda assim, essa medida apresenta baixos custos administrativos quando comparada às demais. Mais do que isso, os incentivos fiscais não geram custos de transação entre os agentes. Em realidade, o governo realiza praticamente todo o trabalho, deixando a cargo dos produtores apenas a solicitação dos incentivos. São aplicados, em geral, a fontes incipientes, que não conseguiriam subsídios financeiros em instituições privadas.

Já o sistema de *feed-in tariffs*, embora não garanta a quantidade vendida, diminui o risco referente ao preço recebido pelo produtor. Se for bem estipulado, o preço prêmio é uma das formas mais eficazes de se estimular o desenvolvimento das novas tecnologias. Contudo, na presença de grande assimetria de informação entre o regulador e os produtores, a determinação do preço prêmio pode ser dificultada. Isso porque o regulador não conhece tão bem os custos e a capacidade de aprendizado do produtor individual quanto o próprio produtor. Apesar de o objetivo principal da medida envolver, de fato, a proposição de um preço acima do preço de mercado, de forma a incentivar a eficiência sem prejudicar os produtores, é difícil estabelecer: (i) o preço de mercado comparável; (ii) o preço inicial a ser proposto para a tecnologia; e (iii) o grau de velocidade da redução dos incentivos. Tais dificuldades podem ser constatadas nos casos da Alemanha e Espanha, países cuja aplicação do *feed-in tariffs* para a energia solar foi bem sucedida para introduzir essa fonte energética na matriz, mas manteve preços elevados mesmo com a redução dos custos, gerando uma demanda artificial com significativos custos sociais (THE ECONOMIST, 2014). Na Espanha,

cortes recentes na tarifa foram criticados pelos produtores beneficiários, os quais alegaram arbitrariedade na determinação dos novos valores (DEIGN, 2015). Assim, além de existir a possibilidade de manter preços mais elevados que os custos por razoável período de tempo, é possível que haja resistência por parte da indústria à redução dos preços na implantação do esquema de *feed-in tariffs*, mesmo quando os custos já declinaram.

O sistema de quotas resolve, de certo modo, a questão da definição dos preços. Nesse sistema, se define a quantidade de energia renovável a ser adquirida dos produtores, sendo o preço livremente negociado pelos agentes. Não é necessário, portanto, identificar o preço prêmio mais adequado, mas sim é preciso ter conhecimento prévio a respeito dos custos para se determinar a escala de produção necessária. Portanto, a questão da assimetria de informação continua a permear a implantação do sistema de quotas. Uma solução inicial seria adotar o lado da oferta: determinar as quotas com base na aquisição de toda a energia renovável disponível. Isso, além de ter um custo de gerenciamento da alteração de capacidade produtiva de todas as fontes, possui o risco de ocasionalmente gerar capacidade ociosa ou de a produção não atingir o patamar determinado por fatores adversos.

Outro aspecto que envolve o desenvolvimento do sistema de quotas é a criação de certificados. Os chamados “certificados verdes”, que representam quotas de aquisição de energias renováveis, contribuem muito para o desenvolvimento do sistema, pois exigem condições de mercado para que sejam comercializados em troca do consumo de combustíveis fósseis. Cria-se, portanto, um mercado paralelo ao mercado da energia propriamente dito, em que se compram e vendem certificados em busca de atingir as metas referentes ao percentual de renováveis na matriz energética ou elétrica do país. Assim, apesar dos benefícios ligados às compensações entre o uso de combustíveis fósseis e renováveis, o desenvolvimento do mercado de certificados possui um custo administrativo elevado e o processo de implantação pode ser bastante lento.

Os leilões são medidas bastante eficientes para promover novas tecnologias que já atingiram certo grau de competitividade. Nos leilões, o preço é variável decisiva para que todos os lotes sejam vendidos com sucesso. Isso estimula a competitividade entre produtores de uma mesma tecnologia e entre tecnologias. Contudo, é possível que determinada tecnologia seja incipiente no país e que não tenha adquirido nível de especialização ou escala suficiente para que seus custos declinem. Para estas tecnologias, é preciso que o esquema de leilões tenha outro desenho. Leilões específicos de tecnologias novas, por exemplo, poderiam ser uma solução.

Ainda, cumpre dizer que os leilões possuem custos administrativos significativos, tendo em vista que é preciso montar editais, verificar as condições de habilitação e qualificação dos participantes e oferecer infraestrutura complexa para o atendimento às necessidades dos participantes. Por exemplo, o custo do leilão da usina hidrelétrica de Jirau foi estimado pela ANEEL em torno de um milhão de reais (a preços de 2008), envolvendo custos com equipamentos para as salas, segurança, geradores, ambulatórios e auditoria (ANEEL, 2008). Uma alternativa para reduzir os custos com infraestrutura seria o leilão eletrônico, que ocorre mediante uso da Internet. Embora requeira infraestrutura adequada de telecomunicações dos participantes e de quem realiza o leilão, gera custos muito inferiores. Outras vantagens do leilão eletrônico dizem respeito ao fato de ser mais ágil e transparente e ampliar a concorrência, à medida que facilita a participação de concorrentes de diferentes localizações (ZAGO e LOCK, 2007).

As taxas ambientais, por sua vez, atuam indiretamente sobre a demanda das fontes renováveis. Como essa medida busca encarecer os combustíveis fósseis, se esperaria que as fontes renováveis fossem mais demandadas. Contudo, não se sabe a magnitude da elasticidade cruzada. Em outros termos, desconhece-se qual seria a sensibilidade dos usuários em relação ao preço dos combustíveis fósseis. Assim, determinar o valor da taxa ambiental pode ser uma tarefa árdua e, mais do que isso, ineficaz, pois existe a possibilidade de apenas encarecer os combustíveis fósseis sem proporcionar uma efetiva migração de demanda para os renováveis, prejudicando toda a cadeia produtiva do país. Também não assegura que apenas as novas energias renováveis sejam beneficiadas, pois todas as energias não fósseis acabam sendo agraciadas com a medida (como a nuclear).

Os fundos em P&D, embora sejam importantes para a redução dos custos das tecnologias, fazem parte de uma ação de mais longo prazo. Se não combinados com outras medidas regulatórias, não são capazes de reduzir os riscos ao produtor no curto e médio prazo. Ademais, muitos fundos são promovidos com recursos públicos. A depender do país, pode ser uma medida bastante difícil de ser implementada, principalmente devido a entraves políticos a respeito de para qual fonte os recursos deverão ser direcionados. Além dos entraves políticos, é de se esperar que os recursos públicos tenham crescimento limitado, pois envolvem lentos processos burocráticos de aprovação de verbas e o orçamento público, em geral, é bastante apertado. Uma alternativa é impor a destinação de recursos das empresas do setor (públicas ou privadas) para projetos em P&D, como vem ocorrendo no setor de hidroeletricidade

brasileiro. Isso, contudo, requer a aprovação de um aparato legal mais complexo e a fiscalização por parte do ente regulatório.

Além desses tipos mais gerais de incentivos, em alguns países vem ocorrendo medidas específicas para incentivar a geração distribuída de energia elétrica. O *net metering* é uma delas, voltado principalmente para a GD de energia solar, eólica e biomassa. Por meio do *net metering*, geradores distribuídos podem acumular créditos nas distribuidoras de energia elétrica quando há excedentes de energia, isto é, a geração supera o consumo de energia elétrica local, e débitos quando o consumo local supera a geração.

6.2 Como as medidas regulatórias se relacionam com a abordagem *learning curves*

Com vistas a traçar a relação, ainda que subjetivamente, entre as medidas regulatórias previamente apresentadas e a abordagem de *learning curves*, é preciso responder três principais questões: (i) quais medidas regulatórias são apropriadas para fontes incipientes e quais para fontes maduras?; (ii) de forma geral, como os custos das fontes incipientes e das fontes maduras se comportam frente aos efeitos *learning by doing*, escala e *learning by searching*?; e (iii) quais medidas regulatórias são mais adequadas para estimular os efeitos *learning by doing*, escala e *learning by searching*?. A segregação entre fontes maduras e incipientes faz mais sentido econômico para a análise de medidas regulatórias em relação àquela que segrega renováveis/não renováveis e por isto será adotada neste estudo, embora o objetivo final seja identificar as medidas mais adequadas para incentivar as fontes renováveis.

Para responder a primeira questão, inicialmente devem-se investigar quais as necessidades de cada tipo de fonte (incipiente e madura). Fontes incipientes buscam recursos para aumentar sua escala de produção e reduzirem custos, com o objetivo de se tornarem cada vez mais competitivas. Por outro lado, as fontes incipientes possuem dificuldades para obter acesso a financiamentos privados, devido à ausência das garantias exigidas e da relutância de bancos privados em financiar projetos de pequena escala (CORFO, 2013), e acabam dependendo, ao menos inicialmente, de recursos públicos. Também é desejável às fontes incipientes a venda de energia a preços acima de seus custos médios variáveis, pois os custos fixos iniciais são

bastante elevados. Como ainda não são competitivas, se beneficiam também de medidas públicas que encareçam as tecnologias maduras. Em seu turno, fontes maduras pretendem manter sua escala de produção por meio da exploração de locais de mais difícil acesso, os quais muitas vezes requerem tecnologia de ponta e recursos financeiros expressivos.

Ainda no âmbito da primeira questão, deve-se também elencar quais medidas regulatórias atenderiam cada necessidade. Entende-se que a escala de produção poderia ser incentivada mediante imposição de quotas, as quais garantem ao menos uma demanda mínima para o produtor. Os leilões específicos por fonte energética também seriam formas de incentivar a produção das energias incipientes, uma vez que em essas fontes usualmente não possuem competitividade para participar de leilões gerais. Já os recursos financeiros poderiam ser atingidos mediante a concessão de subsídios.

No caso das energias incipientes no país, devido à dificuldade em obter subsídios financeiros, possivelmente a alternativa seria receber benefícios públicos, como incentivos fiscais e até mesmo a imposição de taxas ambientais às fontes maduras concorrentes. Essa última medida, embora não seja um recurso financeiro direto, funciona como um benefício às fontes incipientes, uma vez que encarece as fontes maduras e torna as fontes incipientes mais competitivas. Esquemas *feed-in tariffs* contribuiriam para garantir um preço mínimo que remunere os custos fixos iniciais elevados das fontes incipientes.

Por fim, fundos de P&D estimulariam a pesquisa em busca de novas técnicas de exploração/produção de energia, beneficiando tanto as fontes maduras (que podem estar em vias de esgotamento da atividade com as técnicas atuais) como as incipientes (quando as novas técnicas permitem queda de custo). Tendo em vista esses aspectos, a Tabela 46 esquematiza as medidas regulatórias que podem atender às necessidades dos diferentes tipos de fontes energéticas (incipientes e maduras).

Tabela 46. Medidas regulatórias adequadas para cada necessidade, por fontes incipiente e madura

Necessidades	Fontes Incipientes	Fontes Maduras
Aumento de escala	Quotas e Leilões específicos	
Recursos financeiros		Subsídios financeiros
Benefícios públicos	Incentivos fiscais e Taxas ambientais	

Necessidades	Fontes Incipientes	Fontes Maduras
Preço > Custo Variável Médio	<i>Feed-in tariffs</i>	
Pesquisa e Desenvolvimento	Fundos de P&D	Fundos de P&D

Fonte: elaboração própria.

A segunda questão levantada, qual seja, como as fontes incipientes e as fontes maduras se comportam frente aos efeitos *learning by doing*, escala e *learning by searching*, deve ser respondida se observando a literatura levantada e a lógica econômica da teoria de *learning curves*. O principal aspecto a ser verificado é qual dos efeitos deve ser esperado de ser mais significativo para os dois tipos de fontes.

Fontes incipientes costumam apresentar elevado efeito *learning by doing*, uma vez que há muito que se aprender no início do desenvolvimento de uma tecnologia nova. Por sua vez, o efeito escala pode não ser observado no caso dessas fontes, em especial, porque ainda não tem demanda suficiente para que atinja um nível ótimo de produção (mantendo a produção em um nível subótimo). Em seu turno, o efeito *learning by searching* pode ou não ser um aspecto importante para as fontes incipientes. Se, por um lado, gastos com P&D podem contribuir para se encontrarem técnicas mais baratas e competitivas, por outro, para algumas fontes, o P&D pode ser um custo extraordinário que teria o efeito de encarecer o produto final.

Fontes maduras tendem a apresentar um reduzido efeito *learning by doing*. O aprendizado possivelmente já ocorreu no passado e tais fontes se beneficiam mais do efeito escala e do efeito *learning by searching*. Retornos crescentes de escala constituem o principal estímulo à queda dos custos de fontes maduras, pois estas já estão estabelecidas no mercado e seus custos fixos já foram amortizados. Contudo, muitas vezes, a fonte energética já atingiu seu ponto máximo de saturação e o aumento da produção pode gerar retornos decrescentes de escala. Portanto, o efeito escala pode ser positivo ou negativo para as fontes maduras a depender do nível de saturação. Diferentemente, o efeito *learning by searching* deveria ter efeito positivo na redução dos custos, pois permite a busca de novas técnicas exploratórias e produtivas para permitir o acesso a locais mais afastados ou de maior dificuldade de exploração, com exceção dos casos em que a tecnologia já é de ponta. Para esses casos, gastos com P&D não devem influenciar o custo. A Tabela 47 resume os efeitos esperados dentro da teoria de *learning curves* para os diferentes tipos de fontes energéticas (incipientes e maduras).

Tabela 47. Efeitos esperados de *learning curves*, por fonte incipiente e madura

Efeitos	Fontes Incipientes	Fontes Maduras
<i>Learning by doing</i> - LBD	Elevado e positivo	Baixo (positivo ou negativo)
Escala	Retornos decrescentes	Retornos crescentes ou decrescentes
<i>Learning by searching</i> - LBS	Nulo ou positivo	Nulo ou positivo

Fonte: elaboração própria.

A terceira questão levantada diz respeito às medidas regulatórias que seriam mais adequadas para estimular os efeitos LBD, escala e LBS. Nos casos em que o efeito *learning by doing* é positivo e elevado, entende-se que os custos estão caindo rapidamente devido ao aprendizado obtido e a fonte energética deve ser ainda incipiente, requerendo medidas mais enfáticas para aumentar a produção e cobrir os custos iniciais elevados, tais como o estabelecimento de quotas, leilões específicos, incentivos fiscais, taxas ambientais e esquemas *feed-in tariffs*. Se o efeito é positivo e diminuto, é possível que a fonte energética esteja se tornando ou já seja madura. Não requer tantas medidas beneficiárias, podendo manter sua produção elevada apenas com leilões (específicos no caso das fontes ainda não maduras). Já nos casos em que o LBD é negativo ou não significativo, compreende-se que o período de aprendizado já terminou e não haveria medidas incentivadoras atreladas a esse efeito, mas sim aos efeitos escala e LBS.

Quando o efeito escala for representado por retornos crescentes, não haveria necessidade de medidas regulatórias para incentivar a produção, de forma que o ideal seria a aplicação de leilões gerais. Em seu turno, se forem observados retornos decrescentes (em geral para fontes mais incipientes, que precisam aumentar a escala), se poderia incentivar a demanda pela fonte energética mediante a imposição de quotas, leilões específicos, esquemas *feed-in tariffs* e taxas ambientais (para reduzir a demanda pelos energéticos concorrentes). Os subsídios financeiros também podem auxiliar, embora não sejam tão enfáticos para incentivar o aumento da escala.

Por último, no caso de efeito *learning by searching* positivo, poderá se incentivar a redução de custos mediante subsídios financeiros para novas técnicas exploratórias e a instituição de fundos de P&D. Porém, se o efeito LBS for negativo ou não significativo, não se deve aplicar nenhuma medida regulatória relacionada à pesquisa e desenvolvimento.

A Tabela 48 abaixo compila as informações explicadas acima, relacionando cada medida regulatória aos efeitos LBD, escala e LBS.

Tabela 48. Medidas regulatórias para os efeitos LBD, escala e LBS

Medidas regulatórias	<i>Learning by doing</i>			Escala		<i>Learning by searching</i>	
	Positivo e Elevado	Positivo e Reduzido	Negativo ou Nulo	Ret. Crescentes	Ret. Decrescentes	Positivo	Negativo ou Nulo
Quota	x				x		
Leilão específico	x	x			x		
Leilão geral		x		x			
Incentivo fiscal	x						
Subsídio financeiro					x	x	
Taxas ambientais	x				x		
<i>Feed-in tariff</i>	x				x		
Fundos P&D						x	

Fonte: elaboração própria.

A seção seguinte se dedica a analisar os fatores de estímulo às fontes energéticas na abordagem de *learning curves*, considerando: (i) os resultados econométricos obtidos no Capítulo 5; e (ii) nas respostas às três questões levantadas nessa seção 6.2.

6.3 Proposição de medidas regulatórias para impulsionar novas energias renováveis

A partir dos dados expostos na Tabela 43 e na Tabela 44, é possível consolidar as informações na Tabela 50 abaixo. Observa-se que possuem efeito LBD positivo e elevado apenas as fontes petróleo e gás natural, nuclear e fotovoltaica. A hidroeletricidade também apresenta valores positivos, porém inferiores aos das outras três tecnologias. A energia eólica também apresenta valores reduzidos para LBD.

No que se refere ao efeito escala, se verificam retornos crescentes para as fontes nuclear, eólica (Estados Unidos e Brasil), etanol e hidroeletricidade. As demais fontes, a saber, carvão, petróleo e gás natural e fotovoltaica, apresentam retornos decrescentes. Esse último resultado, tal como vem sendo frequentemente interpretado na literatura sobre *learning curves*, não quer dizer que as três fontes não precisam de escala, mas sim que elas não estão se aproveitando do fator escala.

No caso do *learning by searching*, apenas as fontes carvão, eólica (Estados Unidos e Brasil) e etanol registram efeito positivo, tendo as demais efeito negativo ou nulo.

Tabela 49. Efeitos LBD, escala e LBS, por fonte energética

Fontes energéticas	<i>Learning by doing</i>			Escala		<i>Learning by searching</i>	
	Positivo e Elevado	Positivo e Reduzido	Negativo ou Nulo	Ret. Crescentes	Ret. Decrescentes ou Nulos	Positivo	Negativo ou Nulo
Carvão			x		x	x	
Petróleo e Gás Natural	x				x		x
Nuclear	x				x		x
Fotovoltaica	x				x		x
Eólica - EUA		x			x	x	
Eólica - Brasil		x		x		x	
Etanol			x	x		x	
Hidro		x		x			x

Fonte: elaboração própria.

Com base nessas informações, consolidou-se na Tabela 50 abaixo o conjunto de proposições de medidas regulatórias a serem utilizadas para incentivar cada fonte energética.

Tabela 50. Proposição de medidas regulatórias às energias renováveis

Medidas regulatórias	Energia renovável			
	Fotovoltaica	Eólica	Etanol	Hidro
Quota	x			
Leilão específico	x			
Leilão geral		x		x
Incentivo fiscal	x			
Subsídio financeiro		x	x	
Taxas ambientais	x			
<i>Feed-in tariffs</i>	x			
Fundos de P&D		x	x	

Fonte: elaboração própria.

Como o foco desse trabalho é propor incentivos às energias renováveis, são abordadas a seguir as medidas regulatórias apenas para essas fontes, deixando para próximos estudos uma eventual análise da necessidade de se avaliar incentivos a determinadas fontes já maduras e/ou não renováveis. É possível que, em alguns casos, a tecnologia já seja competitiva ou esteja bem próxima disso. Para essas, também são propostas medidas regulatórias de acordo com os resultados finais do estudo, pois os modelos capturam quais efeitos (aprendizado, escala e P&D) ainda são capazes de reduzir custos/preços das renováveis.

Com base nos resultados finais deste estudo, a energia fotovoltaica (Estados Unidos) se aproveita do efeito *learning by doing* e apresenta retornos decrescentes de escala. Isso é indício de que a fonte ainda é incipiente e sua maior necessidade é elevar a produção para baratear os custos e obter maior aprendizagem ao longo do caminho. Para tanto, propõe-se uma combinação das seguintes medidas regulatórias: quotas e esquemas *feed-in tariffs* para garantir demanda e preço, leilões específicos para não competir com fontes já maduras, incentivos fiscais à produção e, eventualmente, taxas ambientais sobre as fontes concorrentes.

