

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Departamento de Ingeniería Eléctrica



**Repercusión de las energías renovables en
la liberalización del sector eléctrico en
España: análisis comparativo incluyendo
Reino Unido, California y Brasil**

TESIS:

Presentada por

Manoela Martinez Castor de Cerqueira

Dirigida por

Dr. Saturnino Catalán Izquierdo

Dr. César Cañas Peñuelas

Julio de 2014

Agradecimientos

Durante el desarrollo de esta tesis conté con la colaboración y el apoyo de muchas personas que han hecho posible que este proyecto fuese realizado. A ellas quiero expresar algunas palabras de agradecimiento.

En primer lugar, al Dr. Saturnino Catalán Izquierdo, por su labor de dirección y estímulo constantes, su dedicación, paciencia y por las fundamentales contribuciones para la consecución de este trabajo.

Al Dr. César Santiago Cañas Peñuelas, por su apoyo y importantes consideraciones que contribuyeron para la mejora de esta tesis.

A la Fundación IBERDROLA por el apoyo financiero proporcionado para la realización de este trabajo.

Al Instituto Tecnológico de la Energía, por la colaboración para la realización de la presente investigación. En especial, deseo expresar mi agradecimiento al Dr. Alfredo Quijano Lopez.

Numerosos profesionales del sector de distintas instituciones - DECC, OFGEM, EIA, ANEEL, Eletrobras, Minetur, CNE/CNMC - en los cuatro países estudiados han contribuido a llevar a cabo esta investigación. Quiero agradecerles la disponibilidad y el tiempo que han dedicado.

Finalmente, deseo expresar mi más profundo agradecimiento a mi familia por el apoyo incondicional, y a mi esposo, José Miguel, por su ayuda en las revisiones del texto y por su comprensión y cariño en todo este periodo.

Índice de acrónimos.....	1
Resumen	9
Resum	10
Abstract	11
1 Introducción	13
2 Metodología.....	19
3 La reestructuración	29
4 El sector eléctrico en el Reino Unido	37
4.1 La reestructuración del sector eléctrico	37
4.2 La evolución del mercado de energía eléctrica Británico	42
4.2.1 Power Pool, 1990-2001 (Inglaterra y País de Gales)	42
4.2.2 NETA / BETTA.....	45
4.3 Las políticas de las energías renovables en el Reino Unido.....	47
4.4 Datos.....	51
4.4.1 Datos macroeconómicos.....	51
4.4.2 Datos del sistema eléctrico de potencia	52
4.4.3 Datos de costes y precios del sector eléctrico	55
4.5 Variables con influencia en el precio de la electricidad.....	59
4.6 Hitos en el sector eléctrico del Reino Unido	67
5 El sector eléctrico en California	73
5.1 La reestructuración del sector eléctrico	73
5.2 El mercado eléctrico de California	79
5.3 Las políticas de las energías renovables en California	80
5.4 Datos.....	82
5.4.1 Datos macroeconómicos.....	82
5.4.2 Datos del sistema eléctrico de potencia	83
5.4.3 Datos de costes y precios del sector eléctrico	86
5.5 Variables con influencia en el precio de la electricidad.....	90
5.6 Hitos en el sector eléctrico de California.....	98
6 El sector eléctrico en Brasil.....	103
6.1 La reestructuración del sector eléctrico	103
6.2 La evolución del mercado de energía eléctrica brasileño	107
6.2.1 El MAE.....	107
6.2.2 La Câmara de Comercialização de Energia (CCEE)	109
6.3 Las políticas de las energías renovables en Brasil.....	111
6.4 Datos.....	115
6.4.1 Datos macroeconómicos.....	115
6.4.2 Datos del sistema eléctrico de potencia	118
6.4.3 Datos de costes y precios del sector	123
6.5 Variables con influencia en el precio de la electricidad.....	127
6.6 Hitos en el sector eléctrico de Brasil	136
7 El sector eléctrico en España	139
7.1 La reestructuración del sector eléctrico	139
7.2 El mercado de energía eléctrica español.....	143
7.3 El marco regulatorio español sobre energías renovables.....	145
7.4 Datos.....	151
7.4.1 Datos macroeconómicos.....	151
7.4.2 Datos del sistema eléctrico de potencia	153