Os sistemas de quotas e de *feed-in tariffs* são amplamente utilizados em países europeus, no Japão e nos Estados Unidos, por exemplo, para incentivar as fontes incipientes. No Brasil, uma forma alternativa ao sistema de quotas tradicional é o *net metering*, previsto na Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012. A realização do balanço é compulsória à distribuidora, tornando a medida uma forma regulada de garantir a demanda aos mini e microgeradores. Porém, os produtores de maior porte não são beneficiados com medidas

regulatórias, fazendo com que a energia fotovoltaica continue sendo utilizada mais no entorno rural e apenas de forma complementar à energia elétrica tradicional, por pequenos geradores que produzem energia para autoconsumo.

Já o esquema *feed-in tariffs* pode ser visualizado na primeira fase do PROINFA (COSTA, 2006). Nesta fase, se garantia a contratação de 3.300 MW igualmente divididos entre energia eólica, PCH e biomassa (bagaço de cana, casca de arroz, resíduos de madeira e biogás de aterro sanitário). Contudo, a chamada pública não atraiu muitos projetos de biomassa, principalmente porque os produtores esperavam obter preços mais altos nos leilões de energia nova. Essa medida, contudo, é bastante efetiva para atrair novos projetos, desde que articulada com os demais leilões.

Leilões específicos foram utilizados no Brasil na segunda fase do PROINFA. O objetivo era realizar leilões para as energias alternativas eólica, PCH e biomassa, de forma a estimular sua demanda e fazer com que a participação dessas fontes atinja 10% de toda a demanda de energia elétrica no Brasil em até vinte anos. Para a energia fotovoltaica, foram realizados até o momento dois leilões específicos. O primeiro ocorreu em outubro de 2014 e resultou na contratação de 890 MW a um valor final de R\$/MWh 215,12. O segundo, realizado em agosto de 2015, terminou com a contratação de 834 MW, a um valor médio de R\$/MWh 301,79.

Os incentivos fiscais, por sua vez, vêm sendo aplicados no Brasil à energia fotovoltaica de forma indireta, por meio do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (Reidi), criado pela Lei 11.488/2007, pelo Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores (Padis), instituído com a Lei 11.484/2007, e pela Lei de Informática (11.077/2004), conforme explicam Esposito e Fuchs (2013). O Reidi reduz pagamentos de PIS, Pasep e COFINS para a infraestrutura, beneficiando todas as fontes energéticas. Nos casos do Padis e da Lei de Informática, há reduções de impostos e contribuições (IPI, PIS, Pasep, COFINS, Imposto de Renda, entre outros) condicionadas a investimentos em P&D para atividades correlatas (como a indústria de semicondutores). Carecem incentivos à produção e montagem de painéis fotovoltaicos.

A taxa ambiental poderia auxiliar se aplicada a combustíveis fósseis concorrentes, como o óleo combustível. No entanto, como foi explicado anteriormente, há diversos aspectos controversos em relação à aplicação das taxas ambientais, especialmente no que diz respeito à eficácia da medida e aos impactos sobre outros setores da economia do país.

As demais fontes renováveis, energia eólica (Estados Unidos e Brasil), etanol (Brasil) e hidroeletricidade (Brasil), são passíveis de redução de custos por meio pesquisa e desenvolvimento (com exceção da hidro) e/ou aumento escala, pois sua taxa de aprendizado está em declínio. Dessa forma, as medidas regulatórias podem se limitar a subsídios financeiros e fundos de P&D para o aperfeiçoamento de materiais e de processos mais eficientes. A criação de fundos de P&D para eólicas é uma medida importante. Já no caso da hidroeletricidade, os gastos em P&D não são efetivos para a redução dos custos, portanto, deveria se refletir sobre sua real necessidade. Por fim, leilões gerais podem ser aplicados às fontes eólica e hidro (convencional), uma vez que ambas já são competitivas e não carecem de leilões específicos.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo buscou estimar os efeitos da curva de aprendizado (*learning curves*) sobre a competitividade das principais fontes energéticas e propor medidas regulatórias mais efetivas que incentivem as tecnologias renováveis. Para tanto, utilizou-se abordagem mais completa dos modelos de *learning curves*, na qual se segregam outros efeitos além da experiência, como o efeito escala e o efeito da pesquisa e desenvolvimento (*learning by searching*).

A metodologia adotada para identificar a relevância desses efeitos para cada fonte energética foi a *top down*, por meio de modelos econométricos aplicados a dados norte-americanos (no caso de carvão, petróleo e gás natural, energia nuclear, fotovoltaica e eólica) e dados brasileiros (no caso também de eólica, etanol e hidroeletricidade). Embora os modelos originais de *learning curves* tenham sido idealizados a partir da trajetória dos custos, devido a facilidades operacionais se vem adotando na literatura de *learning curves* o preço como *proxy* de custos.

Isso poderia ser um problema no caso de mercados pouco competitivos (nos quais o preço é fixado com um *mark up*) ou nas fases iniciais de desenvolvimento e estabelecimento de uma tecnologia nova (nas quais os custos se descolam do preço, podendo até mesmo superá-lo). Assim, para avaliar se a orientação do modelo deve ser a preços ou custos, foi necessário identificar a fase do ciclo da tecnologia e o grau de concorrência do mercado. Uma vez que este estudo focou no mercado norte-americano para a maioria das fontes (inclusive as mais incipientes), a fase de desenvolvimento inicial ocorreu em décadas passadas e, portanto, restaria realizar a análise concorrencial. Certamente, outros fatores poderiam diferenciar preços de custos, tais como a existência de mais de um ciclo do produto, a variação de custos associada à rigidez no repasse a preços e a sazonalidade da demanda e da oferta. Porém, esses fatores não são suficientes para inviabilizar a análise de longo prazo proposta pela modelagem de *learning curves*, pois se referem a fatores de curto e médio prazo. Ademais, é para o preço que os consumidores olham quando tomam a decisão de adquirir determinada tecnologia, não os custos.

Antes de se apontar o fator determinante de custos, entretanto, realizou-se uma análise do grau de concorrência do mercado, com vistas a estabelecer se o modelo de *learning curves* deve ser orientado a custos ou se pode ser orientado a preços. Para tanto, foram levantados

aspectos referentes aos agentes produtores, à participação de mercado e às condições de entrada e rivalidade para cada fonte de energia. Técnicas de análise antitruste foram aplicadas para delimitar o mercado relevante e avaliar o grau de concorrência. Mercados considerados competitivos ou com suficientes condições de entrada e/ou rivalidade para mitigar eventual exercício de poder de mercado puderam ter o preço como representação dos custos.

Uma vez definida a orientação do modelo, foram estimados os modelos de *learning curves* a partir de técnicas econométricas mais adequadas para cada caso, envolvendo o teste da aplicação dos métodos em nível e primeiras diferenças de MQO, GMM e também VEC, embora para este último as análises tenham sido inconclusivas. As especificações testadas envolveram modelos univariados, bivariados e multivariados de *learning curves*. Em posse dos resultados, foram propostas medidas regulatórias específicas para cada fonte renovável.

Fontes incipientes costumam apresentar elevado efeito *learning by doing* (devido à rápida aprendizagem no início do desenvolvimento de uma tecnologia), reduzido efeito escala (porque ainda não tem demanda suficiente) e o efeito *learning by searching* pode ou não ser um aspecto importante (pois pode contribuir para se encontrarem técnicas mais baratas e competitivas ou acabar por encarecer o produto final sem benefícios efetivos). Fontes maduras tendem a apresentar um reduzido efeito *learning by doing* (pois o aprendizado possivelmente já ocorreu no passado), elevados efeitos escala (se ainda não atingiu seu ponto de saturação) e *learning by searching* (com exceção dos casos em que a tecnologia já é de ponta).

A seguir são explicitados os principais achados por fonte energética, englobando a análise concorrencial, os modelos de *learning curves*, bem como os resultados obtidos em comparação com a revisão da literatura, e as políticas regulatórias adequadas para a promoção das fontes. Essa reorganização da forma de apresentação das conclusões em comparação com a estrutura capitular da presente tese objetiva consolidar a compreensão das etapas investigativas para cada fonte em particular, sem perder a visão do todo.

No caso do carvão, se delimitou como mercado relevante do produto a *commodity* carvão e, como mercado relevante geográfico as bacias sedimentares, após a realização de testes de cointegração e da análise da dinâmica do mercado. Como resultado, encontraram-se indícios de elevada concentração de mercado apenas para uma bacia, a Interior. Porém, tal situação é amenizada pela quantidade expressiva de carvão adquirida de outras bacias, indicando que a rivalidade entre as diferentes bacias pode inibir um eventual comportamento oportunista dos

produtores daquela região. Assim, considerou-se que seria possível utilizar a orientação do modelo a preços.

No modelo univariado, a taxa de especialização encontrada de 16% foi significativa, perdendo significância nos modelos multi e bivariado. Isso vai ao encontro aos resultados encontrados na literatura recente do carvão, nos quais a taxa foi negativa ou muito baixa (até 8%). Porém o efeito P&D se sobressaiu em relação aos retornos de escala, os quais se mostraram decrescentes – de forma diferente dos resultados encontrados na literatura pesquisada, para os quais o efeito escala se mostrava o maior responsável pela redução de custos.

Frente a esses resultados, as medidas regulatórias mais adequadas para se incentivar essa fonte são aquelas atreladas a fundos de P&D e financiamentos para estudos de novas técnicas. Entretanto, não é o objetivo deste estudo averiguar medidas para incentivar fontes maduras não renováveis.

No caso de petróleo, considerando a *commodity* como mercado relevante do produto, identificou-se um mercado relevante geográfico maior do que o nacional por meio testes de cointegração. De qualquer modo, tanto a análise de concentração para o mercado mundial quanto para o mercado nacional mostraram que o mercado não é concentrado. Sobre a hipótese de existência de cartel, há diversas críticas que mostram um equilíbrio instável devido aos incentivos a se desviar da decisão acordada e obter ganhos extraordinários. Também sobre a hipótese de firma dominante são tecidas críticas, especialmente por dois motivos: (i) choques persistentes no preço do petróleo seriam mais bem explicados pelo lado da demanda; e (ii) os países produtores de petróleo têm a produção em posse de empresas controladas pelo estado, maximizando lucros de forma independente da "líder" Arábia Saudita.

Tal como no caso do petróleo, a *commodity* gás natural foi definida como mercado relevante do produto e o mercado relevante geográfico como maior do que a fronteira norte-americana (por meio de testes de cointegração). A análise de concentração mostrou que o mercado é moderadamente concentrado, caso se considere o mercado relevante geográfico mundial, e não concentrado se for considerado o mercado norte-americano. Em especial, o mercado de gás de xisto vem se mostrando mais acessível a pequenos produtores, criando um potencial de concorrência antes não verificado com o gás convencional. Assim, considerou-se que a orientação a preços, tanto para petróleo como para gás natural, seria possível.

Uma vez que o processo de extração do petróleo envolve também a retirada do gás natural, optou-se por unir as duas fontes na análise de *learning curves*. Mais precisamente, somaram-se as produções, após as devidas conversões, e adotou-se o preço do petróleo Brent como medida de custo, tendo em vista que o preço médio norte-americano do gás natural segue atrelado ao preço do petróleo.

As taxas de especialização estimadas para petróleo e gás natural se mostraram mais elevadas do que as encontradas na literatura, o que pode ser explicado pela natureza diferente dos custos estimados - funcionamento da planta ou preço do combustível. No caso do gás natural, os estudos disponíveis dizem respeito apenas ao custo de funcionamento das plantas a ciclo combinado (incluindo o combustível) e apresentam taxas de aprendizado negativas (isto é, taxas de progresso acima de 100%) na fase inicial de desenvolvimento dessa tecnologia. Mesmo aqueles estudos que se dedicaram a avaliar dados mais recentes encontraram taxas de aprendizado de até no máximo 10%. O único estudo sobre petróleo, para dados bastante antigos, mostrou taxa de aprendizado de 5%. Essa mesma taxa foi encontrada no modelo univariado estimado neste estudo (a partir do custo de combustível). Nos demais modelos estimados, contudo, as taxas de especialização foram de 16 e 17%, respectivamente, para os modelos bi e multivariados, sendo os retornos de escala decrescentes.

A partir desses resultados, entende-se que, para o efeito especialização ser estimulado, em especial no caso do gás natural (cuja extração comercial é mais recente comparativamente ao petróleo), as medidas regulatórias mais adequadas são quotas, leilões específicos, incentivos fiscais e esquemas *feed-in tariffs*. No entanto, conforme mencionado previamente, este estudo não objetiva a promoção de fontes não renováveis - embora o gás natural cumpra um papel de grande relevância dentre as energias não renováveis mais recentes.

No caso das fontes geradoras de energia elétrica (nuclear, fotovoltaica, eólica e hidroelétrica), interessa ao modelo de *learning curves* analisar a tecnologia de conversão do insumo em energia elétrica e, portanto, assumiu-se que a *commodity* (urânio, incidência solar, velocidade do vento e água) não poderia corresponder ao mercado relevante do produto, mas sim a própria energia.

No que diz respeito ao mercado relevante geográfico da energia nuclear, considerou-se, após realização de testes de cointegração, o mercado unificado das três interligações independentes norte-americanas, a *Eastern*, a *Western* e a *Texas Interconnection*. Sob esta definição, a análise concorrencial identificou baixa concentração de mercado. Porém, caso se considere

individualmente cada interligação como um mercado à parte, haveria uma delas, a *Texas Interconnection*, com elevada concentração. A situação para este mercado poderia, contudo, ser amenizada diante das condições de rivalidade impostas pelas importações provenientes do Canadá e México já em curso e pelo fato de os principais controladores das plantas nucleares no Texas serem empresas públicas. Desta forma, compreendeu-se que seria possível utilizar a orientação do modelo de *learning curves* a preços.

Embora a taxa de aprendizagem de boa parte dos estudos mais recentes tenha se mostrado acima de 100% em função principalmente de mudanças de ordem regulatória, encontrou-se taxa de especialização de 14% e 16%, respectivamente, para os modelos multi e bivariados, quando se controla a presença de multicolinearidade. A escala não se mostrou muito significativa.

Os resultados mostram que as medidas regulatórias mais indicadas no caso da energia nuclear devem incentivar a especialização e a escala, tais como quotas, leilões específicos, incentivos fiscais e mecanismos *feed-in tariffs*. No entanto, da mesma forma que para o caso do gás natural, esclarece-se que este estudo não tem o objetivo de promover energias não renováveis mais recentes, embora se entenda seu papel.

Para a energia fotovoltaica, adotaram-se informações do mercado de células e módulos, em virtude da ausência de dados sobre os produtores de energia fotovoltaica. Uma vez que células e módulos constituem o principal custo da energia fotovoltaica, um eventual mercado não concorrencial afetaria não apenas o custo nessa fase da cadeia produtiva como também o custo final da energia. Também se considerou toda a área dos Estados Unidos como o mercado relevante geográfico. Apesar de esta fonte energética assumir um caráter de geração próximo ao local de consumo, 76% dos estados norte-americanos já adotam o *net metering*, fazendo com que o excesso de energia fotovoltaica gerada, por meio da rede de distribuição de energia elétrica, possa atingir localidades mais longínquas. Para o mercado norte-americano de células e módulos, observou-se ausência de concentração de mercado, baixas barreiras à entrada na produção de módulos tradicionais e elevada rivalidade com a China. Assim, entendeu-se ser plausível a orientação a preços.

As taxas de especialização encontradas se assemelham às dos estudos mais recentes, se situando entre 6% e 8%. Embora a taxa média de especialização encontrada na literatura seja de 20%, já nos anos 1990 e 2000, estudos de autores mostraram que as taxas eram inferiores a

10%, principalmente se considerados modelos multivariados (não apenas considerando o efeito especialização).

Os resultados indicaram que a energia fotovoltaica se aproveitaria do efeito *learning by doing* e apresentaria retornos decrescentes de escala. Isso indica que a fonte ainda é incipiente e sua maior necessidade é elevar a produção para aumentar a escala e dar oportunidade de ganhos de aprendizado conforme as tarefas são executadas, barateando custos. As medidas mais adequadas são quotas e esquemas *feed-in tariffs* para garantir demanda e preço, leilões específicos para não competir com fontes já maduras e incentivos fiscais à produção.

No caso da energia eólica, é possível analisar o mercado à montante (como de turbinas) ou o da energia gerada. A favor do uso do mercado à montante está o argumento de que o principal componente tecnológico está na evolução das turbinas, em especial, em seu tamanho. No que diz respeito à abrangência geográfica do mercado de energia eólica gerada, adotou-se o mercado nacional, tanto para os Estados Unidos como para o Brasil, ainda mais tendo em vista que a maior parcela da energia gerada é dedicada a ofertar energia na rede para terceiros (não para autoconsumo). Para os Estados Unidos, foi possível também considerar o mercado mundial de turbinas, já que 60% das instalações são provenientes de outros países. Para o Brasil, contudo, não se pôde afirmar que o mercado de turbinas é mundial, pois não há importações significativas.

Sob a ótica da energia gerada, não se observou concentração de mercado em nenhum dos dois países. Porém, na análise dos dados norte-americanos sob a ótica das turbinas, se observou moderada concentração no mercado geográfico mundial. Há que se lembrar de que os incentivos regulatórios para a energia eólica contribuem para a redução das barreiras à entrada e o aumento da rivalidade, amenizando eventuais exercícios de poder de mercado das empresas produtoras de turbinas. Assim, considerou-se que a orientação a preços seria possível, em especial, para o Brasil, enquanto a orientação a custos seria mais adequada para os Estados Unidos.

A taxa de especialização encontrada foi de 4% para os modelos uni e bivariados norte-americanos, em linha com diversos estudos. No caso do Brasil, um pouco mais baixo, igual a 2%. Uma explicação para a queda mais lenta de custos seria a rápida introdução de novos modelos de turbinas, limitando o efeito da experiência. O efeito P&D, quando contemplado na literatura, foi bastante elevado, de 13 a 20%. No caso deste estudo, tal efeito foi mais reduzido (5% para Estados Unidos e 7% para Brasil), embora significativo.

Pelos resultados, entende-se que a energia eólica é passível de redução de custos por meio de gastos em pesquisa e desenvolvimento e escala, pois sua taxa de aprendizado está em declínio e seu efeito é capturado pelo P&D. De forma que as medidas regulatórias podem se limitar a fundos de P&D para o aperfeiçoamento de materiais e de processos mais eficientes, podendo ser aplicados leilões gerais, uma vez que essa fonte já é suficientemente competitiva e não carece de leilões específicos.

Para o etanol, há mais de uma forma de definir seu mercado, podendo-se adotar a ótica da demanda (na qual faria sentido analisar etanol + gasolina) ou a da oferta (sob a qual se poderia observar a cadeia açúcar + etanol de primeira geração + etanol de segunda geração). Por conservadorismo, considerou-se apenas o mercado de etanol de primeira geração. O mercado relevante geográfico também poderia ser segregado por estado produtor, agregado regionalmente (Região Norte/Nordeste e Região Centro-Sul) ou nacionalmente (único mercado). Pela análise de cointegração realizada, entende-se que o mercado poderia ser agregado nacionalmente, embora haja estudos que apontem na direção de uma agregação regional. Independente da forma de agregação geográfica, se encontrou baixa concentração de mercado, baixas barreiras à entrada e condições mais acirradas de rivalidade com o etanol do milho norte-americano nos últimos anos. Concluiu-se que a adoção da orientação a preços não seria prejudicial à análise de *learning curves*.

O impacto do aprendizado para os biocombustíveis pode variar bastante devido à grande gama de conversão das tecnologias que são classificadas como tal (combustão, pirólise, etc.) e da escala de aplicação (sistemas individuais ou plantas de grande porte). No caso do etanol brasileiro, estudos sobre as *learning curves* vêm ocorrendo há mais de uma década, para o qual as taxas de aprendizado têm se situado entre 7 e 35%, sendo mais recorrentes aquelas próximas a 20%. Diferentemente de outras tecnologias, as taxas mais baixas foram encontradas no início das séries de produção e as mais altas no final dos períodos estudados, indicando que esta tecnologia tem se aproveitado de forma crescente das vantagens do aprendizado.

Os resultados deste estudo corroboram essa constatação, de forma que se encontrou, para o modelo multivariado, retornos crescentes de escala e elevada taxa de *learning by searching*, de 66%. A taxa de especialização, a qual ficou em torno de 22% para o modelo bivariado, deixou de ser significativa no multivariado, mostrando que os efeitos escala e *learning by searching* capturaram o efeito da especialização. Tendo em vista esses resultados, a principal

fonte de redução de custos é pesquisa e desenvolvimento. Uma medida regulatória que se poderia aventar é a criação de fundos de P&D.

No caso da hidroeletricidade, entendeu-se que as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) não deveriam fazer parte do mercado relevante do produto das demais usinas hidrelétricas, devido aos indícios de diferenças de porte, preços, regulamentações e riscos. Já o mercado relevante geográfico considerado foi o Sistema Interligado Nacional, pela própria lógica da intercambialidade entre as regiões e o despacho centralizado do Operador Nacional do Sistema, que permitem a realocação de energia entre os submercados. Foram observados indícios de mercado não concentrado, com potencial rivalidade das PCHs. Assim, concluiu-se que a orientação a preços é possível para essa fonte.

Em linha com os resultados encontrados na literatura, na qual as taxas de especialização foram positivas, porém baixas, de 2 a 8%, com retornos crescentes de escala, os resultados dos modelos deste estudo apresentaram taxa de especialização de 7% e retornos crescentes. O efeito P&D encontrado não foi significativo. Na literatura, este efeito foi visto como negativo.

Frente a esses resultados, entende-se que os custos são reduzidos pela elevação da escala e redução dos fundos de P&D. Leilões gerais podem ser aplicados, uma vez que essa fonte é atualmente uma das mais competitivas do Brasil.

Após esta breve conclusão dos resultados obtidos e das respectivas proposições, é possível delinear sugestões para aprofundamento em trabalhos futuros. Entre elas está a estimação das curvas de aprendizado para o mercado brasileiro de carvão, petróleo e gás natural, energia nuclear e fotovoltaica. Limitações de diversas naturezas impediram sua realização no âmbito desta tese, as quais, com o passar do tempo, podem ser amenizadas.

Uma dessas limitações diz respeito ao fato de o mercado nacional se encontrar em um estágio inicial de maturidade, em especial, para os mercados de gás natural, energia nuclear e fotovoltaica. Espera-se que tais mercados cresçam com a diversificação da matriz energética, propiciando condições para tais estudos, em especial, atreladas ao aumento do número de produtores, elevação do grau de concorrência e possibilidade de aproximação dos custos aos preços.

Outra limitação encontrada é a fonte de dados. Diferentemente dos Estados Unidos, no Brasil não há um organismo que concentre informações completas e padronizadas sobre as diversas fontes, dificultando a realização de análises consistentes. Uma alternativa seria o levantamento dos dados, o que envolveria elevados custos com equipe em campo e riscos de

se encontrarem entraves diversos (como dificuldade de mapeamento dos produtores para fontes de geração mais dispersa, pequena quantidade de respostas amostrais, respostas inconsistentes devido à ausência de fiscalização, etc.).

Um segundo estudo relevante derivado desta tese se refere à possibilidade de se testar, por meio de modelos empíricos, o sucesso das medidas regulatórias, no mundo e no Brasil. Isso ajudaria a mensurar o grau de impacto de cada medida para incentivar determinada fonte energética. Certamente outros inúmeros aperfeiçoamentos podem ser detectados no âmbito da aplicação da teoria de *learning curves* para se escolherem medidas regulatórias e poderão ser repensados e desenvolvidos adiante.

Apesar de existirem diversos aprimoramentos e estudos complementares a serem realizados, entende-se que esse documento de tese resulte nas seguintes contribuições, explicadas a seguir:

- i. Fornecimento de subsídios a respeito do impacto dos efeitos especialização, escala e P&D sobre os custos;
- ii. Redução da lacuna existente de critérios objetivos para nortear as decisões dos agentes que fazem política pública;
- iii. Impactos econômicos indiretos, como o aumento da competitividade das fontes, redução do preço da energia no longo prazo e redução da assimetria de informação sobre comportamento dos custos junto ao regulador.

A partir do conhecimento gerado a respeito do impacto dos efeitos especialização, escala e P&D sobre os custos, atentando para as peculiaridades das diversas tecnologias, políticas públicas podem ser direcionadas em busca da diversificação da matriz energética, trazendo mais sustentabilidade econômica e ambiental ao setor.

Embora haja frequentes discussões a respeito dos incentivos necessários para alavancar o crescimento das energias emergentes, um dos condicionantes da construção do marco regulatório das novas tecnologias é a existência de poucos critérios objetivos para nortear as decisões dos agentes que fazem política pública. Neste sentido, os resultados desse estudo devem trazer luz à discussão, na medida em que as proposições geradas com base nos modelos teóricos e empíricos são imparciais e fruto de um extenso período de estudos.

Cumprindo, ainda, destacar os benefícios indiretos desta pesquisa. A adequada proposição de políticas regulatórias pode trazer inúmeros impactos econômicos. Talvez o mais importante deles seja a redução do preço da energia no longo prazo. Sendo a energia um insumo dos mais

diversos setores, o aumento da competitividade das energias renováveis beneficiaria toda a cadeia produtiva.

Ademais, seria possível aperfeiçoar o marco regulatório. Isso porque se conheceriam as limitações de redução de custo e/ou preço das tecnologias, diminuindo a informação assimétrica entre agência reguladora e setor produtivo a respeito do comportamento dos custos de cada fonte energética. Como consequência, o regulador poderia tomar as medidas necessárias para incentivar as tecnologias que mais reagem a determinadas políticas energéticas.

REFERÊNCIAS

ABELL, Derek; HAMMOND, John. Cost Dynamics: Scale and Experience Effect. In Strategic Market Planning – Problems and Analytical Approaches, Prentice Hall. 1979.

ACEMOGLU, Daron; AGHION, Philippe; BURSZTYN, Leonardo; HEMOUS, David. The Environment and Directed Technical Change. American Economic Review, v. 102, p. 131-166. 2012.

ADECE – Agência de Desenvolvimento do Estado do Ceará. Energia Eólica: Atração de Investimentos no Estado do Ceará. Junho, 2009. Disponível em <http://www.mdic.gov.br/sistemas_web/renai/public/arquivo/arq1321639117.pdf>, acesso em 28/04/2013.

AGUIAR-CONRARIA, Luís; WEN, Yi. OPEC's Oil Exporting Strategy and Macroeconomic (In)Stability. Energy Economics 34 (1): 132-136. 2012.

AKAIKE, Hirotugu. A New Look at the Statistical Model Identification. IEEE Transactions on Automatic Control, v. 19 (6), p. 716–723. 1974.

ALHAJJI, Anas; HUETTNER, David. OPEC and World Crude Oil Markets from 1973 to 1994: Cartel, Oligopoly or Competitive? The Energy Journal, v. 21, p. 31-60. 2000.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de Energia Elétrica do Brasil - 3ª edição. Brasília: ANEEL, 2008a.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Números – Organização do Leilão de UHE Jirau na Sede da ANEEL. 2008b. Informação disponível em <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/N%C3%BAmoros%20UHE%20JIRAU%20-%20infra%20estrutura.pdf>>, acesso em 04/05/2013.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de Energia Elétrica. Capítulo 09: Carvão Mineral. 2012a.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Anexo à Resolução Normativa nº 474, 7 de fevereiro de 2012. 2012b. Informação disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2012474_2.pdf>, acesso em 28/04/2013.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Programa de P&D Regulado pela ANEEL. 2012c. Informação disponível em <<http://www.aneel.gov.br/>>, acesso em 29/11/2014.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica 388. 2012c. Disponível em <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/Portarias_concessoes/nota_tecnica_388.pdf>, acesso em 28/04/2013.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas. Capítulo 08: Carvão Mineral. 2013.

ANP – Agência Nacional de Petróleo. Preço Médio do Álcool em R\$/m³. 2012. Informação disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>, último acesso em 05/05/2013.

ANP – Agência Nacional de Petróleo. Capacidade de Produção de Etanol por Empresa. 2015. Informação disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>, último acesso em 06/07/2015.

ANZANELLO, Michel; FOGLIATTO, Flavio. Learning Curve Models and Applications: Literature Review and Research Directions. *International Journal of Industrial Ergonomic* 41 (5): 573-583. 2011.

ASCHE, Frank; OSMUNDSEN, Petter; TVETERAS, Ragnar. Market Integration for Natural Gas in Europe. . *International Journal of Global Energy Issues* 16 (4), p. 300–312. 2001.

AWEA - American Wind Energy Association. U.S. Wind Industry Annual Market Report, Year Ending 2011. 2012.

AYRES, Robert; MARTINÁS, Katalin. Experience and the Life Cycle: Some Analytic Implications. *Technovation*, v. 12, n. 7, p. 465-486. 1992.

BADCOCK, Jeremy; LENZEN, Manfred. Subsidies for Electricity-generating Technologies: A review. *Energy Policy*, v. 38, p. 5038-5047. 2010.

BAIN & COMPANY. Estudos de Alternativas Regulatórias, Institucionais e Financeiras para a Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural e para o Desenvolvimento Industrial da Cadeia Produtiva de Petróleo e Gás Natural no Brasil. Relatório Consolidado, Chamada Pública BNDES/FEP No. 01/2008. 2009.

BALOG, Robert. Making Solar Power (Photovoltaic) Competitive. Texas A&M University. 2012.

BAUMOL, William; On the Proper Cost Tests for Natural Monopoly in a Multiproduct Industry. The American Economic Review, v. 67, n. 5 (Dec), pp. 809-822. 1977.

BENKARD, Lanier. 2000. Learning and Forgetting: The Dynamics of Aircraft Production. American Economic Review, v. 90(4), p. 1034-1054. 2000.

BERNDT, Ernest. The Practice of Econometrics: Classical and Contemporary. Massachusetts: Addison-Wesley Publishing Co. 1991.

BHANDARI, Ramchandra; STADLER, Ingo. Grid Parity Analysis of Solar Photovoltaic Systems in Germany Using Experience Curves. Solar Energy, v. 83, p. 1634-1644. 2009.

BODDE, David. Riding the Experience Curve. IEEE Engineering Management Review, v. 5, n. 2, p. 29-35. 1977.

BOSTON CONSULTANCY GROUP. Perspectives on Experience. Michigan: Boston Consulting Group. 1970.

BRITISH PETROLEUM. Statistical Review of World Energy Full Report 2012. Informação disponível em <<http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481>>, último acesso em 04/2013.

BRITISH PETROLEUM. Statistical Review of World Energy Full Report 2015. Informação disponível em <<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf>>, último acesso em 03/2016.

BUREAU OF ECONOMIC ANALYSIS. Fixed Assets and Consumer Durable Goods in the United States, 1925-97. Washington, DC: U.S. Government Printing Office, September, 2003.

CADE - Conselho Administrativo de Defesa da Concorrência. 2013. Jurisprudência. Informação disponível em <<http://www.cade.gov.br/Default.aspx?e142c252a3798dadb8>>, último acesso em 12/10/2013.

CARVALHO, Leidiane; BUENO, Regiane; CARVALHO, Marina; FAVORETO, Ana; GODOY, Ana. Cana de Açúcar e Alcool Combustível: Histórico, Sustentabilidade e Segurança Energética. Centro Científico Conhecer, 2013.

CCBE - Centro Brasileiro de Energia Eólica. Velocidade Média dos Ventos - 2010. 2011.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia. Resultados dos Leilões de Energia. 2012. Informação disponível em <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/resultados?_afLoop=7294870333000&_afWindowMode=0&_afWindowId=h23s4q9rt_30#%40%3F_afWindowId%3Dh23s4q9rt_30%26_afLoop%3D7294870333000%26_afWindowMode%3D0%26_adf.ctrl-state%3Dh23s4q9rt_55>, último acesso em 05/11/2012.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia. Resultados dos Leilões de Energia. 2014. Informação disponível em <http://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_footer/biblioteca_virtual?_adf.ctrl-state=1dtkj28qwd_4&assunto=Leil%C3%A3o&_afLoop=202449279565753>, último acesso em 01/12/2014.

CERNE – Centro de Estudos em Recursos Naturais e Energia. Estudo de Vida Útil Econômica e Taxa de Depreciação. Volume 2. Escola Federal de Engenharia de Itajubá. Audiência Pública 12/2006. Novembro. 2000. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/012/documento/relatorio_vida_util_volume_2.pdf>, último acesso em 28/04/2013.

CHAKROVORTY, Ujjayant; ROUMASSET, James; TSE, Kinping. Endogenous Substitution among Energy Resources and Global Warming. The Journal of Political Economy, v. 105, n. 6, p. 1201-1234. 1997.

CHERNI, Judith. Promotion of Renewable Energy in Latin America: Policy and Lessons. Imperial College, London. 2011.

CHOI, In. Effects of data Aggregation on the Power of Tests for a Unit Root. Economics Letters, v. 40, p. 397-401. 1992.

CHOI, In. Unit root tests for panel data. Journal of International Money and Finance 20, p. 249-272. 2001.

CHOW, Gregory. Tests of Equality Between Sets of Coefficients in Two Linear Regressions. Econometrica, v. 28 (3), p. 591–605. 1960.

CICHANOWICZ, Edward. Discussion and Examples of Entry Barriers in the Electricity Generation Market. Consultant to the American Public Power Association. July, 2008.

CLAESON, Ulrika. Experience Curves for Policymaking: the case of energy technologies. IEA International Workshop, Stuttgart, Germany. 1999.

CLAESON, Ulrika. Using Experience Curve to Analyze the Cost Development of the Combined Cycle Gas Turbine. *In* Experience Curves for Policy Making – The Case of Energy Technologies, Wene *et al* (eds), Stuttgart: Band 67, 2000.

COLPIER, Ulrika; CORNLAND, Deborah. The Economics of the Combined Cycle Gas Turbine – an Experience Curve Analysis. *Energy Policy*, v. 30, p. 309-316. 2002.

COMISSÃO EUROPEIA. Energy for the Future: Renewable Sources of Energy – Green Paper for a Community Strategy. COM(96) 576 final. Brussels, 1996.

COMISSÃO EUROPEIA. Energy for the Future: Renewable Sources of Energy – White Paper for a Community Strategy and Action Plan. COM(97) 599 final. Brussels, 1997a.

COMISSÃO EUROPEIA. Community Competition Law. Official Journal C 372. 1997b.

COMISSÃO EUROPEIA. Merger Cases and Decisions. 2013. Informação disponível em <http://ec.europa.eu/competition/mergers/cases/decisions>, último acesso em 12/10/2013.

CORFO - Chilean Government's Economic Development Agency. Self-supply renewable energy in Chile. Mitigation Momentum Project. Chile, 2013.

COSTA, Claudia. Políticas de Promoção de Fontes Novas e Renováveis para Geração de Energia Elétrica: lições da experiência europeia para o caso brasileiro. Tese para obtenção do título de Doutor em Ciências em Planejamento Energético. Programa de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2006.

COUTURE, Toby; CORY, Karlynn. State Clean Energy Policies Analysis (SCEPA) Project: An Analysis of Renewable Energy Feed-in Tariffs in the United States. National Renewable Energy Laboratory, US Department of Energy. 2009.

COWAN, Robin. Learning Curves and Technology Policy: on Technology Competitions, Lock-In and Entrenchment. *In* Experience Curves for Policy Making – The Case of Energy Technologies, Wene *et al* (eds), Stuttgart: Band 67, 2000.

DAVIDSON, Russell; MACKINNON, James. *Econometric Theory and Methods*. New York: Oxford University Press. p. 623. 2004.

D'AGOSTINO, Ralph; BELANGER, Abert; D'AGOSTINO JR, Ralph. A Suggestion for Using Powerful and Informative Tests of Normality. *American Statistician*, v. 44, p. 316–321. 1990.

DEIGN, Jason. Spain's Feed-In Tariff Cuts Were Based on Incomplete Data, Charge Critics. *Greentech Media*, Apr 14th. 2015. Disponível em <<http://www.greentechmedia.com/articles/read/spains-solar-feed-in-tariff-cuts-were-based-on-nonexistent-reports>>, último acesso em 10/10/2015.

DEPARTMENT OF DEFENSE OF UNITED STATES. Contract Pricing Reference Guides. Volume II - Quantitative Techniques for Contract Pricing. Chapter 7. Defense Procurement and Acquisition Policy. 2012.

DE VANY, Arthur; WALLS, David. Pipeline Access and Market Integration in the Natural Gas Industry: Evidence from Cointegration Tests. *The Energy Journal*, vol. 14, n. 4. 1993.

DICKEY, David; FULLER, Wayne. Distribution of the Estimators for Autoregressive Time Series with a Unit Root. *Journal of the American Statistical Association*, vol. 74, n. 366: 427–431. 1979.

DOORNIK, Jorgen; HANSEN, Henrik. An Omnibus Test for Univariate and Multivariate Normality. *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, v. 70, issue s1. p. 927-939. December, 2008.

DURSTEWITZ, Michael. Experience Curves for Policy Making: The Case of Energy Technologies. IEA International Workshop, Stuttgart, Germany. 1999.

DURSTEWITZ, Michael; HOPPE-KILPPER, Martin. Wind Energy Experience Curve from the German “250 MW Wind” Programme. In *Experience Curves for Policy Making – The Case of Energy Technologies*, Wene *et al* (eds), Stuttgart: Band 67, 2000.

ECOFYS. Financing Renewable Energy in the European Energy Market. Final Report. By order of European Commission, DG Energy. 2011.

EIA – Energy Information Administration. Sources & Uses. 2012. Informação disponível em <www.eia.gov>, último acesso em 05/05/2013.

EIA – Energy Information Administration. Sources & Uses. 2013. Informação disponível em <www.eia.gov>, último acesso em 09/09/2014.

EIA – Energy Information Administration. Sources & Uses. 2014. Informação disponível em <www.eia.gov>, último acesso em 24/05/2015.

EIA – Energy Information Administration. Sources & Uses. 2016. Informação disponível em <www.eia.gov>, último acesso em 18/03/2016.

ELLIOTT, G.; ROTHENBERG, T.; STOCK, J. Efficient tests for an autoregressive unit root. *Econometrica* 64: 813–836. 1996.

ENGLE, Roberts; GRANGER, Clive. Co-Integration and Error Correction: Representation, Estimation, and Testing. *Econometrica*, Vol. 55, n. 2. , p. 251-276. 1987.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia 2030. Ministério de Minas e Energia (MME). 2007.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis - Ano de 2012. EPE-DPG-SDB-Bios NT 01. Abril, 2013.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados. Ministério de Minas e Energia. Brasília, 2014.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional - BEN 2015. Ministério de Minas e Energia. Brasília, 2015.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015. Ministério de Minas e Energia. Brasília, 2016.

ERNST & YOUNG. Global Oil and Gas Tax Guide. 2014.

ESPOSITO, Alexandre; FUCHS, Paulo. Desenvolvimento Tecnológico e Inserção da Energia Solar no Brasil. *Revista do BNDES* nº 40, Dezembro, 2013.

FAAIJ, André; JUNGINGER, Martin. Bioenergy. *In Technological Learning in the Energy Sector – Lessons for Policy Industry and Science*. Martin Junginger *et al* (eds). Northampton: Edward Elgar. 2010.

FARREL, Joseph; SHAPIRO, Carl. Dynamic Competition with Switching Costs. RAND Journal of Economics, v. 19, n. 1. 1998.

FARREL, Patrick; SALIBIAN-BARRERA, Matias; NACZK, Katarzyna. On Tests for Multivariate Normality and Associated Simulation Studies. Journal of Statistical Computation and Simulation, v. 77. 2006.