7.4.3	Datos de costes y precios del sector	160
7.5	Variables con influencia en el precio de la electricidad.....	165
7.6	Hitos en el sector eléctrico de España.....	174
8	Análisis comparativo	177
8.1	Potencia hidráulica instalada	177
8.2	Potencia térmica instalada	180
8.3	Potencia nuclear instalada.....	182
8.4	Potencia de renovables instalada.....	185
8.5	Potencia instalada y potencia máxima demandada	190
8.6	Pinst/Pmax.....	191
8.7	Consumo	194
8.8	Red de transporte	197
8.9	Precio del gas natural	198
8.10	Purchasing Power Parity - PPP	199
8.11	Componentes del precio de la electricidad.....	200
8.12	Precio final medio y precio final medio real de la electricidad	203
9	Repercusión de las energías renovables en España.....	209
10	Conclusiones	229
11	Desarrollos futuros	233
12	Bibliografía	235
Anexo	251

Índice de Figuras

FIGURA 1. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO BRITÁNICO NACIONALIZADO.....	38
FIGURA 2. ESTRUCTURA DEL MODELO DE MERCADO DE ELECTRICIDAD NETA/BETTA	47
FIGURA 3. EVOLUCIÓN DEL PIB NOMINAL Y PIB REAL DEL REINO UNIDO	51
FIGURA 4. EVOLUCIÓN DEL PPP DEL REINO UNIDO	52
FIGURA 5. MIX DE GENERACIÓN DEL REINO UNIDO 1980 – 2012	53
FIGURA 6. POTENCIA INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 1990 - 2012	53
FIGURA 7. POTENCIA INSTALADA, DEMANDA MÁXIMA Y PINST/PMAX.....	54
FIGURA 8. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD EN EL REINO UNIDO	54
FIGURA 9. COMPONENTES DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN EL REINO UNIDO	56
FIGURA 10. EVOLUCIÓN DE LA FACTURACIÓN DE LA ELECTRICIDAD EN EL REINO UNIDO	57
FIGURA 11. COSTES DIFERIDOS EN EL TIEMPO.....	58
FIGURA 12. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA EN EL REINO UNIDO	60
FIGURA 13. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA EN EL REINO UNIDO	60
FIGURA 14. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA TÉRMICA INSTALADA EN EL REINO UNIDO	61
FIGURA 15. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA TÉRMICA INSTALADA EN EL REINO UNIDO	61
FIGURA 16. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA NUCLEAR INSTALADA EN EL REINO UNIDO	62
FIGURA 17. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA NUCLEAR INSTALADA EN EL REINO UNIDO	62
FIGURA 18. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA DE RENOVABLES INSTALADA EN EL REINO UNIDO	63
FIGURA 19. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA DE RENOVABLES INSTALADA EN EL REINO UNIDO	63
FIGURA 20. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y PINST/PMAX EN EL REINO UNIDO.....	64
FIGURA 21. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y PINST/PMAX EN EL REINO UNIDO.....	64
FIGURA 22. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y CONSUMO EN EL REINO UNIDO	65
FIGURA 23. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y CONSUMO EN EL REINO UNIDO	66
FIGURA 24. PRECIO FINAL MEDIO REAL EN EL REINO UNIDO Y PRECIO DEL GAS NATURAL EN EUROPA	66
FIGURA 25. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL EN EL REINO UNIDO Y PRECIO DEL GAS NATURAL EN EUROPA	67
FIGURA 26. EVOLUCIÓN DE LAS CURVAS DE PRECIO FINAL MEDIO DE LA ELECTRICIDAD EN EL REINO UNIDO	68
FIGURA 27. EVOLUCIÓN DEL PIB NOMINAL Y PIB REAL DE CALIFORNIA	83
FIGURA 28. MIX DE GENERACIÓN DE CALIFORNIA 1990 - 2012	84
FIGURA 29. POTENCIA INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 1990 - 2012	84
FIGURA 30. POTENCIA INSTALADA, DEMANDA MÁXIMA Y PINST/PMAX.....	85
FIGURA 31. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD DE CALIFORNIA.....	85
FIGURA 32. COMPONENTES DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN CALIFORNIA.....	87
FIGURA 33. EVOLUCIÓN DE LA FACTURACIÓN DE LA ELECTRICIDAD EN CALIFORNIA	88
FIGURA 34. COSTES DIFERIDOS EN EL TIEMPO.....	89
FIGURA 35. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA EN CALIFORNIA	91
FIGURA 36. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA EN CALIFORNIA	91
FIGURA 37. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA TÉRMICA INSTALADA EN CALIFORNIA.....	92
FIGURA 38. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA TÉRMICA INSTALADA EN CALIFORNIA.....	93
FIGURA 39. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA NUCLEAR INSTALADA EN CALIFORNIA	93
FIGURA 40. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA NUCLEAR INSTALADA EN CALIFORNIA	94
FIGURA 41. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA DE RENOVABLES INSTALADA EN CALIFORNIA	94
FIGURA 42. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA DE RENOVABLES INSTALADA EN CALIFORNIA.....	94
FIGURA 43. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y PINST/PMAX EN CALIFORNIA.....	95
FIGURA 44. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y PINST/PMAX EN CALIFORNIA.....	95
FIGURA 45. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y CONSUMO EN CALIFORNIA	96
FIGURA 46. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y CONSUMO EN CALIFORNIA	96
FIGURA 47. PRECIO FINAL MEDIO REAL EN CALIFORNIA Y PRECIO DEL GAS NATURAL EN ESTADOS UNIDOS.....	97
FIGURA 48. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL EN CALIFORNIA Y PRECIO DEL GAS NATURAL EN ESTADOS UNIDOS.....	97
FIGURA 49. EVOLUCIÓN DE LAS CURVAS DE PRECIO FINAL MEDIO DE LA ELECTRICIDAD EN CALIFORNIA	98
FIGURA 50. AMBIENTES PARA LA CONTRATACIÓN DE ENERGÍA EN LA CCEE.....	110
FIGURA 51. EVOLUCIÓN DEL PIB NOMINAL Y PIB REAL DE BRASIL	116
FIGURA 52. EVOLUCIÓN DEL PPP DE BRASIL	117
FIGURA 53. DISCREPANCIA ABSOLUTA ENTRE LOS DATOS DEL IPEA Y DE LA OCDE	117
FIGURA 54. DISCREPANCIA RELATIVA ENTRE LOS DATOS DEL IPEA Y DE LA OCDE	118
FIGURA 55. MIX DE GENERACIÓN DE BRASIL	119

FIGURA 56. POTENCIA INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 1980 - 2012	119
FIGURA 57. POTENCIA INSTALADA, DEMANDA MÁXIMA Y PINST/PMAX	120
FIGURA 58. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD EN BRASIL	121
FIGURA 59. DISCREPANCIA ABSOLUTA ENTRE LOS DATOS DE LA ELETROBRAS Y LA EPE.....	121
FIGURA 60. DISCREPANCIA RELATIVA ENTRE LOS DATOS DE LA ELETROBRAS Y LA EPE.....	122
FIGURA 61. EVOLUCIÓN DE LA EXTENSIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE.....	122
FIGURA 62. ESTRUCTURA DE LA TARIFA MEDIA DE ELECTRICIDAD EN 2012.....	124
FIGURA 63. EVOLUCIÓN DE LA TARIFA MEDIA ELETROBRAS Y ANEEL	125
FIGURA 64. DISCREPANCIA ABSOLUTA ENTRE LOS DATOS ELETROBRAS Y ANEEL.....	126
FIGURA 65. DISCREPANCIA RELATIVA ENTRE LOS DATOS ELETROBRAS Y ANEEL	126
FIGURA 66. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA EN BRASIL.....	128
FIGURA 67. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA EN BRASIL.....	128
FIGURA 68. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA TÉRMICA INSTALADA EN BRASIL.....	129
FIGURA 69. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA TÉRMICA INSTALADA EN BRASIL.....	129
FIGURA 70. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA NUCLEAR INSTALADA EN BRASIL	130
FIGURA 71. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA NUCLEAR INSTALADA EN BRASIL	130
FIGURA 72. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA DE RENOVABLES INSTALADA EN BRASIL.....	131
FIGURA 73. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA DE RENOVABLES INSTALADA EN BRASIL.....	131
FIGURA 74. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y PINST/PMAX EN BRASIL.....	132
FIGURA 75. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y PINST/PMAX EN BRASIL.....	132
FIGURA 76. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y CONSUMO EN BRASIL.....	133
FIGURA 77. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y CONSUMO EN BRASIL.....	133
FIGURA 78. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y EXTENSIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE EN BRASIL	134
FIGURA 79. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y EXTENSIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE EN BRASIL	134
FIGURA 80. PRECIO FINAL MEDIO REAL EN BRASIL Y PRECIO DEL GAS NATURAL EN BRASIL.....	135
FIGURA 81. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL EN BRASIL Y PRECIO DEL GAS NATURAL EN BRASIL.....	135
FIGURA 82. EVOLUCIÓN DEL PRECIO FINAL MEDIO DE LA ELECTRICIDAD EN BRASIL.....	136
FIGURA 83. EVOLUCIÓN DEL DÉFICIT DE ACTIVIDADES REGULADA	143
FIGURA 84. EVOLUCIÓN DEL PIB NOMINAL Y PIB REAL DE ESPAÑA.....	152
FIGURA 85. EVOLUCIÓN DEL PPP DE ESPAÑA.....	152
FIGURA 86. MIX DE GENERACIÓN DE ESPAÑA 1980 - 2012 (MINETUR).....	153
FIGURA 87. MIX DE GENERACIÓN DE ESPAÑA 1980 - 2012 (REE).....	154
FIGURA 88. POTENCIA INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 1980 - 2012 (MINETUR).....	154
FIGURA 89. POTENCIA INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 1990 - 2012 (REE)	155
FIGURA 90. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA EN ESPAÑA	156
FIGURA 91. DISCREPANCIA ABSOLUTA ENTRE LOS DATOS DE REE Y MINETUR.....	156
FIGURA 92. DISCREPANCIA RELATIVA ENTRE LOS DATOS DE REE Y MINETUR	157
FIGURA 93. POTENCIA INSTALADA, DEMANDA MÁXIMA Y PINST/PMAX	157
FIGURA 94. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA	158
FIGURA 95. DISCREPANCIA ABSOLUTA ENTRE LOS DATOS DEL MINETUR Y CNE.....	159
FIGURA 96. DISCREPANCIA RELATIVA ENTRE LOS DATOS DE MINETUR Y CNE	159
FIGURA 97. EVOLUCIÓN DE LA EXTENSIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE.....	160
FIGURA 98. COMPONENTES DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA	161
FIGURA 99. PARTICIPACIÓN DE LAS COMPONENTES DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA	162
FIGURA 100. EVOLUCIÓN DE LA FACTURACIÓN DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA	163
FIGURA 101. DISCREPANCIA ABSOLUTA ENTRE LOS DATOS DE LA CNE Y MINERTUR.....	163
FIGURA 102. DISCREPANCIA RELATIVA ENTRE LOS DATOS DE LA CNE Y MINETUR.....	164
FIGURA 103. COSTES DIFERIDOS EN EL TIEMPO	164
FIGURA 104. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA EN ESPAÑA.....	166
FIGURA 105. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA EN ESPAÑA.....	166
FIGURA 106. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA TÉRMICA INSTALADA EN ESPAÑA.....	167
FIGURA 107. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA TÉRMICA INSTALADA EN ESPAÑA.....	167
FIGURA 108. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA NUCLEAR INSTALADA EN ESPAÑA	168
FIGURA 109. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA NUCLEAR INSTALADA EN ESPAÑA	168
FIGURA 110. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA DE RENOVABLES INSTALADA EN ESPAÑA.....	169
FIGURA 111. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y POTENCIA DE RENOVABLES INSTALADA EN ESPAÑA.....	169
FIGURA 112. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y PINST/PMAX EN ESPAÑA.....	170
FIGURA 113. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y PINST/PMAX EN ESPAÑA.....	170
FIGURA 114. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y CONSUMO EN ESPAÑA.....	171