FERNANDES, Rosangela; BRAGA, Marcelo. Delimitação de Mercado Relevante de Gasolina Comum e Álcool Hidratado nas Regiões Brasileiras: uma Análise via Testes Econométricos. Revista de Economia e Administração, v. 11, n. 3, p. 364-385. Jul/Set, 2012.

FRAUNHOFER Institute Systems and Innovation Research. Monitoring and Evaluation of Policy Instruments to Support Renewable Electricity in EU Member States. Final Report. German Federal Environment Agency Project. 2006.

FTC - Federal Trade Commission. Horizontal Merger Guidelines. 2010.

FTC - Federal Trade Commission. 2013. Cases. Informação disponível em <<https://www.ftc.gov/sites/default/files/documents/cases>>, último acesso em 10/11/2013.

GALBRAITH, John. Countervailing Power. The American Economic Review, v. 44, n. 2. 1954.

GERMAN FEDERAL OFFICE OF ECONOMICS AND EXPORT CONTROL. 2014. Prices. Informação disponível em <<http://www.bafa.de/bafa/en/energy/>>, último acesso em 02/08/2014.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL - GWEC. Global Wind Statistics. 2016.

GLOBAL TRADE ATLAS. Database. 2015. Informação disponível em <http://www.gtis.com/english/GTIS_GTA.html>, último acesso em 29/05/2015.

GOLDEMBERG, José; COELHO, Suani; NASTARI, Plinio; LUCON, Oswaldo. Ethanol Learning Curve – the Brazilian Experience. Biomass and Bioenergy, v. 26, p. 301-304. 2004.

GREEN, Don; WILLHITE, Paul. Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers. SPE Textbook Series Vol. 6, Richardson, TX, USA, 2003.

GRIFFIN, James. OPEC Behaviour: A Test of Alternative Hypothesis. *American Economic Review*, v. 75, p. 945-963. 1985.

GUARDABASSI, Patricia; MIRANDA, Felipe. Renewable Energy Technologies to Improve Energy Access in Brazil. GNESD Renewable Energy Technologies Working Group, UNEP. 2005.

GV AGRO. A Importância do Etanol na Matriz Energética Brasileira e o Desenvolvimento de Minas Gerais. Elaborado para a Secretaria de Estado de Agricultura, Pecuária e Abastecimento de Minas Gerais. Outubro. 2009.

HARMON, Christopher. Experience Curves of Photovoltaic Technology. IR 00-014, IIASA, Laxenburg, Austria. 2000.

HENZE, N.; ZIRKLER, B. A Class of Invariant Consistent Tests for Multivariate Normality. *Communications in Statistics - Theory and Methods*, v. 19, p. 3595–3617. 1990.

HETTINGA, Willem; JUNGINGER, Martin; DEKKER, Stephan; HOOGWIJK, Monique; MCALOON, Andrew; HICKS, Kevin. Understanding the Reductions in US Corn Ethanol Production Costs: an Experience Curve Approach. *Energy Policy*, v. 37, p. 190-203. 2009.

HOEFNAGELS, Ric; BERGEK, Anna; LAKO, Paul. Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) Plants. *In Technological Learning in the Energy Sector – Lessons for Policy Industry and Science*. Martin Junginger *et al* (eds). Northampton: Edward Elgar. 2010.

HUBER, Claus; FABER, Thomas; HAAS, Reinhard; RESCH, Gustav; GREEN, John; ÖLZ, Samanta; WHITE, Sara; CLEIJNE, Hans; RUIJGROK, Walter; MORTHORST, Poul; SKYTTE, Klaus; GUAL, Miguel; DEL RIO, Pablo; HERNÁNDEZ, Félix; TACSIR, Andrés; RAGWITZ, Mario; SCHLEICH, Joachim; ORASCH, Wolfgang; BOKEMANN, Marcus; LINS, Christine. Green-X – Deriving Optimal Promotion Strategies for Increasing the Share of RES-E in a Dynamic European Electricity Market – Final Report. Energy Economics Group (EEG), Vienna University of Technology, Austria. 2004.

IBENHOLT, Karin. Explaining Learning Curves for Wind Power. *Energy Policy*, v. 3, p. 1181-1189. 2002.

IEA. Experience Curves for Energy Technology Policy. International Agency, Paris. 2000.

IEA – International Energy Agency. Gas to Coal Competition in the U.S. Power Sector.

Insight Series. OECD. 2013.

IEA – International Energy Agency. Statistics. 2014. Informação disponível em <<http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=USA&product=electricityandheat&year=2012>>, último acesso em 09/09/2014.

ISOARD, Stéphane; SORIA, Antonio. Technical Change Dynamics: Evidence from the Emerging Renewable Energy Technologies. *Energy Economics*, v. 23, p. 619-636. 2001.

JABER, Mohamad; BONNEY, Maurice. *Applied Mathematical Modelling*, v. 21, p. 523-531. 1997.

JAMASB, Tooraj. Technological change theory and learning curves: progress and patterns in energy technologies. EPRG Winter Research Seminar, University of Cambridge. 2006.

JAQUE, Carlos; BERA, Anil. Efficient tests for normality, homoscedasticity and serial independence of regression residuals: Monte Carlo evidence. *Economics Letters*, v. 7, n. 4, p. 313–318. 1981.

JENSEN, Stine; DANNEMAND, Andersen per. Experience curves in prospective studies. New Technology Foresight, Forecasting and Assessment Methods, Seminar in Seville, Spain. 2004.

JOSKOW, Paul; ROSE, Nancy. The effects of technological change, experience, and environmental regulation on the construction cost of coal-burning generating units. *Rand Journal of Economics*, v. 16, 1. 1985.

JUNGINGER, Martin; FAAIJ, Andre; TURKENBURG, Wim. Global Experience Curves for Wind Farms. *Energy Policy*, v. 33, p. 133-150. 2005.

JUNGINGER, Martin; LAKO, Paul; NEIJ, Lena; ENGELS, Wouter; MILBORROW, David. Onshore Wind Energy. *In Technological Learning in the Energy Sector – Lessons for Policy Industry and Science*. Martin Junginger *et al* (eds). Northampton: Edward Elgar. 2010a.

JUNGINGER, Martin; SARK, Wilfried van; KAHOUALI-BRAHMI, Sondes; SCHAEFFER, Gerrit. The Experience Curve Approach: History, Methodological Aspects and Applications. *In Technological Learning in the Energy Sector – Lessons for Policy Industry and Science*. Martin Junginger *et al* (eds). Northampton: Edward Elgar. 2010b.

JUNGINGER, Martin; SUURS, Roald; VERBONG, Geert; SCHAEFFER, Gerrit. Putting Experience Curves in Context: Links to and Between Technology Development, Market Diffusion, Learning Mechanisms and Systems Innovation Theory. *In Technological Learning in the Energy Sector – Lessons for Policy Industry and Science*. Martin Junginger *et al* (eds). Northampton: Edward Elgar. 2010c.

JUNGINGER, Martin; WEISS, Martin; SARK, Wilfried van; FAAJ, André. Overview and Comparison of Experience Curves for Energy Technologies. *In Technological Learning in the Energy Sector – Lessons for Policy Industry and Science*. Martin Junginger *et al* (eds). Northampton: Edward Elgar. 2010d.

JUSELIUS, Mikael; STENBACKA, Rune. The Relevant Market for Production and Wholesale of Electricity in the Nordic Countries: An Econometric Study. HECER – Helsinki Center of Economic Research. Discussion Paper n. 222. ISSN 1795-0562. May. 2008.

KAHOULI, Sondes. Effects of Technological Learning and Uranium Price on Nuclear Cost: Preliminary Insights from a Multiple Factors Learning Curve and Uranium Market Modeling. *Energy Economics*, v. 33, p. 840-852. 2011.

KAHOULI-BRAHMI, Sondes. Technological Learning in Energy-Environment-Economy Modelling: a Survey. *Energy Policy*, v. 36, n. 1, p. 138-162. 2008.

KAHOULI-BRAHMI, Sondes. Testing for the Presence of Some Features of Increasing Returns to Adoption Factors in Energy System Dynamics: An Analysis via the Learning Curve Approach. *Ecological Economics*, v. 68, p. 1195-1212. 2009.

KIM, Dong; CHANG, Hyun. Experience Curve Analysis on South Korean Nuclear Technology and Comparative Analysis with South Korean Renewable Technologies. *Energy Policy*, v. 40, p. 361-373. 2012.

KLAASSEN, G; MIKETA, A; LARSEN, K; SUNDQVIST, T. The Impact of R&D on Innovation for Wind Energy in Denmark, Germany and the United Kingdom. *Ecological Economics*, v. 54(2-3), p. 227-240. 2005.

KLEIBERGEN, Frank; PAAP, Richard. Generalized Reduced Rank Tests Using the Singular Value Decomposition. *Journal of Econometrics*, v. 133, p. 97-126. 2006.

KPMG. Taxes and Incentives for Renewable Energy. KPMG International. June. 2012.

KOBOS, Peter; ERICKSON, Jon; DRENNEN, Tomas. Technological learning and renewable energy costs: implications for US renewable energy policy. *Energy Policy*, v. 34, p. 1645–1658. 2006.

KOPPE, Jair; COSTA, João. A Lavra de Carvão e o Meio Ambiente em Santa Catarina. *In: Carvão Brasileiro: Tecnologia e Meio Ambiente*, org. Paulo Soares, Maria dos Santos e Mario Possa. CETEM, Rio de Janeiro. 2008.

KOST, Christoph; THOMSEN, Jessica; SCHLEGL, Thomas. Market Entrance of PV Industry in Emerging Markets. Disponível em <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/konferenzbeitraege/konferenzbeitraege-2012/27th-eupvsec/Kost_6CV.4.42.pdf>, último acesso em 03/06/2015.

KOUVARITAKIS, Nikolaos; SORIA, Antonio; ISOARD, Stephane. Modelling energy technology dynamics: methodology for adaptative expectations model with learning-by-doing and learning-by-searching. *International Journal of Global Energy Issues*, v. 14 (1-4), p. 104–115. 2000.

KRAWIEC, Frank; THORNTON, John; EDESESS, Michael. An Investigation of Learning Curves and Experience Curves. Solar Energy Research Institute, U.S. Department of Energy. 1980. Disponível em <<http://www.nrel.gov/docs/legosti/old/459.pdf>>, último acesso em 07/03/2013.

KWIATKOWSKI, D.; PHILLIPS, P.; SCHMIDT, P.; SHIN, Y. Testing the Null Hypothesis of Stationarity Against the Alternative of a Unit Root. *Journal of Econometrics*, 54, 159-178. 1992.

LA TOUR, Arnaud; GLACHANT, Matthieu; MÉNIÈRE, Yann. Innovation and International Technology Transfer: The Case of the Chinese Photovoltaic Industry. *Energy Policy*, v. 39, issue 2, p. 761-770. February, 2011.

LAGE, Elisa; PROCESSI, Lucas. Panorama do Setor de Energia Eólica. *Revista do BNDES*, v. 39, p. 183-206. Junho, 2013.

LAKO, Paul; JUNGINGER, Martin; NEIJ, Lena; ENGELS, Wouter; LENSINK, Sander. Offshore Wind Energy. *In Technological Learning in the Energy Sector – Lessons for Policy Industry and Science*. Martin Junginger *et al* (eds). Northampton: Edward Elgar. 2010a.

LAKO, Paul; VAN HEEK, Alik; ROTHWELL, Geoffrey. Nuclear Power. *In Technological Learning in the Energy Sector – Lessons for Policy Industry and Science*. Martin Junginger *et al* (eds). Northampton: Edward Elgar. 2010b.

LAKO, Paul; YEH, Sonia; VAN DEN BROEK, Machteld. Pulverized Coal-fired Power Plants. *In Technological Learning in the Energy Sector – Lessons for Policy Industry and Science*. Martin Junginger *et al* (eds). Northampton: Edward Elgar. 2010c.

LEIDREITER, Anna. German Renewable Energy Act Reform is not a “Feed-in Tariff 2.0”. World Future Council. Apr, 9th. 2014. Disponível em <<http://power-to-the-people.net/2014/04/german-renewable-energy-act-reform-is-not-a-feed-in-tariff-2-0/>>, último acesso em 11/10/2015.

LEITE, Rogério; CORTEZ, Luís. O Etanol Combustível no Brasil. Embrapa, Repositório. 2013.

LENSINK, Sander; KAHOUALI-BRAHMI, Sondes; SARK, Wilfried van. The Use of Experience Curves in Energy Models. *In Technological Learning in the Energy Sector – Lessons for Policy Industry and Science*. Martin Junginger *et al* (eds). Northampton: Edward Elgar. 2010.

LEWIS, Joanna. Building a National Wind Turbine Industry: Experiences from China, India and South Korea. *International Journal of Technology and Globalisation*, v. 5, n. 3/4, 2011.

LINDMAN, Asa; SÖDERHOLM, Patrik. Wind Power Learning Rates: a Conceptual Review and Meta-Analysis. *Energy Economics*, v. 34, p. 754-761. 2012.

LIPMAN, Timothy; SPERLING, Daniel. Forecasting the Costs of Automotive PEM Fuel Cells Systems – Using Bounded Manufacturing Progress Functions. *In Experience Curves for Policy Making – The Case of Energy Technologies*, Wene *et al* (eds), Stuttgart: Band 67, 2000.

LISBOA, Marcos; LATIF, Zeina. Democracy and Growth in Brazil. Insper Working Paper WPE 331. 2013. Disponível em <<http://www.insper.edu.br/working-papers/working-papers-2013/democracy-and-growth-in-brazil/>>, último acesso em 10/10/2015.

LIU, Jialu; GOLDSTEIN, Don. Understanding China's Renewable Energy Technology Exports. *Energy Policy*, v. 52, p. 417-428. January, 2013.

LOITER, Jeffrey; NORBERG-BOHM, Vicky. Technology Policy and Renewable Energy: Public Roles in the Development of New Energy Technologies. *Energy Policy*, v. 27, n. 2, p. 85-97. 1999.

MABRO, Robert. OPEC and the Price of Oil, *The Energy Journal*, v. 13, p. 1-17. 1991.

MACKAY, R.; PROBERT, S. Likely Market-Penetrations of Renewable Energy Technologies. *Applied Energy*, v. 59 (1), p. 1-38. 1998.

MARYLAND PIRG FOUNDATION. The High Cost of Nuclear Power. March. 2009.

MAYCOCK, Paul; WAKEFIELD, G. Business Analysis of Solar Photovoltaic Energy Conversion. Texas Instruments Incorporated, Dallas, TX. 1975.

MANKIEW, Gregory. Smart Taxes: An Open Invitation to Join the Pigou Club. *Eastern Economic Journal*, v. 35, p. 14-23. 2009.

MCDONALD, Alan; SCHRATTENHOLZER, Leo. Learning Rates for Energy Technologies. *Energy Policy*, 29(4), p. 255-61. 2001.

MCT - Ministério de Ciência e Tecnologia. Gastos com P&D do Setor Público e Privado Nacional. 2014. Informação disponível em <http://www.mct.gov.br/indicadores_var/tabelaBrasil.php?idioma=pt_br&var=brasil&varid=DISP.PD&from=indicadores>, último acesso em 07/12/2014.

MÉJEAN, Aurélie; HOPE, Chris. Modelling the Costs of Energy Crops: a Case Study of US Corn and Brazilian Sugar Cane. *Energy Policy*, v. 38, p. 547-561. 2010.

METRO, Paul. Structure of Natural Gas Market Sector in the United States. Pennsylvania Public Utility Commission. 2005.

MIKETA, Asami; SCHRATTENHOLZER, Leo. Experiments with a Methodology to Model the Role of R&D Expenditures in Energy Technology Learning Process: First Results. *Energy Policy*, v. 32, p. 1679-1692. 2004.

MILANEZ, Artur; NYKO, Diego; GARCIA, Jorge; REIS, Brunno. O Déficit de Produção de Etanol no Brasil entre 2012 e 2015: Determinantes, Consequências e Sugestões de Política. *BNDES Setorial - Biocombustíveis*, v. 35, p. 277-302. 2011.

MOSIÑO, Alejandro. Producing Energy in a Stochastic Environment: Switching From Non-Renewable to Renewable Resources. *Resource and Energy Economics*, v. 34, issue 4, p. 413-430. 2012.

MOURA, Bruno. O Papel do Açúcar e da Gasolina da Determinação dos Preços de Etanol no Brasil. Dissertação de mestrado da COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2014.

NEMET, Gregory. Beyond the Learning Curve: Factors Influencing Cost Reductions in Photovoltaics. *Energy Policy*, v. 34, p. 3218-3232.

NEIJ, Lena. Use of Experience Curves to Analyse the prospects for diffusion: a study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. *Energy Policy*, v. 36(6), p. 2200-2211. 1997.

NEIJ, Lena. Cost Dynamics of Wind Power. *Energy*, v. 24, p. 375-389. 1999.

NEIJ, Lena. Experience Curves for Wind Turbines. *In Experience Curves for Policy Making – The Case of Energy Technologies*, Wene *et al* (eds), Stuttgart: Band 67, 2000.

NERC North American Electric Reliability Corporation. 2008-2017 Regional and National Peak Demand and Energy Forecasts Bandwidths. Load Forecasting Working Group of the Reliability Assessment Subcommittee. August. 2008.

NEWHEY, Whitney; WEST, Kenneth. Automatic Lag Selection in Covariance Matrix Estimation. *Review of Economic Studies*, v. 61, p. 671-653. 1994.

NIKLAUSA, Amanda; INCHAUSPE, Julian. How Increased Crude Oil Demand by China and India Affects the International Market. Curtin University, Perth, Australia. Australia Conference of Economists. 2012.

NUCLEAR BANKS. Nuclear Companies. 2010. Informação disponível em <<http://www.nuclearbanks.org/#/nuclear%20companies>>, último acesso em 24 de setembro de 2014.

OECD. Market Competition in the Nuclear Industry. Nuclear Energy Agency - NEA No. 6246. 2008.

OIL & GAS JOURNAL. OGJ 150/100. September 1, 2014.

OLIVEIRA, Luiz. Indústria de Etanol no Brasil: uma Estrutura de Mercado em Mudança. Dissertação de Mestrado em Desenvolvimento Econômico, do Departamento de Economia, na Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2009.

ONS - Operador Nacional do Sistema. Histórico de intercâmbio entre as regiões. 2016. Informação disponível em http://www.ons.org.br/historico/intercambio_entre_regioes_out.aspx, último acesso em 25/03/2016.

OTSWALD, Phillip; REISDORF, John. Measurement of Technology Progress and Capital Cost for Nuclear, Coal-Fired, and Gas-Fired Power Plants Using the Learning Curve. *Engineering and Process Economics*, v. 4, p. 435-454. 1979.

PARENTE, Virginia; GOLDEMBERG, José; ZILES, Roberto. Comments on Experience Curves for PV Modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 10, p. 571-574. 2002.

PAPINEAU, Maya. An Economic Perspective on Experience Curves and Dynamic Economies in Renewable Energy Technologies. *Energy Policy*, v. 34, p. 422-432. 2006.

PHILLIPS, Peter; PERRON, Pierre. Testing for a Unit Root in Time Series Regression. *Biometrika*, vol. 75, n. 2: 335–346. 1988.

PINDYCK, Robert; RUBINFELD, Daniel. *Microeconomia*. Quarta Edição, São Paulo: MAKRON Books. 1999.

PLATZER, Michaela. U.S. Wind Turbine Manufacturing: Federal Support for an Emerging Industry. Congressional Research Service 7-5700, R42023. December, 2012.

PLATZER, Michaela. U.S. Solar Photovoltaic Manufacturing: Industry Trends, Global Competition, Federal Support. Congressional Research Service 7-5700, R42509. January, 2015.

POPONI, Daniele. Analysis of Diffusion Paths for Photovoltaic Technology Based on Experience Curves. *Solar Energy*, v. 74, p. 331-340. 2003.