FIGURA 115. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y CONSUMO EN ESPAÑA.....	171
FIGURA 116. PRECIO FINAL MEDIO REAL Y EXTENSIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE EN ESPAÑA	172
FIGURA 117. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL Y EXTENSIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE EN ESPAÑA	172
FIGURA 118. PRECIO FINAL MEDIO REAL EN ESPAÑA Y PRECIO DEL GAS NATURAL EN EUROPA.....	173
FIGURA 119. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL EN ESPAÑA Y PRECIO DEL GAS NATURAL EN EUROPA.....	173
FIGURA 120. EVOLUCIÓN DE LAS CURVAS DE PRECIO FINAL MEDIO DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA	174
FIGURA 121. PARTICIPACIÓN DE LA HIDRÁULICA EN LA POTENCIA TOTAL INSTALADA.....	178
FIGURA 122. POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA EN ESPAÑA Y EN BRASIL	179
FIGURA 123. DISPERSIÓN POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA EN ESPAÑA Y EN BRASIL.....	179
FIGURA 124. PARTICIPACIÓN DE LA TÉRMICA EN LA POTENCIA TOTAL INSTALADA.....	180
FIGURA 125. POTENCIA TÉRMICA INSTALADA EN ESPAÑA Y EN BRASIL.....	181
FIGURA 126. DISPERSIÓN POTENCIA TÉRMICA INSTALADA EN ESPAÑA Y EN BRASIL.....	182
FIGURA 127. PARTICIPACIÓN DE LA NUCLEAR EN LA POTENCIA TOTAL INSTALADA	183
FIGURA 128. . POTENCIA NUCLEAR INSTALADA EN ESPAÑA Y EN BRASIL	184
FIGURA 129. DISPERSIÓN POTENCIA NUCLEAR INSTALADA EN ESPAÑA Y EN BRASIL	184
FIGURA 130. POTENCIA NUCLEAR INSTALADA EN ESPAÑA Y EN EL REINO UNIDO	185
FIGURA 131. DISPERSIÓN POTENCIA NUCLEAR INSTALADA EN ESPAÑA Y EN EL REINO UNIDO	185
FIGURA 132. PARTICIPACIÓN DE LAS RENOVABLES EN LA POTENCIA TOTAL INSTALADA.....	186
FIGURA 133. POTENCIA DE RENOVABLES INSTALADA EN ESPAÑA Y EN BRASIL.....	187
FIGURA 134. POTENCIA DE RENOVABLES INSTALADA EN ESPAÑA Y EN BRASIL.....	188
FIGURA 135. POTENCIA DE RENOVABLES INSTALADA EN ESPAÑA Y EN EL REINO UNIDO	189
FIGURA 136. POTENCIA DE RENOVABLES INSTALADA EN ESPAÑA Y EN EL REINO UNIDO	189
FIGURA 137. POTENCIA INSTALADA EN EL REINO UNIDO, CALIFORNIA, BRASIL Y ESPAÑA.....	190
FIGURA 138. POTENCIA MÁXIMA DEMANDADA EN EL REINO UNIDO, CALIFORNIA, BRASIL Y ESPAÑA	191
FIGURA 139. P _{INST} /P _{MAX} EN EL REINO UNIDO, CALIFORNIA, BRASIL Y ESPAÑA	192
FIGURA 140. P _{INST} /P _{MAX} EN ESPAÑA Y EN BRASIL	193
FIGURA 141. DISPERSIÓN P _{INST} /P _{MAX} EN ESPAÑA Y EN BRASIL.....	193
FIGURA 142. P _{INST} /P _{MAX} EN ESPAÑA Y EN EL REINO UNIDO	194
FIGURA 143. DISPERSIÓN P _{INST} /P _{MAX} EN ESPAÑA Y EN EL REINO UNIDO.....	194
FIGURA 144. CONSUMO DE ELECTRICIDAD EN EL REINO UNIDO, CALIFORNIA, BRASIL Y ESPAÑA.....	195
FIGURA 145. CONSUMO DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA Y EN BRASIL.....	196
FIGURA 146. DISPERSIÓN CONSUMO DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA Y EN BRASIL.....	196
FIGURA 147. CONSUMO DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA Y EN EL REINO UNIDO.....	197
FIGURA 148. DISPERSIÓN CONSUMO DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA Y EN EL REINO UNIDO.....	197
FIGURA 149. EXTENSIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE EN ESPAÑA Y EN BRASIL	198
FIGURA 150. PRECIO DEL GAS NATURAL EN EUROPA, LOS ESTADOS UNIDOS Y BRASIL	199
FIGURA 151. CURVAS PPP DEL REINO UNIDO, CALIFORNIA, BRASIL Y ESPAÑA.....	200
FIGURA 152. PARTICIPACIÓN DEL MERCADO DE GENERACIÓN EN EL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD	203
FIGURA 153. PRECIO FINAL MEDIO DE LA ELECTRICIDAD: REINO UNIDO, CALIFORNIA, BRASIL Y ESPAÑA.....	204
FIGURA 154. PRECIO FINAL MEDIO REAL DE LA ELECTRICIDAD: REINO UNIDO, CALIFORNIA, BRASIL Y ESPAÑA...	205
FIGURA 155. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA Y EN EL REINO UNIDO	205
FIGURA 156. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA Y EN CALIFORNIA.....	206
FIGURA 157. DISPERSIÓN PRECIO FINAL MEDIO REAL DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA Y EN BRASIL.....	207
FIGURA 158. POTENCIA INSTALADA RÉGIMEN ESPECIAL POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN ESPAÑA 1998-2012	210
FIGURA 159. PRIMAS RÉGIMEN ESPECIAL POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN ESPAÑA 1998-2012.....	210
FIGURA 160. PRIMAS RÉGIMEN ESPECIAL Y PRECIO FINAL MEDIO REAL DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA	211
FIGURA 161. PRIMAS RÉGIMEN ESPECIAL Y PRECIO FINAL MEDIO REAL DE LA ELECTRICIDAD EN €/MWh	212
FIGURA 162. PRECIO Y PRIMAS RÉGIMEN ESPECIAL EN €/MWh SEPARANDO LAS TECNOLOGÍAS SOLARES.....	213
FIGURA 163. PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN DE CADA PRIMA EN EL PRECIO FINAL MEDIO REAL.....	214
FIGURA 164. DISPERSIÓN PRIMA HIDRÁULICA Y PRECIO FINAL MEDIO SIN EFECTO RESTO PRIMAS	217
FIGURA 165. DISPERSIÓN PRIMA TÉRMICA RENOVABLE Y PRECIO FINAL MEDIO SIN EFECTO RESTO PRIMAS.....	217
FIGURA 166. DISPERSIÓN PRIMA EÓLICA Y PRECIO FINAL MEDIO SIN EFECTO RESTO PRIMAS.....	218
FIGURA 167. DISPERSIÓN PRIMA COGENERACIÓN Y PRECIO FINAL MEDIO SIN EFECTO RESTO PRIMAS.....	218
FIGURA 168. DISPERSIÓN PRIMA SOLAR Y PRECIO FINAL MEDIO SIN EFECTO RESTO PRIMAS	219
FIGURA 169. DISPERSIÓN PRIMA SOLAR FOTOVOLTAICA Y PRECIO FINAL MEDIO SIN EFECTO RESTO PRIMAS	219
FIGURA 170. DISPERSIÓN PRIMA SOLAR TÉRMICA Y PRECIO FINAL MEDIO SIN EFECTO RESTO PRIMAS	220
FIGURA 171. PRIMAS ECONÓMICAS POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN ESPAÑA 1998-2012	221
FIGURA 172. PRIMAS ECONÓMICAS Y PRECIO FINAL MEDIO REAL DE LA ELECTRICIDAD EN €/MWh	222
FIGURA 173. PRECIO Y PRIMAS ECONÓMICAS EN €/MWh SEPARANDO LAS TECNOLOGÍAS SOLARES	222