PSR. Renewable Energy Auctions: The Brazilian Experience. World Bank – IFC – ESMAP workshop on How to Choose Appropriate Incentives to Deploy Renewable Energy and Increase Energy Efficiency: Use of Feed-in Tariffs and Competitive Mechanisms. January. 2012.

RENEWABLE FUELS ASSOCIATION. Industry Statistics, Ethanol Industry 2010. 2011. Informação disponível em <<http://cta.ornl.gov/bedb/biofuels.shtml>>, último acesso em 10/10/2015.

RICOSTI, Juliana; SAUER, Ildo. An Assessment of Wind Power Prospects in the Brazilian Hydrothermal System. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 19, p. 742-753. 2013.

ROGNER, Holger; MCDONALD, Alan. The Future of Nuclear Power: A Global and Regional Outlook. International Atomic Energy Agency - IAEA, 2008.

SANTIS, Roberto. Crude Oil Price Fluctuations and Saudi Arabian Behaviour. *Kieler Arbeitspapiere*, Working Paper n. 1014. Kiel Institute for the World Economy. 2000.

SARK, Wilfried van; NEMET, Gregory; KAHOUALI-BRAHMI, Sondes; NEIJ Lena; WENE, Clas-Otto. General Aspects and Caveats of Experience Curve Analysis. *In Technological Learning in the Energy Sector – Lessons for Policy, Industry and Science*, Junginger et al (eds), Northampton: Edward Elgar Publishing Inc., 2010a.

SARK, Wilfried van; NEMET, Gregory; SCHAEFFER, Gerrit; ALSEMA, Erik. Photovoltaic solar energy. *In Technological Learning in the Energy Sector – Lessons for Policy, Industry and Science*, Junginger et al (eds), Northampton: Edward Elgar Publishing Inc., 2010b.

SAUER, David. Measuring Economic Markets for Imported Crude Oil. *Energy Journal* 15, v. 2, p. 107-123. 1994.

SAUMA, Enzo. Políticas de Fomento a Las Energías Renovables no Convencionales em Chile. Centro de Políticas Públicas de La Pontificia Universidad Catolica de Chile. *Temas de La Agenda Pública*, Año 7, n. 52. 2012.

SEAE - Secretaria de Acompanhamento Econômico; SDE - Secretaria de Direito Econômico. Portaria Conjunta SEAE/SDE nº 50, de 1º de Agosto de 2001. Ministério da Fazenda e Ministério da Justiça. 2001.

SEIA - Solar Energy Industries Association. Annual Market Reports. 2010

SEIA - Solar Energy Industries Association. Annual Market Reports. 2011.

SEIA - Solar Energy Industries Association. Annual Market Reports. 2012.

SEIA - Solar Energy Industries Association. Annual Market Reports. 2013.

SHRIEVES, Ronald. Geographic market areas and market structure in the bituminous coal industry. *The Antitrust Bulletin* 23, p. 589–625. 1978.

SIMAS, Moana; PACCA, Sergio. Energia eólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável. *Estudos Avançados*, v. 27 (77). 2013.

SIMON, Carl; BLUME, Lawrence. *Matemática para economistas*. Porto Alegre: Bookman, 2004. Reimpressão 2008.

SISSINE, Fred. Renewable Energy R&D Funding History: A Comparison with Funding for Nuclear Energy, Fossil Energy, and Energy Efficiency R&D. Congressional Research Service Report, RS 22858. 2012.

SÖDERHOLM, Patrick; SUNDQVIST, Thomas. Empirical Challenges in the Use of Learning Curves for Assessing the Economic Prospects of Renewable Energy Technologies. *Renewable Energy*, v. 32, n. 15, p. 2559-2579. 2007.

STACKELBERG, Heinrich. *Market Structure and Equilibrium*. Translated by Damien Bazin, Lynn Urch and Rowland Hill. New York: Springer-VerlagWien. 1934.

STATISTA. Statistics. 2013. Informação disponível em <<http://www.statista.com/statistics/280705/leading-oil-companies-worldwide-based-on-daily-oil-production-2012/>>, último acesso em 02/11/2013.

STIGLER, Georgy; SHERWIN, Robert. The extent of the market. *Journal of Law and Economics*, vol. 28, n. 3, p. 555-585. The University of Chicago Press. 1985.

STOLKES, Leah. The Politics of Renewable Energy Policies: The case of feed-in tariffs in Ontario, Canada. *Energy Policy*, v. 56, p. 490-500. 2013.

STURM, Roland. Nuclear Power in Eastern Europe. *Energy Economics*, July, p. 183-189. 1993.

TAHVONEN, Olli; SALO, Seppo. Economic Growth and Transitions Between Renewable and Nonrenewable Energy Resources. *European Economic Review*, v. 45, p. 1379-1398. 2001.

TATIYA, Ratan. Surface and Underground Excavations - Methods, Techniques and Equipment. Taylor and Francis Group, London, UK. 2005.

THE ECONOMIST. What has gone wrong with Germany's energy policy. Dec, 14th. 2014. Informação disponível em <<http://www.economist.com/blogs/economist-explains/2014/12/economist-explains-10>>, último acesso em 10/10/2015.

THE WIND POWER. Owners. Informação disponível em <http://www.thewindpower.net/actors_owners_en.php>, último acesso em 02/12/2014.

TSUCHIYA, Haruki. Learning Curve Cost Analysis for Model Building of Renewable Energy in Japan. *In* Experience Curves for Policy Making – The Case of Energy Technologies, Wene *et al* (eds), Stuttgart: Band 67, 2000.

UNICA – União da Indústria de Cana de Açúcar. Produção de Etanol em mil m³, entre 1980 e 2011. 2012. Disponível em <www.unica.com.br/unicadata>, último acesso em 05/05/2013.

UNICA – União da Indústria de Cana de Açúcar. Safra de Etanol para Principais Estados Produtores entre 1980 e 2014. 2015. Disponível em <www.unica.com.br/unicadata>, último acesso em 06/07/2015.

US CENSUS BUREAU. 2000 Census of Population and Housing - Population and Housing Units Count. US Department of Commerce, Economics and Statistics Administration. April. Washington, DC: 2014.

US DEPARTMENT OF LABOR, MINE SAFETY AND HEALTH ADMINISTRATION. 2012. Quaterly Employment Mine and Coal Production Report. Informação disponível em <<http://www.eia.gov/coal/>>, último acesso em 02/11/2014.

VAN DEL BROEK, Machteld; HOEFNAGELS, Ric; RUBIN, Edward; TURKENBURG, Wim; FAAIJ, André. Effects of Technological Learning on Future Cost and Performance of Power Plants with CO₂ capture. *Progress in Energy and Combustion Science*, v. 35, n. 6, p. 457-480. 2009.

VAN DEN WALL BAKE, Douwe; JUNGINGER, Martin; FAAIJ, André; POOT, Tom; WALTER, Arnaldo. Explaining the Experience Curve: Cost Reductions for Brazilian Ethanol from Sugarcane. *Biomass and Bioenergy*, v; 33(4), p. 644-658. 2009.

VERDE, Stefano. Mergers and Energy: New Emerging Market Structure and Competition Issues. Luiss “Guido Carli” University, Roma, Italy. 2008. Disponível em

<<http://www.siepi.univpm.it/sites/www.siepi.univpm.it/files/siepi/papers/20060609-Verde.pdf>>, acesso em 11/10/2013.

VERGARA, Walter; DEEB, Alejandro; TOBA, Natsuko; CRAMTON, Peter; LEINO, Irene. Wind Energy in Colombia - A Framework for Market Entry. World Bank Study. Washington. July, 2010.

VILLAR, Jose; JOUTZ, Frederick. The Relationship Between Crude Oil and Natural Gas Prices. EIA – Energy Information Administration, Office of Oil and Gas. 2006.

WANG, Zhongmin; XUE, Qing. The Market Structure of Shale Gas Drilling in the United States. Resources for the Future, Discussion Paper, p. 14-21. Washington, 2014.

WATANABE, Chihiro; WAKABAYASHI, Kouji; MIYAZAWA, Toshinori. Industrial Dynamism and the Creation of Virtuous Cycle Between R&D, Market Growth and Price Reduction: the Case of Photovoltaic Power Generation (PV) Development in Japan. *Technovation*, v. 20, p. 299-312. 2000.

WATANABE, Chihiro. Industrial Dynamism and the Creation of Virtuous Cycle. *In* Experience Curves for Policy Making – The Case of Energy Technologies, Wene *et al* (eds), Stuttgart: Band 67, 2000.

WENE, Clas-Otto. Experience curves for energy technology policy. ISBN:92-64-17650-0, International energy agency (IEA)/OCDE, Paris, France. 2000.

WESTERLUND, Joakim; PERSYN, Damiaan. Error-correction-based cointegration tests for panel data. *The Stata Journal* 8, Number 2, pp. 232–241. 2008.

WILLIAMS, Robert; TERZIAN, Gregory. A benefit/cost analysis of accelerated development of photovoltaic technology. Report No. 281, Princeton University, NJ, USA. 1993.

WITTE, Jan. State and Trends of Public Energy and Electricity R&D – A Transatlantic Perspective. GPPi Policy Paper, n. 4. 2009.

WORLDWATCH INSTITUTE. Biofuels for Transport - Global Potential and Implications for Sustainable Energy and Agriculture. London: Earthscan. 2007.

WRIGHT, Paul. Factors Affecting the Costs of Airplanes. *Journal of Aeronautical Sciences*, v. 3, p. 122-128. 1936.

YEH, Sonia; RUBIN, Edward. A Centurial History of Technological Change and Learning Curves for Pulverized Coal-Fired Utility Boilers. *Energy*, v. 32, p. 1996-2005. 2006.

YU, Chang.; SARK, Wilfried; ALSEMA, Erik. Unraveling the Photovoltaic Technology Learning Curve by Incorporation of Input Price Changes and Scale Effects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, p. 324-337. 2011.

ZAGO, Simone. LOCK, Fernando. Uma Reflexão sobre os Aspectos Positivos e Negativos da Nova Modalidade de Licitação: Pregão Eletrônico. *Sociais e Humanas*, Santa Maria, v. 20, edição especial, p. 191-198. 2007.

ZHANG, Da; CHAI, Qimin; ZHANG, Xiliang; HE, Jiankun; DONG, Xiufen; WU, Shu. Economica Assessment of Large-Scale Photovoltaic Power Development in China. *Energy*, v. 40, p. 370-375. 2012.

ZWANN, Bob van der; RABL, Ari. The Learning Potential of Photovoltaics: Implications for Energy Policy. *Energy Policy*, v. 32, p. 1545-1554. 2004.

ZWANN, Bob van der; RIVERA-TINOCO, Rodrigo; LENSINK, Sander; OOSTERKAMP, Paul van den. Cost Reductions for Offshore Wind Power: Exploring the Balance Between Scaling, Learning and R&D. *Renewable Energy*, v. 41, p. 389-393. 2012.

APÊNDICE

APÊNDICE A - Testes de raiz unitária

No teste Dickey-Fuller, busca-se verificar se a série é não estacionária, ou seja, se o coeficiente ρ da equação abaixo é igual à unidade:

$$y_t = \rho y_{t-1} + u_t$$

Subtraindo y_{t-1} dos dois lados da equação, tem-se que:

$$\Delta y_t = (\rho - 1)y_{t-1} + u_t$$

Logo, pode-se testar se ρ é igual à unidade ou se o termo entre parêntesis da equação acima é estatisticamente igual a zero. Caso seja significativo, quer dizer que há presença de raiz unitária.

Pode-se incluir no teste uma constante, uma tendência determinística ou ambos, de forma que as equações seriam as seguintes, respectivamente:

$$\Delta y_t = \alpha_0 + (\rho - 1)y_{t-1} + u_t$$

$$\Delta y_t = \alpha_1 t + (\rho - 1)y_{t-1} + u_t$$

$$\Delta y_t = \alpha_0 + \alpha_1 t + (\rho - 1)y_{t-1} + u_t$$

A inclusão da constante equivale a dizer que a série oscila em torno de um valor médio constante. Já a inclusão da tendência significa que a série costuma retornar para uma tendência determinística. Cada uma das equações tem seus valores críticos, que dependem do tamanho da amostra.

Há outro teste de raiz unitária, o teste Phillips-Perron, o qual permite ordens de autocorrelação acima de 1. O teste é robusto a não especificação da ordem de autocorrelação e à heterocedasticidade. Porém, conforme relatado por Davidson e MacKinnon (2004), o teste de Phillips-Perron apresenta desempenho pior em amostras pequenas do que o teste de Dickey-Fuller.

APÊNDICE B - Teste de Fisher para raiz unitária em painel

A inflexibilidade dos testes anteriores de raiz unitária para painel limitava suas aplicações, de modo que Choi (2001) propõe testes que podem ser usados sob pressupostos mais gerais. Primeiro, os testes que se propõem são concebidos para um tamanho de amostra finito (N), bem como para tamanhos que tendam ao infinito. Em segundo lugar, os testes de Choi possuem como pressuposto que cada grupo do painel tem diferentes tipos de componentes estocásticos. Em terceiro lugar, a hipótese de que todos os painéis possuem a mesma abrangência temporal é relaxada. Em quarto lugar, a alternativa na qual certos grupos têm uma raiz unitária e outros não possuem nenhuma é considerada pelos testes de Choi.

Quando N é finito, os testes são consistentes contra a alternativa de que ao menos um grupo não tem uma raiz unitária. Quando N tende ao infinito, o número de grupos que não tem uma raiz unidade deve crescer à mesma taxa que o N para os testes serem coerentes.

A ideia principal para dos testes é combinar os p -valores de um teste de raiz unitária (Dickey Fuller ou Phillips Perron) aplicado para cada grupo de *cross-section*. A utilização de p -valores para elaborar testes tem uma longa história na meta-análise, que se preocupa com métodos quantitativos para a combinação de evidências estatísticas através de estudos independentes. Esta abordagem de combinar p -valores permite conceber testes de raiz unitária em painel sob hipóteses mais gerais.

APÊNDICE C - Teste de cointegração

Um método bastante utilizado para determinar a integração do mercado é um modelo de correção de erros introduzido por Engle e Granger (1987). O modelo de correção de erros incorpora uma relação de cointegração de longo prazo, resultando no fato de que duas séries de preços cointegradas não se afastam persistentemente. O modelo também considera a velocidade de ajuste dos parâmetros que mede o quão rápido os preços vão convergir para o nível de equilíbrio de longo prazo em caso de um choque de preços em um dos mercados.

Considerando duas séries de preços, p_i e p_j , que são não estacionárias e requerem ser diferenciadas uma vez para gerar estacionariedade, a transformação linear das duas séries originais pode resultar em uma série que é estacionária, I (1):

$$p_{j,t} - \alpha - \beta p_{i,t} = \varepsilon_t$$

Se esta transformação linear existe entre p_i e p_j , as séries são consideradas cointegradas na medida em que a regressão indica que a diferença entre as séries de tempo, $p_{j,t} - \beta p_{i,t}$, está variando de forma aleatória em torno de um nível fixo (ENGLE e GRANGER, 1987). Quando for este o caso, é possível fazer a distinção entre a relação entre o p_i e p_j de longo e de curto prazo. A relação de curto prazo descreve os desvios de p_i e p_j de suas tendências de longo prazo. A relação de longo prazo capta a relação de cointegração, em que as séries se movem juntas em torno de um nível fixo. O vetor $[1-\beta]$ capta a relação de cointegração entre as duas séries de preços. Quando a cointegração entre as séries de tempo é evidente, há uma indicação de um mercado único.

O modelo que diferencia a relação de longo prazo e de curto prazo na análise de séries temporais não estacionárias tem sido amplamente conhecido como o mecanismo de correção de erros (ECM):

$$\Delta p_{j,t} = \beta \Delta p_{j,t-k} + \beta \Delta p_{i,t-k} + \delta EC_{t-1} + \varepsilon_t$$

Onde k representa os lags e o termo EC representa o vetor de correção de erros, que adota a seguinte forma:

$$EC_{t-1} = p_{j,t-1} - \alpha - \beta p_{i,t-1}$$

Este termo capta o desvio do equilíbrio de longo prazo e o coeficiente δ mede a velocidade de ajustamento, isto é, quanto tempo leva para a série de tempo voltar ao nível de equilíbrio no caso de um choque de preços em uma região. Os coeficientes β_i e β_j representam as contrapartidas de curto prazo para a solução de longo prazo.

O teste de Engle e Granger utiliza uma estimativa de Mínimos Quadrados Ordinários (MQO) padrão para o relacionamento de longo prazo entre as duas séries de preço. A fim de concluir se as séries de preços são cointegradas, os resíduos da estimativa MQO têm de obedecer ao critério da estacionariedade. Quando for este o caso, os resíduos resultantes da relação de cointegração são incorporados no mecanismo de correção de erros (ECM) e a equação consiste apenas de variáveis estacionárias, tornando possível aplicar procedimentos de estimação padrão.

APÊNDICE D - Teste de cointegração em painel

Westerlund (2008) desenvolveu quatro testes de cointegração de painel que são baseados na dinâmica estrutural e na dinâmica dos resíduos e, portanto, não impõem qualquer restrição. A ideia consiste em testar a hipótese nula de não cointegração por inferir se o termo de correção de erros em um modelo de painel é igual a zero. Os testes estão normalmente distribuídos e são gerais o suficiente para acomodar a dinâmica específica de curto prazo da unidade, a tendência e os parâmetros de inclinação específicos de unidade e a interdependência dentro da *cross-section*. Dois testes foram concebidos para testar a hipótese alternativa de que o painel é cointegrado como um todo, enquanto que os outros dois testam a alternativa de que, pelo menos, uma unidade de painel é cointegrada.

O teste de correção de erros pode ser assim escrito:

$$\Delta y_{it} = \delta^{dt} + \alpha_i(y_{it-1} - \beta'x_{it-1}) + \sum_{j=1}^{p_i} \alpha_{ij}\Delta y_{it-j} + \sum_{j=-q_i}^{p_i} \gamma_{ij}\Delta x_{it-j} + \varepsilon_{it}$$

Sendo que:

$t = 1, \dots, T$ (unidades de série temporal)

$i = 1, \dots, N$ (unidades de *cross-section*)

dt = componentes determinísticos, que podem ser zero, conter uma constante ou conter uma constante e uma tendência

Pode-se reescrever o teste da seguinte maneira:

$$\Delta y_{it} = \delta'_i d_t + \alpha_i y_{it-1} - \lambda'_i x_{it-1} + \sum_{j=1}^{p_i} \alpha_{ij} \Delta y_{it-j} + \sum_{j=-q_i}^{p_i} \gamma_{ij} \Delta x_{it-j} + \varepsilon_{it}$$

Sendo que:

$$\lambda'_i = -\alpha_i \beta'_i$$

O parâmetro α_i determina a velocidade a que o sistema volta ao equilíbrio após um choque súbito. Se $\alpha_i < 0$, então há correção de erro, o que implica que y_{it} e x_{it} são cointegrados. Se α_i

= 0, então não há correção de erro e, portanto, não há cointegração. Assim, pode-se definir a hipótese nula de não cointegração como $H_0: \alpha_i = 0$ para todo i . A hipótese alternativa H_1 ou H_2 depende do que está a ser assumido sobre a homogeneidade de α_i . Dois dos testes, chamados de “testes de grupo médio”, não exigem que os α_i sejam iguais, o que significa que H_0 é testado contra $H_1: \alpha_i < 0$ para pelo menos um i . O segundo par de testes, conhecidos como “testes de painel”, presume que α_i é igual para todos i e, portanto, são concebidos para testar H_0 contra $H_2: \alpha_i = \alpha < 0$ para todo i . Assume-se ainda que os erros sejam independentes em ambos, i e t .