FIGURA 174. DISPERSIÓN PRIMA ECONÓMICA HIDRÁULICA Y PRECIO FINAL MEDIO SIN EFECTO RESTO PRIMAS	224
FIGURA 175. DISPERSIÓN PRIMA ECONÓMICA TÉRMICA RENOVABLE Y PRECIO FINAL MEDIO SIN EFECTO RESTO PRIMAS	224
FIGURA 176. DISPERSIÓN PRIMA ECONÓMICA EÓLICA Y PRECIO FINAL MEDIO SIN EFECTO RESTO PRIMAS	225
FIGURA 177. DISPERSIÓN PRIMA ECONÓMICA COGENERACIÓN Y PRECIO FINAL MEDIO SIN EFECTO RESTO PRIMAS	225
FIGURA 178. DISPERSIÓN PRIMA ECONÓMICA SOLAR Y PRECIO FINAL MEDIO SIN EFECTO RESTO PRIMAS	226
FIGURA 179. DISPERSIÓN PRIMA ECONÓMICA SOLAR FOTOVOLTAICA Y PRECIO FINAL MEDIO SIN EFECTO RESTO PRIMAS	226
FIGURA 180. DISPERSIÓN PRIMA ECONÓMICA SOLAR TÉRMICA Y PRECIO FINAL MEDIO SIN EFECTO RESTO PRIMAS	227