APÊNDICE E - Concentração do mercado de carvão por bacia nos Estados Unidos

Tabela 51. Participação de mercado do mercado de Appalachia Central

Appalachia Central	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Consolidation Coal Company	9.884.517	5,3%
ICG	7.784.888	4,2%
Elk Run Coal Company Inc	7.303.038	3,9%
Frasure Creek Mining Llc	5.299.816	2,9%
Paramont Coal Company Virginia	3.747.507	2,0%
Alex Energy Inc	3.664.065	2,0%
Hobet Mining Llc	3.617.919	2,0%
Mingo Logan Coal Company	3.291.560	1,8%
Progress Coal	3.168.486	1,7%
Phoenix Coal-Mac Mining Inc	2.981.368	1,6%
Rockspring Development Inc	2.972.383	1,6%
Coal River Mining Llc	2.786.687	1,5%
Marfork Coal Company Inc	2.708.396	1,5%
Apogee Coal Company Llc	2.696.744	1,5%
Perry County Coal Corporation	2.563.504	1,4%
Cliffs Logan County Coal, Llc	2.522.166	1,4%
Revelation Energy Llc	2.506.862	1,4%
Excel Mining Llc	2.456.433	1,3%
Lone Mountain Processing Inc	2.094.276	1,1%
Nally & Hamilton Enterprises I	1.975.391	1,1%

Appalachia Central	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Enterprise Mining Company Llc	1.925.253	1,0%
Blue Diamond Coal Company	1.913.119	1,0%
Speed Mining, Llc	1.842.978	1,0%
Pine Branch Coal Sales Inc	1.711.125	0,9%
James River Coal Service Compa	1.671.115	0,9%
Cumberland River Coal Company	1.662.030	0,9%
Cam Mining Llc	1.594.142	0,9%
Matrix Energy Llc	1.573.252	0,9%
Rockhouse Energy Mining	1.562.085	0,8%
Premier Elkhorn Coal Company	1.513.304	0,8%
Mccoy Elkhorn Coal Corp	1.484.090	0,8%
Mammoth Coal Co	1.456.354	0,8%
Brody Mining Llc	1.443.090	0,8%
Newtown Energy Inc	1.435.261	0,8%
Kentucky Fuel Corporation	1.428.176	0,8%
Bledsoe Coal Corporation	1.420.278	0,8%
Spartan Mining Company Inc	1.391.880	0,8%
Licking River Mining Llc	1.386.082	0,7%
Dynamic Energy Inc	1.373.249	0,7%
Apex Energy Inc	1.364.038	0,7%
Aracoma Coal Company Inc	1.342.580	0,7%
Eagle Creek Mining Llc	1.342.505	0,7%
A & G Coal Corporation	1.313.421	0,7%
Extra Energy, Inc.	1.274.571	0,7%
Pinnacle Mining Company Llc	1.272.150	0,7%
Argus Energy Wv Llc	1.243.806	0,7%
Martin County Coal Corp	1.198.918	0,6%
B & W Resources Inc	1.191.057	0,6%
Maple Coal Co	1.177.650	0,6%
Midland Trail Energy Llc	1.112.010	0,6%
Kingston Mining, Inc.	1.109.326	0,6%
Pine Ridge Coal Company Llc	1.078.515	0,6%
Premium Energy Llc	1.035.204	0,6%
Simmons Fork Mining, Inc.	1.001.537	0,5%
Humphreys Enterprises Inc	988.398	0,5%
Sapphire Coal Company	980.657	0,5%
Gateway Eagle Coal Company, Ll	973.586	0,5%
Hanover Resources Llc	970.948	0,5%
Xmv, Inc.	955.961	0,5%

Appalachia Central	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Cloverlick Coal Company Llc	952.972	0,5%
North Fork Coal Corporation	951.664	0,5%
Stillhouse Mining Llc	949.805	0,5%
Pocahontas Coal Company Llc	941.870	0,5%
Legacy Resources Llc	920.107	0,5%
Remington Llc	888.887	0,5%
Rum Creek Coal Sales Inc	876.156	0,5%
Guest Mountain Mining Corporat	862.266	0,5%
Eastern Associated Coal Llc	844.468	0,5%
Dominion Coal Corporation	841.872	0,5%
West Virginia Mine Power, Inc	826.748	0,4%
Justice Energy Company Inc	819.632	0,4%
Brooks Run Mining Company, Llc	801.251	0,4%
White Buck Coal Company	799.099	0,4%
Surface Minerals Company	772.667	0,4%
Fox Knob Coal Company Inc	771.499	0,4%
Locust Grove, Inc.	766.403	0,4%
Ed Coal Inc	744.018	0,4%
Atlantic Leaseco, Llc	739.400	0,4%
Contract Highwall Mining Llc	731.667	0,4%
Bundy Auger Mining Inc	731.070	0,4%
Dickenson-Russell Coal Co Llc	728.637	0,4%
Raven Crest Contracting, Llc	711.357	0,4%
Clintwood Elkhorn Mining Compa	705.488	0,4%
Big Run Mining, Inc	696.168	0,4%
Highland Mining Company	689.166	0,4%
White Flame Energy Inc	688.939	0,4%
Mayo Resources Inc	657.544	0,4%
Black Hawk Mining Llc	653.560	0,4%
Sidney Coal Company Inc	643.722	0,3%
Knox Creek Coal Corp	616.178	0,3%
Road Fork Development Company	608.144	0,3%
Hubble Mining Company Llc	605.306	0,3%
Virginia Fuels Corporation	605.063	0,3%
Independence Coal Company Inc	582.504	0,3%
Twin Star Coal Company Inc	562.286	0,3%
Pritchard Mining Co Inc.	555.455	0,3%
Double Bonus Coal Company	500.901	0,3%
Panther Mining Llc	495.517	0,3%

Appalachia Central	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
T & T Energy, Llc	474.614	0,3%
Bluestone Coal Corporation	461.814	0,2%
Dorchester Coal Co. L. P.	460.745	0,2%
Coalgood Energy Co	453.348	0,2%
Process Energy	451.837	0,2%
Mountainside Coal Company Inc	430.556	0,2%
Mountain Edge Mining Inc	417.144	0,2%
Kopper Glo Mining, Llc	404.117	0,2%
Bluff Spur Coal Corporation	399.429	0,2%
South Akers Mining Company Llc	396.641	0,2%
Little Eagle Coal Company Llc	394.380	0,2%
Big Laurel Mining Corporation	384.107	0,2%
Mill Branch Coal Corporation	382.534	0,2%
Stollings Trucking Co., Inc.	382.046	0,2%
C K Coal Corp	369.411	0,2%
S E L A H Corporation	355.777	0,2%
Banner Blue Coal Company	355.701	0,2%
Cave Spur Coal Llc	343.068	0,2%
Rex Coal Company Inc.	342.877	0,2%
Alpha & Omega Coal Company Llc	340.231	0,2%
Jarrell's Branch Coal Company	331.623	0,2%
Baylor Mining Inc	330.633	0,2%
Development Services Inc	330.173	0,2%
Cobra Natural Resources Llc	327.859	0,2%
Inman Energy	321.180	0,2%
Coalburg Enterprises Inc.	314.430	0,2%
M3 Energy Mining Company	307.764	0,2%
Bell County Coal Corporation	299.536	0,2%
Osaka Mining Corporation	298.618	0,2%
Power Mountain Coal Company	297.365	0,2%
Cheyenne Elkhorn Coal Co Inc	296.196	0,2%
Cdr Operations Inc	293.005	0,2%
Chafin Branch Coal Co Llc	281.737	0,2%
Catenary Coal Company Llc	281.354	0,2%
Patriot Mining Company Inc	266.866	0,1%
Premium Coal Company Inc	266.401	0,1%
Liggett Mining Llc	265.258	0,1%
Rhino Eastern Llc	264.175	0,1%
Pay Car Mining Inc	260.953	0,1%

Appalachia Central	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Alden Resources Llc	242.173	0,1%
Yellow Rose Coal, Llc	236.473	0,1%
Tennco Energy, Inc.	229.555	0,1%
Rock N Roll Coal Company Inc	228.155	0,1%
Fools Gold Energy Corp	228.057	0,1%
Nine Mile Mining Inc.	225.817	0,1%
Rio Group, Inc.	218.534	0,1%
Clas Coal Company Inc	218.256	0,1%
Eagle Coal Company Inc	212.233	0,1%
Redhawk Mining Llc	203.588	0,1%
Laurel Coal Corp.	196.446	0,1%
Fairbanks Coal Company Inc	195.849	0,1%
Old Dominion Energy Inc	191.625	0,1%
Four Star Resources Llc	190.056	0,1%
Manalapan Mining Company Inc	186.924	0,1%
Parton Bros. Contracting Inc.	186.069	0,1%
Mountain Top Hydroseeding Inc	183.447	0,1%
Jarisa, Inc.	181.128	0,1%
Viking Acquisition Group, Llc	179.578	0,1%
Mrm Mining Inc	174.776	0,1%
Green Hill Mining Inc	174.029	0,1%
Long Branch Energy	173.254	0,1%
Tackett Creek Mining Inc	170.259	0,1%
Blackstone Coal Company Llc	168.153	0,1%
Pompey Coal Corporation	166.714	0,1%
K And D Mining Inc.	160.997	0,1%
Deane Mining Llc	159.267	0,1%
Jamieson Construction Company	157.341	0,1%
Cbl Mining Llc	156.950	0,1%
Hanna Coal Co., Inc.	156.388	0,1%
Appalachian Highwall Mining Ll	151.260	0,1%
Keystone	150.572	0,1%
Dags Branch Coal Co Inc	148.105	0,1%
Infinity Energy Incorporated	146.271	0,1%
Cavalier Mineral Inc	144.934	0,1%
Middle Fork Development Servic	144.163	0,1%
Dixie Fuel Company Llc	139.952	0,1%
Cedar Creek Coal Llc	134.039	0,1%
Neco Energy Inc	129.192	0,1%

Appalachia Central	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Omega Mining	127.753	0,1%
Regent Allied Carbon Energy, I	126.222	0,1%
Jet Coal Company Inc	124.871	0,1%
Indeva Mng. Co. Inc.	124.845	0,1%
Trc Mining Corp	120.712	0,1%
Glen Alum Operations, Llc	118.240	0,1%
True Energy Fuels Llc	115.529	0,1%
B & H Coal Co Inc	115.238	0,1%
Lago Mining, Llc	114.815	0,1%
C & A Coal Company	108.951	0,1%
Magoffin Co. Coal Corporation	105.213	0,1%
Gr Mining Inc	105.055	0,1%
Jean Coal Co. Llc	104.588	0,1%
F-M Coal Corp	103.481	0,1%
C W Augering Inc	102.282	0,1%
Solid Energy Mining Company	101.576	0,1%
Frontier Coal Company, Inc.	98.305	0,1%
Black Diamond Coal Co.	96.404	0,1%
L C & C Energy Incorporated	95.365	0,1%
Sally Ann Coal Company Inc	92.257	0,0%
Rs Mining Inc	90.314	0,0%
Raw Coal Mining Company, Inc.	90.213	0,0%
D & C Mining Corporation	87.410	0,0%
Falcon Coal Corporation	87.237	0,0%
Sturgeon Mining Co., Inc.	86.509	0,0%
Robert Clear Coal Corporation	85.341	0,0%
S & H Mining, Inc.	84.860	0,0%
Onyx Energy, Llc	82.274	0,0%
Owlco Energy Llc	81.452	0,0%
Clear Development, Llc	80.611	0,0%
Black Fire Energy Inc	79.911	0,0%
New Jet Llc	79.079	0,0%
Superior Mining, Llc	77.981	0,0%
Rivers Edge Mining Inc	77.877	0,0%
Williams Bros. Coal Co., Inc.	76.904	0,0%
Sanw, Inc	75.260	0,0%
The Raven Company, Inc.	75.005	0,0%
Harlan Cumberland Coal Company	74.702	0,0%
Clark Mining, Inc	74.261	0,0%

Appalachia Central	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
H & D Coal Co., Inc.	73.385	0,0%
Inspiration Resources Inc	70.989	0,0%
Lo Down Energy, Inc.	70.363	0,0%
Bee, B & B, Llc	69.203	0,0%
Appalachian Contractors Inc.	66.216	0,0%
Abundance Coal Inc	66.170	0,0%
Ambush Mining Inc	65.079	0,0%
Harold Keene Coal Co. Inc.	63.687	0,0%
Covol Engineered Fuels	63.592	0,0%
Estep Coal Co Inc	62.373	0,0%
Harman Branch Mining Inc	62.065	0,0%
A B & J Coal Company, Inc.	61.567	0,0%
Little Seam Mining Co.	61.504	0,0%
Linsco Energy Llc	58.305	0,0%
Woodman Three Mine, Inc.	54.870	0,0%
C S & S Coal Corporation	53.129	0,0%
Dfm Coal, Llc	52.457	0,0%
Pioneer Coal Inc.	51.040	0,0%
Four O Mining Corporation	50.962	0,0%
Kincaid Enterprises Inc	50.827	0,0%
Coal Creek Mining, Llc	50.826	0,0%
Calico Coal Inc	48.850	0,0%
Mine Rite Coal Co Inc	48.376	0,0%
Skyway Strip, Inc	47.134	0,0%
Bristol Coal Corp	46.022	0,0%
Roadway Unlimited Llc	45.371	0,0%
Wolf Creek Coal Corp Llc	41.479	0,0%
A & M Coal Co., Inc.	41.031	0,0%
Black Fuel Energy Ll	40.943	0,0%
G & R Augering Inc	40.404	0,0%
Dacoal Mining, Inc.	39.774	0,0%
Capital Coal Corporation	39.055	0,0%
Chief Mining Inc	37.824	0,0%
Noble Construction	37.001	0,0%
Darty Leasing, Inc.	36.694	0,0%
Black Pearl Mining, Inc	34.958	0,0%
Emlyn Coal Processing Llc	34.533	0,0%
Solid Fuel Inc.	34.527	0,0%
Administrative Services Inc	34.489	0,0%

Appalachia Central	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Chestnut Land Holdings, Llc	32.336	0,0%
Chad Coal Corp	32.155	0,0%
D & D Mining Inc	29.758	0,0%
Rain Coal Company Llc	29.324	0,0%
Cobalt Coal Corp Mining, Inc	28.659	0,0%
Db Coal Mining, Llc	26.976	0,0%
Pike Floyd Mining, Inc.	25.610	0,0%
Oak Ridge Energy Inc	25.581	0,0%
North American Auger Mining In	24.791	0,0%
Tim Marcum & Sons, Inc.	23.991	0,0%
Silver Slate Llc	23.018	0,0%
Red Bush Llc	22.804	0,0%
Corbin Mining Llc	21.929	0,0%
Cobra Mining Inc	20.902	0,0%
Viper Coal Llc	19.892	0,0%
D J Coal Inc	19.410	0,0%
Mg Energy Llc	18.840	0,0%
Vision Coal, Inc.	18.790	0,0%
Resurrection Coal Company, Inc	18.614	0,0%
Jaymax Coal Resources Llc	18.355	0,0%
Mountain Reclamation & Constru	18.011	0,0%
Landfall Mining, Incorporated	16.645	0,0%
Gray's Excavating Inc	15.704	0,0%
Stony Fork Mining, Inc.	15.460	0,0%
Rhyno Corp Llc	15.146	0,0%
Asher's Quality Coal Corporati	14.581	0,0%
Phipps Excavating Llc	14.087	0,0%
Denali Energy Group, Llc	13.363	0,0%
N & N Mining, Llc	12.758	0,0%
Mountain Source Energy, Llc	12.562	0,0%
Able Mining Incorporated	12.469	0,0%
Coal Mac Inc	12.256	0,0%
D & R Coal, Inc.	11.669	0,0%
Brem Coal Co Llc	11.507	0,0%
Halco Services L L C	10.525	0,0%
Barnette Energy, Llc	10.496	0,0%
Pia Company, Inc.	10.169	0,0%
Whitnick & P Coal Co., Llc	10.132	0,0%
Wca Coal Augering, Inc.	10.005	0,0%

Appalachia Central	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Fastrac Mining Llc	9.776	0,0%
Mineral Logistics, Llc	9.193	0,0%
K-Jac Energy Inc	8.951	0,0%
Faith Resources, Inc.	8.848	0,0%
Coal Operator 1 Llc	8.837	0,0%
Mare Development Llc	8.822	0,0%
W & F Contract Augering Inc	8.784	0,0%
Southeastern Coal In	8.206	0,0%
Mt View Resources Inc	8.152	0,0%
Affinity Coal Company, Llc	8.071	0,0%
Jordan Construction	8.036	0,0%
J & L Auger Inc	7.844	0,0%
Mercy Mining Llc	7.812	0,0%
Mountain Energy Holdings, Llc	7.469	0,0%
Triple G Coal Company, Inc.	7.132	0,0%
Ridgeline Coal Llc	7.130	0,0%
Caldwell Trailblazer, Llc	6.813	0,0%
C & B Coal, Llc	6.287	0,0%
Triple H Coal, Llc	6.058	0,0%
Eagle Ridge Development Group	6.040	0,0%
Labco, Llc	5.742	0,0%
Pallas Highwall Mining Llc	5.682	0,0%
Jackson Coal Company Inc	5.478	0,0%
B & B Energy, Llc	5.195	0,0%
Rockhampton Energy Llc	4.911	0,0%
Black Light Energy Llc	4.713	0,0%
Big Sandy Resources Inc	4.558	0,0%
Bitco Resources Inc	4.049	0,0%
B & R Construction	4.011	0,0%
Adams Companies, Llc	3.884	0,0%
Blue Ridge Mining, Llc	3.676	0,0%
Blair Coal Co Inc.	3.655	0,0%
Stone Ridge Resources Inc.	3.394	0,0%
Evans Coal Corp	3.178	0,0%
Brier Creek Coal Co. Llc	3.000	0,0%
Fleenor Inc	2.987	0,0%
American Coal Energy Llc	2.894	0,0%
Resources Limited, Llc	2.796	0,0%
Hendrickson Drilling Llc	2.657	0,0%

Appalachia Central	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Nichol Auger Mining, Llc	2.625	0,0%
Augustus Augering & Contractin	2.300	0,0%
Tiacme, Llc	1.948	0,0%
Black Forest Coal Llc	1.859	0,0%
Ed Gaunt	1.730	0,0%
T & J Coal Brokers Inc	1.655	0,0%
B & B Coal Company Inc	889	0,0%
Circle L Land Co., Inc.	794	0,0%
Greasy Mining Llc	765	0,0%
Pine Creek Mining, Inc.	748	0,0%
Twilight Energy Llc	684	0,0%
Hood Coal Corp	203	0,0%
TOTAL	184.991.423	100,0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013).

Tabela 52. Participação de mercado do mercado de Appalachia Northern

Appalachia Northern	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Consol Coal Company	51.369.645	38,7%
Newmont (Rosebud Mining Company)	8.866.094	6,7%
American Energy Corporation	7.080.629	5,3%
The Ohio Valley Coal Company	6.415.744	4,8%
Cumberland River Coal Company	6.185.076	4,7%
Oxford Mining Co Llc	5.039.775	3,8%
Eastern Associated Coal Llc	3.744.764	2,8%
Emerald Coal Resources Lp	3.713.206	2,8%
Dana Mining Company Llc	2.634.422	2,0%
Buckingham Coal Company	2.511.379	1,9%
Brooks Run Mining Company Llc	2.504.056	1,9%
Amfire Mining Company Llc	2.422.004	1,8%
Mettiki Coal Wv, Llc	2.317.564	1,7%
Wolf Run Mining Company	1.891.553	1,4%
Roxcoal Inc	1.810.722	1,4%
Pbs Coals Inc	1.426.536	1,1%
Hopedale Mining Llc	1.344.737	1,0%
ICG	1.103.402	0,8%
Vindex Energy Corporation	1.059.993	0,8%
Amerikohl Mining Inc	977.264	0,7%
Sands Hill Mining Llc	890.438	0,7%

Appalachia Northern	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Ohio American Energy Incorpora	832.380	0,6%
Harrison Resources Llc	791.060	0,6%
Arj Construction Company Inc	617.988	0,5%
Carter Roag Coal Company	606.361	0,5%
Cambria Fuel Management Compan	587.659	0,4%
Keystone	526.585	0,4%
Patriot Mining Company Inc	521.721	0,4%
B & N Coal Inc	504.270	0,4%
Sterling Mining Corporation	450.710	0,3%
Yellow Bush Mining Llc	443.552	0,3%
Ten-Mile Coal Co., Inc.	422.255	0,3%
Waterloo Coal Co., Inc.	420.859	0,3%
Res Coal Llc	350.321	0,3%
Neiswonger Construction Inc.	335.292	0,3%
Northern Son Inc	299.392	0,2%
Red Bone Mining Company	290.281	0,2%
Blaschak Coal Corp	289.429	0,2%
Beechwood Coal Llc	280.676	0,2%
Tunnel Ridge, Llc	275.227	0,2%
Heritage Coal & Natural Resour	266.122	0,2%
E P Bender Coal Company	246.584	0,2%
P & N Coal Company Inc	235.734	0,2%
Tri-Star Mining Inc	227.758	0,2%
Steyer Fuel Mining Co Inc	224.665	0,2%
Fisher Mining Company	222.923	0,2%
Hoffman Mining Inc	220.769	0,2%
River Hill Coal Company Inc	217.309	0,2%
Warquier Coal Company	210.041	0,2%
Shafer Brothers Construction I	202.190	0,2%
Kimble Clay & Limestone	194.587	0,1%
Quality Aggregates Inc	189.569	0,1%
Falls Creek Energy Company Inc	175.274	0,1%
Rfi Energy Inc	172.445	0,1%
Junior Coal Contracting Inncor	171.076	0,1%
Reading Anthracite Company	168.473	0,1%
Black Hawk Mining Inc	146.174	0,1%
Lehigh Anthracite Coal, Llc	141.975	0,1%
Fieg Brother's Coal Co.	141.880	0,1%
Mulligan Mining, Inc.	141.155	0,1%

Appalachia Northern	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Sherpa Mining Contractors, Inc	140.069	0,1%
Forcey Coal Inc	134.972	0,1%
Wilson Creek Energy Llc	127.795	0,1%
Ritchie Trucking & Excavating,	121.907	0,1%
Steuben Coal - Anthony Mining,	117.570	0,1%
G & S Coal Company Inc	107.889	0,1%
Coal Loaders Incorporate	107.837	0,1%
Uae Coalcorp Associates	107.355	0,1%
Marquise Mining Corporation	103.632	0,1%
Michael Coal Company Inc.	102.704	0,1%
Strishock Coal Company	101.147	0,1%
Coal Contractors (1991) Inc	100.943	0,1%
Original Fuels Inc	99.893	0,1%
United Coals, Inc	99.865	0,1%
Valley Mining, Inc.	96.517	0,1%
East Run Coal Co	91.919	0,1%
Jeddo Coal Company	83.135	0,1%
Hepburnia Coal Company Inc	82.331	0,1%
Britt Energies Inc	81.065	0,1%
Mallard Contracting Company In	69.324	0,1%
Savage Mountain Minerals, Inc.	67.702	0,1%
Beacon Resources Inc.	67.378	0,1%
Duckworth Coal Inc	64.591	0,0%
Bedrock Mines Lp	59.729	0,0%
King Coal Sales Inc	57.227	0,0%
Swisher Contracting Inc	56.092	0,0%
Ben Hal Mining	55.272	0,0%
Tamburlin Brothers Coal Compan	53.733	0,0%
Penn Development Services, L.P	53.649	0,0%
W T Fetterolf Coal Co	53.589	0,0%
Nesco Inc	52.288	0,0%
Jeffco Resources, Inc.	49.968	0,0%
Tuscarora Mines & Minerals Cor	49.120	0,0%
Walker Brothers Mining, Inc.	48.764	0,0%
E E & S Auger Mining Inc	48.387	0,0%
Bell Corp	48.066	0,0%
J & J	44.921	0,0%
Selkirk Enterprises Llc	44.544	0,0%
Albert F. Stiffler	43.573	0,0%

Appalachia Northern	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Allegheny Enterprises Inc	43.261	0,0%
Lp Mineral Llc	42.908	0,0%
Larry D Baumgardner Coal Compa	41.026	0,0%
Wpo, Inc	39.926	0,0%
Whitey Wash Enterprises	39.906	0,0%
Reichard Contracting, Inc.	37.817	0,0%
Joe Kuperavage Coal Co.	36.590	0,0%
Susquehanna Coal Company	35.842	0,0%
Laoc Corporation	33.760	0,0%
Leonard W. Yenzi Company	33.502	0,0%
Sky Haven Coal Inc	32.326	0,0%
Clise Coal Company Inc	31.991	0,0%
Maryland Energy Resources, Llc	29.995	0,0%
Hanover Resources Llc	29.694	0,0%
Timber Coal Company, Llc	29.586	0,0%
Double H Mining Co Inc	29.585	0,0%
Laurel Sand & Stone Incorporat	29.314	0,0%
Kellar Augering Inc	27.684	0,0%
K. M. P. Associates, Inc.	27.026	0,0%
Hilltop Coal Company	26.353	0,0%
Sidwell Materials Inc.	26.344	0,0%
Mountaineer Mining Corporation	26.239	0,0%
Coal Innovations Llc	26.103	0,0%
Joseph Kuperavage Coal Company	24.877	0,0%
Kuperavage Ent Inc/Tuscarora C	24.831	0,0%
Grove City Materials	24.761	0,0%
Black Cat Coal, Llc	24.578	0,0%
Hammond Mining Company Inc	23.548	0,0%
T & B Excavating Inc.	22.553	0,0%
A J Freno Auger Mining Llc	22.065	0,0%
Gale Mining Company	22.016	0,0%
Twin Brook Coal Inc.	20.499	0,0%
K & A Mining	19.594	0,0%
Beth Mining Co.	19.585	0,0%
Cobra Mining Inc	19.567	0,0%
Timothy A. Keck	19.191	0,0%
Carline Coal Co. Inc.	18.874	0,0%
Penn-Ohio Coal	18.498	0,0%
D. Molesevich & Sons Construct	17.960	0,0%

Appalachia Northern	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Gold Resources L L C	17.814	0,0%
Mashuda Corporation	17.522	0,0%
K K Coal Llc	17.374	0,0%
Gary Gioia Coal Co.	17.107	0,0%
Hardway Coal Company Inc	16.099	0,0%
Pennsylvania Coal Reclamation,	16.055	0,0%
Daniel J. Patterson	15.578	0,0%
Silverbrook Anthracite Inc	14.522	0,0%
Ten-A-Coal Company	14.463	0,0%
Alverda Enterprises, Inc.	14.269	0,0%
White Pine Coal Company, Inc.	13.424	0,0%
E O J Inc	13.388	0,0%
Cookport Coal Company Inc	13.078	0,0%
Brocius Coal Augering Llc	13.036	0,0%
Lone Eagle Coal Company Inc	12.928	0,0%
Park Mine Coal Company	12.603	0,0%
Rostosky Coal Company Llc	12.186	0,0%
Hynoski Bros Excavating Inc	11.822	0,0%
John Shingara	11.754	0,0%
Charles L Swenglish & Sons Coa	11.536	0,0%
B & B Coal Company Inc	11.420	0,0%
D & L Coal Company Inc	11.404	0,0%
South Tamaqua Coal Pockets, In	11.389	0,0%
David L Patterson Jr	11.240	0,0%
Ancient Sun Inc	10.544	0,0%
Tedco, Incorporated	10.540	0,0%
Rjc Kohl Inc	10.161	0,0%
R S & W Coal Company Inc	9.896	0,0%
Ccc Augering, Inc.	9.789	0,0%
F & M Coal Company	9.199	0,0%
Jett Contracting Company	8.748	0,0%
Finney Enterprises Inc	8.076	0,0%
Kasubick Brothers Coal Co.	7.434	0,0%
Philip Reese Coal Company Inc	7.418	0,0%
M S M Coal Company Inc	7.360	0,0%
Pine Mountain Coal Company, In	6.945	0,0%
Black Diamond Mining Inc	6.927	0,0%
Enercorp Inc	6.921	0,0%
Warren C Hartman Contractor	6.693	0,0%

Appalachia Northern	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Char-Pac Coal Co Llc	6.594	0,0%
Simpson Coal Company	6.417	0,0%
Luke Shingara Coal	6.405	0,0%
Bear Gap Coal	6.392	0,0%
Fossil Fuel Inc	5.848	0,0%
Rausch Creek Coal Mining Llc	5.807	0,0%
Alfred Brown Coal Company	5.259	0,0%
C & S Coal Llc	5.086	0,0%
Jurassic Energy, Inc	5.084	0,0%
Ramm Coal Inc	4.721	0,0%
D & D Mining Inc	4.548	0,0%
R B Contracting	4.394	0,0%
Roy Coal Co.	4.296	0,0%
S & M Coal Company	4.009	0,0%
Boca Coal Inc	3.987	0,0%
Rebekah Coal Company, Inc.	3.676	0,0%
R H Dotts Contracting Llc	3.394	0,0%
New Centerville Stone And Sand	3.327	0,0%
K B Coal Inc	3.175	0,0%
Stash Mining Company	3.119	0,0%
Mountaintop Coal Mining Inc	2.945	0,0%
Myers & Supko	2.651	0,0%
Wv Industrial Servic	2.563	0,0%
Olde Buck Run Coal Company Inc	2.458	0,0%
Ferlitch Construction Inc	2.417	0,0%
Abm Mining Co. Inc	2.141	0,0%
State Industries Inc	2.078	0,0%
Pioneer Aggregates Inc	1.971	0,0%
Fair Coal Company, Llc	1.933	0,0%
Madera Enterprise, Inc.	1.692	0,0%
Steve Patterson Llc	1.673	0,0%
Neumeister Coal Company	1.568	0,0%
Larry Fahr Coal Company	1.532	0,0%
D & F Deep Mine	1.410	0,0%
J C Drilling & Ditching	1.316	0,0%
V P Smith Co Inc	1.311	0,0%
Melvin L. Schaney	1.288	0,0%
F K Z Coal Inc	972	0,0%
J C Coal Inc	934	0,0%

Appalachia Northern	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Hudson Anthracite Inc	868	0,0%
Robert Shingara Coal	796	0,0%
Commonwealth Environmental Sys	396	0,0%
T L H Coal Co.	233	0,0%
TOTAL	132.859.307	100,0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013).

Tabela 53. Participação de mercado do mercado de Appalachia Southern

Appalachia Southern	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Walter Industries	8.788.454	45,3%
Drummond Company Inc	1.764.796	9,1%
Shannon, Llc	1.515.972	7,8%
National Coal Of Alabama Inc	949.745	4,9%
Taft Coal Sales & Associates I	848.490	4,4%
Cedar Lake Mining, Inc	603.013	3,1%
Reed Minerals Inc	579.918	3,0%
Oak Grove Resources Llc	526.267	2,7%
Tuscaloosa Resources Inc	515.444	2,7%
Birmingham Coal & Coke Co Inc	464.119	2,4%
Southland Resources, Inc.	382.887	2,0%
C & H Mining Company Inc	376.728	1,9%
Covol Engineered Fuels	306.033	1,6%
M S & R Equipment Company, Inc	284.040	1,5%
Yeshic, Llc	256.824	1,3%
Tacoa Minerals Llc	234.663	1,2%
Xinergy Corp.	171.689	0,9%
Quality Coal Company, Inc.	155.021	0,8%
Cahaba Resources Llc	115.878	0,6%
Best Coal Inc	110.361	0,6%
Rac Mining Llc	98.530	0,5%
R J R Mining Company Inc	90.599	0,5%
Haley Brothers Coal Inc	74.584	0,4%
Warrior Coal, Llc	58.509	0,3%
Mcoal Corporation	37.069	0,2%
Prospect Mining And Developmen	26.362	0,1%
Alabama Carbon, Llc	18.752	0,1%
D & E Mining Llc	9.829	0,1%
Thompson South 1 Llc	6.159	0,0%

Appalachia Southern	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Travis Creek Energy, Llc	5.835	0,0%
C. Clay, Inc.	4.439	0,0%
TOTAL	19.381.009	100,0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013).

Tabela 54. Participação de mercado do mercado de Illinois Basin

Illinois Basin	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Peabody	41.638.474	35,8%
Mach Mining Llc	7.226.500	6,2%
Armstrong Coal Company Inc	6.972.850	6,0%
The American Coal Company	6.746.257	5,8%
Warrior Coal, Llc	5.450.646	4,7%
Knight Hawk Coal Llc	4.071.061	3,5%
Webster County Coal Llc	3.600.109	3,1%
Gibson County Coal Llc	3.376.883	2,9%
Hopkins County Coal Llc	3.335.001	2,9%
Sunrise Coal Llc	3.297.226	2,8%
Solar Sources Inc	2.829.315	2,4%
Black Panther Mining Llc	2.667.948	2,3%
Five Star Mining Inc	2.457.960	2,1%
Triad Mining Inc	2.430.550	2,1%
ICG	2.344.959	2,0%
Big Ridge Inc	2.234.623	1,9%
Oxford Mining Co Llc	2.233.104	1,9%
White County Coal, Llc	2.199.078	1,9%
Advent Mining Llc	2.130.480	1,8%
Maryan Mining Llc	1.829.122	1,6%
Kenamerican Resources Inc	1.758.880	1,5%
Friendsville Mine Llc	1.275.023	1,1%
Tri County Coal, Llc	934.682	0,8%
M-Class Mining Llc	892.612	0,8%
Patton Mining Llc	491.227	0,4%
Western Kentucky Minerals, Inc	405.487	0,3%
Eagle Ridge Development Group	300.914	0,3%
Vigo Coal Operating Co., Inc	300.295	0,3%
Covol Engineered Fuels	268.773	0,2%
Black Nugget Llc	165.782	0,1%
Boyd And Sons Construction, Llc	147.566	0,1%

Illinois Basin	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
North American Auger Mining In	123.223	0,1%
S.I. Energy Llc	85.973	0,1%
Jarvis Coal Llc	64.047	0,1%
Elk Run Coal Company Inc	58.191	0,0%
Illinois Fuel Company Llc	52.923	0,0%
B & M Recovery	33.392	0,0%
K. D. Crain & Sons, Inc.	22.948	0,0%
Valley Mining, Inc.	13.643	0,0%
TOTAL	116.467.727	100,0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013).

Tabela 55. Participação de mercado do mercado de Interior

Interior	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Luminant Mining Company Llc	32.610.148	60,1%
Texas Westmoreland Coal Co.	4.221.546	7,8%
The Sabine Mining Company	4.041.305	7,4%
Dolet Hills Lignite Company Ll	3.864.700	7,1%
Kiewit Mining Group, Inc.	3.204.153	5,9%
Mississippi Lignite Mining Com	2.746.744	5,1%
Walnut Creek Mining Company	1.826.445	3,4%
South Central Coal Company, In	534.986	1,0%
Continental Coal Inc	464.738	0,9%
Farrell-Cooper Mining Company	404.159	0,7%
Brakefield Equipment Inc	254.087	0,5%
Phoenix Mining Company	112.331	0,2%
Comer Mining Company	6.719	0,0%
Joshua Coal Company	2.987	0,0%
TOTAL	54.295.048	100,0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013).

Tabela 56. Participação de mercado do mercado de Powder River Basin

Powder River Basin	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Peabody	148.212.934	32,0%
Arch Coal (Thunder Basin Coal Company		24,9%

Powder River Basin	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Llc)	114.971.528	
Alpha Coal West, Inc.	49.947.061	10,8%
Cordero Mining Llc	39.455.590	8,5%
Antelope Coal Llc	37.060.246	8,0%
Kiewit Mining Group, Inc.	24.967.006	5,4%
Spring Creek Coal Llc	19.080.552	4,1%
Western Energy Company	8.784.828	1,9%
Western Fuels	5.776.092	1,2%
Wyodak Resources Development C	5.691.756	1,2%
Westmoreland	5.556.872	1,2%
Decker Coal Company	3.095.747	0,7%
TOTAL	462.600.212	100,0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013).

Tabela 57. Participação de mercado do mercado de Uinta Region

Uinta Region	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Arch Coal	17.737.524	38,9%
Peabody	7.748.909	17,0%
West Ridge Resources Inc	3.565.890	7,8%
Energy West Mining Company	3.142.701	6,9%
Oxbow Mining, Llc	3.007.833	6,6%
Colowyo Coal Company L P	2.537.904	5,6%
Trapper Mining Inc	2.484.106	5,5%
Bowie Resources Llc	2.235.055	4,9%
Blue Mountain Energy	1.983.581	4,4%
Castle Valley Mining Llc	571.956	1,3%

Uinta Region	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Hidden Splendor Resources Inc	370.150	0,8%
Utah American Energy, Inc.	156.201	0,3%
TOTAL	45.541.810	100,0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013).

Tabela 58. Participação de mercado do mercado de Western

Western	Produção (ton curtas)	Participação de mercado
Peabody	18.183.542	22,9%
The Coteau Properties Company	13.639.122	17,2%
Bhp Navajo Coal Company	7.866.832	9,9%
Falkirk Mining Company	7.477.211	9,4%
Signal Peak Energy Llc	5.135.570	6,5%
Westmoreland	4.921.894	6,2%
Bridger Coal Company	4.464.825	5,6%
Bni Coal Ltd	4.191.399	5,3%
San Juan Coal Company	3.983.025	5,0%
Black Butte Coal Company	3.274.768	4,1%
Dakota Westmoreland Corp	2.923.687	3,7%
Usibelli Coal Mine Inc	2.148.926	2,7%
Gcc Energy Llc	618.132	0,8%
Western Fuels	360.009	0,5%
ICG	255.619	0,3%
Grass Creek Coal Company	28.738	0,0%
New Elk Coal Company Llc	17.701	0,0%
TOTAL	79.491.000	100,0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EIA (2013).

APÊNDICE F - Participações societárias nas usinas de hidroeletricidade no Brasil

Tabela 59. Participação societária de Norte Energia

Norte Energia	Participação
Eletrobras	15.0%
Chesf	15.0%

Eletronorte	20.0%
Petros	10.0%
Funcef	10.0%
Neoenergia	10.0%
Amazônia (Cemig e Light): 9,77%	9.8%
Vale	9.0%
Sinobras	1.0%
J.Malucelli Energia	0.3%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 60. Participação societária de Consórcio Energia Sustentável do Brasil

Consórcio Energia Sustentável do Brasil	Participação
GDF SUEZ (40%), que agora se chama ENGIE	40.0%
Eletrobras Eletrosul (20%)	20.0%
Eletrobras Chesf (20%)	20.0%
Mizha Participações S.A. (20%) - mitsui	20.0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 61. Participação societária de Consórcio Madeira Energia

Consórcio Madeira Energia	Participação
Furnas Centrais Elétricas	39.0%
Caixa FIP Amazônia Energia	20.0%
Odebrecht Energia do Brasil	18.6%
SAAG Investimentos	12.4%
CEMIG Geração e Transmissão	10.0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 62. Participação societária de CESP

CESP	Participação
Estado de São Paulo	36.0%
Blackrock inc	3.2%
HSBC London	7.9%
Eletrobras	2.1%
Cia Paulista de Parcerias	4.2%
Outros	46.6%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 63. Participação societária de Tractebel

TRACTEBEL	Participação
GDF Suez	68.7%
Banco Clássico	10.0%
Outros	21.3%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 64. Participação societária de Consórcio Teles Pires Energia Eficiente

Consorcio Teles Pires Energia Eficiente	Participação
Grupo Neoenergia	50.1%
Eletrobras Eletrosul	24.5%
Eletrobras Furnas	24.5%
Odebrecht Participações e Investimentos	0.9%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 65. Participação societária de CEMIG

CEMIG	Participação
Estado de Minas Gerais	17.0%
MGI	6.2%
AGC Energia	14.4%
ADR	22.4%
Demais acionistas	39.8%
Tesouraria, ao portador, conselho de adm	0.1%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 66. Participação societária de Amazônia

Amazônia	Participação
CEMIG	74.5%
Light Sesa	25.5%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 67. Participação societária de EDP

EDP	Participação
China Three Gorges	21.4%
Capital Group Companies	15.1%
Oppidum	7.2%

BlackRock	5.0%
Senfora BV	4.1%
Grupo BCP	2.4%
Sonatrach	2.4%
Qatar Investment Authority	2.3%
EDP	0.6%
Outros	39.6%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 68. Participação societária de SESA

SESA	Participação
CEMIG	26.1%
BNDES	9.4%
Rio Minas Energia	13.0%
Luce Empreendimentos	13.0%
Público	38.5%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 69. Participação societária de Foz do Chapecó

Foz do Chapecó	Participação
CPFL Energia	51.0%
Eletrobras Furnas	40.0%
CEEE-GT	9.0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 70. Participação societária de Terra Nova

Terra Nova	Participação
EDP	33.3%
Eletrobras Furnas	33.3%
China Three Gorges	33.3%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 71. Participação societária de BAESA

BAESA (Barra Grande)	Participação
Alcoa Alumínio	42.2%
CPFL Geração	25.0%

DME Energética	8.8%
Camargo Corrêa Cimentos	9.0%
CBA Cia Brasileira de Alumínio	15.0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 72. Participação societária de Furnas

Furnas	Participação
Eletrobras	100.0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 73. Participação societária de CEEE

CEEE	Participação
CEEE-Participações	65.9%
Eletrobras	32.6%
Jacinta Campoi dos Santos	0.2%
Outros	1.3%
CEM Meridional	Participação
Tractebel	100.0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 74. Participação societária de CES

CES (Companhia Energética Sinop)	Participação
Eletrobras Chesf	24.5%
EDF	51.0%
Eletrobras Eletronorte	24.5%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 75. Participação societária de Consórcio Energético Cruzeiro do Sul

Consórcio Energético Cruzeiro do Sul	Participação
Copel	51.0%
Eletrobras Eletrosul	49.0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 76. Participação societária de CERAN

CERAN	Participação
--------------	---------------------

CERAN	Participação
CPFL Geração	65.0%
CEEE-GT	30.0%
Desenvix	5.0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 77. Participação societária de Neo Energia

Neo Energia	Participação
Previ	49.0%
Iberdrola	39.0%
Banco do Brasil Investimentos	12.0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 78. Participação societária de CAE

CAE (Consórcio Amapá Energia)	Participação
ECE Participações	90.0%
Jari Energética	10.0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 79. Participação societária de Copel

Copel	Participação
Estado do Paraná	31.1%
BNDESPar	24.0%
Eletrobras	0.6%
Bolsa (custódia)	44.2%
Outros	0.1%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 80. Participação societária de Aripuanã

Aripuanã	Participação
Neoenergia	51.0%
Eletrobras Eletronorte	24.5%
Chesf	24.5%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 81. Participação societária de Alupar/Alusa

Alupar/Alusa	Participação
Guarupart	64.7%
Fi-FGTS	6.3%
Outros	21.3%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 82. Participação societária de Gefac

Gefac	Participação
Eletrobras Furnas	49.5%
Alcoa Alumínio	35.0%
DME Energética	10.1%
Camargo Corrêa	5.5%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 83. Participação societária de DME Energética

DME Energética	Participação
Município de Poços de Caldas	100.0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 84. Participação societária de Energest

Energest	Participação
EDP Energias	100.0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 85. Participação societária de Triunfo Participações e Investimentos

Triunfo Participações e Investimentos	Participação
Triunfo Holding	55.5%
BNDESPar	14.8%
Controladores e Administradores	2.6%
Novo Mercado BMF/Bovespa	27.1%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 86. Participação societária de Desenvix

Desenvix	Participação
-----------------	---------------------

Jackson Empreendimentos	40.7%
SN Power Energia	40.7%
FUNCEF	18.7%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 87. Participação societária de Eletrosul

Eletrosul	Participação
Eletrobras	100.0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 88. Participação societária de CEB

CEB	Participação
Companhia Energética de Brasília	100.0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 89. Participação societária de Performance

Performance	Participação
Neoenergia	100.0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 90. Participação societária de Monel Monjolinho

Monel Monjolinho	Participação
Desenvix	83.3%
Outros	16.7%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 91. Participação societária de EGP Salto Apiacás

EGP Salto Apiacás	Participação
Enel Brasil	99.0%
Enel Green	1.0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 92. Participação societária de CESA

CESA	Participação
-------------	---------------------

Energest	100.0%
----------	--------

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 93. Participação societária de EEPP

EEPP (Empresa Energética Porto das Pedras)	Participação
Atiaia	100.0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 94. Participação societária de EMAE

EMAE	Participação
Estado de São Paulo	39.0%
Eletrobras	39.0%
Altocapital Ajax Fundo	5.4%
Outros	16.6%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 95. Participação societária de Santa Cruz Power

Santa Cruz Power	Participação
Countour Global - CG do Brasil	65.5%
ARS Energia	24.5%
VHT Gestão Empresarial e Participações Holding Ltda	10.0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 96. Participação societária de CESS

CESS	Participação
Suez Energy	100.0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 97. Participação societária de Piedade

Piedade	Participação
PST Energias Renováveis	100.0%
Outros	0.0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 98. Participação societária de PST Energia

PST Energia	Participação
Glep Energias Renováveis	100.0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

APÊNDICE G - Participações societárias nas usinas eólicas no Brasil

Tabela 99. Participação societária de Consórcio Renova Moinhos de Vento

Consórcio Renova Moinhos de Vento	Participação
Moinhos de Vento	0,01%
Renova	99,99%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 100. Participação societária de Consórcio Casa dos Ventos

Consórcio Casa dos Ventos	Participação
Casa dos Ventos Energias Renováveis	2%
Furnas	49%
Salus	49%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 101. Participação societária de Consórcio Arara Azul

Consórcio Arara Azul	Participação
Central Eólica Ouro Verde	0,01%
Eolica Tecnologia	7,00%
Furnas	90,00%
Ventos Tecnologia Elétrica	2,99%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 102. Participação societária de Consórcio CPFL Renováveis Pedra Cheirosa

Consórcio CPFL Renováveis Pedra Cheirosa	Participação
CPFL Energias Renováveis	99,99%
Pedra Cheirosa	0,01%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 103. Participação societária de Consórcio Serra do Mel

Consórcio Serra do Mel	Participação
Eólica Tecnologia	9,99%
Furnas	90,00%
Gestamp Eólica Brasil	0,01%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 104. Participação societária de Consórcio Santa Rosa

Consórcio Santa Rosa	Participação
Central Eólica Uirapuru	0,01%
Eólica Tecnologia	7,00%
Furnas	90,00%
Ventos Tecnologia Elétrica	2,99%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 105. Participação societária de Consórcio Ventos da Bahia

Consórcio Ventos da Bahia	Participação
Parque Eólico Ventos da Bahia	0,01%
Sowitec Operation	51,00%
Sowitec Projekt	48,99%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 106. Participação societária de Consórcio Ouro Branco

Consórcio Ouro Branco	Participação
Eolica Energia	0,01%
Eolica Tecnologia	99,99%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 107. Participação societária de Consórcio Santana

Consórcio Santana	Participação
Horizonte	1%
Força Eólica	99,0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 108. Participação societária de Braunas II

Braunas II	Participação
Brennand	51%
Chesf	49%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 109. Participação societária de Banda de Couro

Banda de Couro	Participação
Brennand	51%
Chesf	49,0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 110. Participação societária de Bons Velhos Cacimbas

Bons Ventos Cacimbas	Participação
Geradora Brasileira de Energia	0,01%
Servitec	99,99%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 111. Participação societária de Ventos de Santo Estevão Energias Renováveis

Ventos de Santo Estevão Energias Renováveis S.A.	Participação
Salus	99,99%
Ventos de Santo Estevão	0,01%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 112. Participação societária de Ventos de Santo Augusto Energias Renováveis

Ventos de Santo Augusto Energias Renováveis	Participação
Salus	99,99%
Ventos de Santo Augusto Energias Renováveis	0,01%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 113. Participação societária de Chuí Energia Eólica

Chuí Energia Eólica Ltda	Participação
Eletrosul	100%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 114. Participação societária de Coxilha Seca

Coxilha Seca	Participação
Eletrosul	100%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 115. Participação societária de Eletrosul

Eletrosul	Participação
Eletrobras	100%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 116. Participação societária de Centrais Eólicas de Caetité Participações

Centrais Eólicas de Caetité Participações S/A	Participação
Renova	100,0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 117. Participação societária de Ventos de São Clemente

Ventos de São Clemente	Participação
Ventos de São Clemente	0,1%
Salus	50,9%
Chesf	49,0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 118. Participação societária de Santa Joana

Santa Joana	Participação
Contour	100,0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 119. Participação societária de Central Eólica Jandaia

Central Eólica Jandaia Ltda.	Participação
Alupar	50,99%
Central Eolica Jandaia	0,01%
Eletrobras	49,00%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 120. Participação societária de Ventos de Morrinhos Energias Renováveis

Ventos de Morrinhos Energias Renováveis S.A.	Participação
Actis Fundo de investimento	0,25%
Atlantic Energias Renováveis	99,75%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 121. Participação societária de Ventos de Campo Formoso e Energias Renováveis

Ventos de Campo Formoso e Energias Renováveis S.A.	Participação
Atlantic Energias Renováveis	97,59%
Actis Fundo de investimento	2,41%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 122. Participação societária de Eol Eurus IV

Eol Eurus IV	Participação
Copel	100%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 123. Participação societária de Força Eólica

Força Eólica	Participação
Neoenergia	50%
Iberdrola	50%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 124. Participação societária de Ventos do Morro do Chapéu Energias Renováveis

Ventos do Morro do Chapéu Energias Renováveis Ltda.	Participação
Energimp	88%
Ventos do Morro do Chapéu	12%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 125. Participação societária de Cataventos do Paracuru

Cataventos do Paracuru Ltda.	Participação
Tecneira	100%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 126. Participação societária de Ventos do Parazinho Energias Renováveis

Ventos do Parazinho Energias Renováveis Ltda.	Participação
Energimp	100,0%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 127. Participação societária de Ventos de São Miguel Energias Renováveis

Ventos de São Miguel Energias Renováveis Ltda.	Participação
---	---------------------

<u>Energisa</u>	<u>100,0%</u>
Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).	

Tabela 128. Participação societária de Vento Formoso Energias Renováveis

<u>Vento Formoso Energias Renováveis Ltda.</u>	<u>Participação</u>
Energimp	88%
<u>Vento Formoso</u>	<u>12,0%</u>
Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).	

Tabela 129. Participação societária de Ventos de Tianguá Energias Renováveis

<u>Ventos de Tianguá Energias Renováveis Ltda.</u>	<u>Participação</u>
Energimp	88%
<u>Ventos do Tianguá</u>	<u>12,0%</u>
Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).	

Tabela 130. Participação societária de Central Eólica São Cristóvão

<u>Central Eólica São Cristóvão Ltda.</u>	<u>Participação</u>
<u>Santander</u>	<u>100,0%</u>
Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).	

Tabela 131. Participação societária de Ventos do Sertão Energias Renováveis

<u>Ventos do Sertão Energias Renováveis S.A.</u>	<u>Participação</u>
Atlantic	80%
<u>Salus</u>	<u>20,0%</u>
Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).	

Tabela 132. Participação societária de Ventos da Andorinha Energias Renováveis

<u>Ventos da Andorinha Energias Renováveis S.a.</u>	<u>Participação</u>
Atlantic	80%
<u>Salus</u>	<u>20,0%</u>
Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).	

Tabela 133. Participação societária de Central Eólica São Jorge

<u>Central Eólica São Jorge Ltda.</u>	<u>Participação</u>
<u>Santander</u>	<u>100,0%</u>
Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).	

Tabela 134. Participação societária de Central Eólica Pitombeira

Central Eólica Pitombeira Ltda.	Participação
Furnas	49%
Alupar	51%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 135. Participação societária de Curupira

Curupira	Participação
Central geradora eolica curupira	0,01%
CCEE	99,99%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 136. Participação societária de Fazenda Vera Cruz

Fazenda Vera Cruz	Participação
CCEE	0,01%
Central Geradora Eolica Vera Cruz	99,99%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

Tabela 137. Participação societária de Consórcio Quatro Ventos

Consórcio Quatro Ventos	Participação
Eolica Energia	0,01%
Eolica Tecnologia	99,99%

Fonte: elaboração própria a partir de dados de CCEE (2014).

APÊNDICE H - Mínimos quadrados ordinários vs. Variáveis instrumentais

A metodologia de Mínimos Quadrados Ordinários (MQO) minimiza a soma do quadrado dos resíduos, onde os resíduos são a diferença entre os valores estimados pelo modelo e os dados observados. Por meio dessa metodologia, obtém-se a equação de uma curva que melhor representa a amostra. Para manter as propriedades do estimador de MQO (não enviesado¹⁵ e eficiente¹⁶), os resíduos devem ser aleatórios e independentes.

¹⁵ Um estimador não viesado é aquele cujos valores estimados, em média, são muito próximos dos valores reais dos parâmetros do modelo.

¹⁶ Um estimador eficiente deve conter a propriedade de não-viés e também apresentar uma dispersão da distribuição de probabilidade concentrada à volta da sua média, de modo que ele seja o estimador de menor dispersão entre todos os outros estimadores.

Segundo Greene (2000), para uma determinada equação em que “y” é a variável a ser explicada e “x” é o conjunto de variáveis explicativas, o estimador de MQO pode ser escrito como:

$$\hat{b}_{MQO} = (X'X)^{-1}X'y$$

O estimador de MQO deixa de ser consistente quando se verifica uma das três situações a seguir: (i) endogeneidade das variáveis explicativas; (ii) omissão de variáveis; e (iii) erros de medida. Nesses casos, o modelo de Variáveis Instrumentais deve ser aplicado. Uma variável instrumental, “z”, é aquela que não é correlacionada com o termo de erro, mas é relacionada com a variável explicativa. A estimação ocorre em dois passos. No primeiro, regride-se a variável explicativa “x” em “z”. O valor estimado “ $\hat{x}$ ” constitui a variável explicativa no segundo passo, em que “y” é regredido em “ $\hat{x}$ ”. O estimador de VI pode ser descrito como:

$$\hat{b}_{VI} = [X'Z(Z'Z)^{-1}Z'X]^{-1}X'Z(Z'Z)^{-1}Z'y$$

A fragilidade do modelo de Variáveis Instrumentais é identificar instrumentos que não estejam correlacionados com o termo de erro. Instrumentos fracos podem comprometer a estimação.

Kleibergen e Paap (2006) desenvolveram um teste do *rank* robusto a autocorrelação serial e heterocedasticidade. A hipótese nula do teste é que a equação está subidentificada, isto é, as variáveis omitidas são relevantes. O teste é do tipo LM – Lagrange Multiplier. No caso em que o teste K-P rejeita a nula, o modelo de MQO poderia ser aplicado.

APÊNDICE I - Curvas de aprendizagem do modelo univariado

O Gráfico 23 apresenta os dados de produção acumulada no eixo x e, no eixo y, o preço por fonte energética pesquisada. Essa forma de apresentação das informações equivale às curvas de aprendizagem do modelo mais simples de *learning curves*, o modelo univariado.

Carvão - EUA

Petróleo e Gás Natural - EUA

Nuclear - EUA

Fotovoltaica - EUA

Eólica - EUA

Eólica - BR

Gráfico 23. Curva de aprendizagem do modelo univariado para as diferentes tecnologias – 1949 a 2014

Fonte: elaboração própria a partir de dados de ANP (2014), CCEE (2015), EIA (2014) e ÚNICA (2014).

No caso do carvão, petróleo e gás natural, energia nuclear e hidroelétrica, observa-se que o início da produção é marcado por preços ascendentes, o que corresponde à fase de desenvolvimento. A partir de determinado nível de produção e, conseqüentemente, experiência e concorrência (em especial, no caso do carvão, marcado por maior número de competidores), o preço começa a declinar. Mais recentemente, os preços voltam a subir, indicando maiores custos com exploração de reservas/locais de difícil acesso e com segurança.

A energia fotovoltaica, por sua vez, apresenta trajetória ascendente apenas no início da produção e, após esse período de desenvolvimento, mostra redução sistemática de preços. A energia eólica possui trajetória semelhante, com elevação de preços no início e rápida redução. A diferença é que, para a eólica, o preço já se encontra na fase de estabilidade. Por fim, o etanol apresenta redução de preços acentuada, com pequena elevação no período mais recente.

APÊNDICE I - Análise dos resíduos

Foram realizados testes de normalidade dos resíduos para os modelos finais, cujos resultados se encontram no Quadro 5. Foram testados diversos testes (JAQUE-BERA, 1981; D'AGOSTINO, BELANGER e D'AGOSTINO, 1990; DORNIK-HANSEN, 2008; HENZE-

ZIRKLER, 1990), sendo preferível o teste Henze-Zirkler (1990) devido ao seu maior poder do teste (FERREL *et al.*, 2006). Observa-se que os resíduos foram normais para quase a totalidade dos modelos (assinalados com "x"), exceto duas especificações de carvão (modelos bivariado e univariado), duas de energia eólica para o caso do Brasil (modelos bivariado e univariado) e uma de hidroeletricidade (modelo univariado).

Quadro 5. Teste de normalidade de Henze-Zirkler para os modelos finais

Fontes	Modelo: efeito learning by doing, escala e learning by searching	Modelo: efeito learning by doing e escala	Modelo: efeito learning by doing
Carvão	x**		
Petróleo e gás natural	x*	x*	x*
Nuclear	x***	x*	x*
Fotovoltaica	x*	x*	x*
Eólica - EUA	x*	x***	x**
Eólica - BR	x*		
Etanol	x*	x*	x*
Hidro	x*	x*	

Fonte: elaboração própria a partir de dados de ANEEL (2012c), ANP (2015), BP (2012), CCEE (2014), EIA (2012), IEA (2014), MCT (2014), UNICA (2012). (***) Nível de significância de 1%. (**) Nível de significância de 10%. (*) Nível de significância de 15%.

Contudo, com exceção da fonte carvão, todos os modelos das demais fontes apresentaram média dos resíduos igual ou muito próxima de zero, conforme os resultados dispostos na Tabela 138. Já os desvios-padrão mais elevados são dos modelos de carvão, petróleo e gás natural e hidroeletricidade.

Tabela 138 - Média e desvio-padrão dos resíduos

Fonte	Modelo: efeito learning by doing, escala e learning by searching		Modelo: efeito learning by doing e escala		Modelo: efeito learning by doing	
	MÉDIA	DESVIO-PADRÃO	MÉDIA	DESVIO-PADRÃO	MÉDIA	DESVIO-PADRÃO
Carvão	-0.0020	0.1645	-0.0934	0.3287	-0.0948	0.3326
Petróleo e Gás Natural	0.0000	0.2556	0.0000	0.2559	0.0000	0.2813
Nuclear	0.0000	0.0623	0.0000	0.0621	0.0000	0.0629
Fotovoltaica	0.0000	0.0827	0.0000	0.0870	0.0000	0.0870
Eólica EUA	0.0000	0.0191	0.0000	0.0453	0.0000	0.0458

Fonte	Modelo: efeito learning by doing, escala e learning by searching		Modelo: efeito learning by doing e escala		Modelo: efeito learning by doing	
	MÉDIA	DESVIO- PADRÃO	MÉDIA	DESVIO- PADRÃO	MÉDIA	DESVIO- PADRÃO
Eólica BR	0.0000	0.0403	0.0000	0.0416	0.0000	0.0418
Etanol	-0.0013	0.0609	0.0012	0.1658	0.0018	0.1662
Hidroeletricidade	0.0000	0.2286	0.0000	0.2315	0.0000	0.2339

Fonte: elaboração própria a partir de dados de ANEEL (2012c), ANP (2015), BP (2012), CCEE (2014), EIA (2012), IEA (2014), MCT (2014), UNICA (2012).

Os resíduos dos modelos estimados seguem apresentados no Gráfico 24.

Gráfico 24. Resíduos das regressões

Fonte: elaboração própria a partir de dados de ANEEL (2012c), ANP (2015), BP (2012), CCEE (2014), EIA (2012), IEA (2014), MCT (2014), UNICA (2012).

res1: modelo com efeito *learning by doing*, escala e *learning by searching*; res2: modelo com efeito *learning by doing* e escala; res3: modelo com efeito *learning by doing*.