Índice de Tablas

TABLA 1. CORRELACIÓN ENTRE EL PRECIO FINAL MEDIO REAL UK Y LAS VARIABLES.....	59
TABLA 2. HITOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO DEL REINO UNIDO	70
TABLA 3. CORRELACIÓN ENTRE EL PRECIO FINAL MEDIO REAL CA Y LAS VARIABLES	90
TABLA 4. HITOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO DE CALIFORNIA	100
TABLA 5. CORRELACIÓN ENTRE EL PRECIO FINAL MEDIO REAL BR Y LAS VARIABLES.....	127
TABLA 6. HITOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO DE BRASIL.....	138
TABLA 7. CORRELACIÓN ENTRE EL PRECIO FINAL MEDIO REAL ES Y LAS VARIABLES.....	165
TABLA 8. HITOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO DE ESPAÑA.....	176
TABLA 9. COMPONENTES DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD DEL REINO UNIDO, CALIFORNIA, BRASIL Y ESPAÑA...	202
TABLA 10. CORRELACIÓN ENTRE PRIMAS Y EL PRECIO FINAL MEDIO REAL	215
TABLA 11. CORRELACIÓN ENTRE PRIMAS Y EL PRECIO FINAL MEDIO REAL DESCONTANDO EL EFECTO DEL RESTO DE LAS PRIMAS	216
TABLA 12. CORRELACIÓN ENTRE PRIMAS ECONÓMICAS Y EL PRECIO FINAL MEDIO REAL DESCONTANDO EL EFECTO DEL RESTO DE LAS PRIMAS	223

Índice de acrónimos

ABRADEE:	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL:	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEA:	Bureau of Economic Analysis
BETTA:	British Electricity Trading and Transmission Arrangements
BID:	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BNDES:	Banco Nacional do Desenvolvimento
BNE:	Balanço Energético Nacional
BPA:	Bonneville Power Administration
BSC:	Balancing and Settlement Code
CAISO:	California ISO
CARE:	California Alternate Rates for Energy
CCC:	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEAR:	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE:	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCL:	Climate Change Levy

CDE:	Conta de Desenvolvimento Energético
CEC:	California Energy Commission
CEE:	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEGB:	Central Electricity Generating Board
CERT:	Carbon Emissions Reduction Target
CESP:	Community Energy Savings Programme
CESUR:	Contratos de energía para el suministro de último recurso
CFD:	Contract for Differences
CFURH:	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CNE:	Comisión Nacional de Energía
CNSE:	Comisión Nacional del Sistema Eléctrico
COFINS:	Contribución para financiación de la seguridad social
CPUC:	California Public Utilities Commission
CSI:	California Solar Initiative
DECC :	Department of Energy & Climate Change
DGES:	Director General of Electricity Supply

DUKES:	Digest of United Kingdom energy statistics
DWR:	California Department of Water Resources
ECO:	Energy Companies Obligation
EER:	Encargo de Energia de Reserva
EFA:	Electricity Forward Agreements
EIA:	U.S. Energy Information Administration
EPACT:	Energy Policy Act of 1992
EPE:	Empresa de Pesquisa Energética
ESAP:	Energy Savings Assistance Program
ESS:	Encargo de Serviços do Sistema
FERC:	Federal Energy Regulatory Commission
FFL:	Fossil Fuel Levy
FIT:	Feed-in Tariff
FMI:	Fondo Monetario Internacional
FPN:	Final Physical Notifications
GCE:	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica

GEI:	Gases de Efecto Invernadero
GHG:	Greenhouse Gas
IBGE:	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS:	Impuesto sobre Circulación de Mercancías y Servicios
IOU:	Investor-Owned Utilities
IPEA:	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
IPP:	Independents Power Producers
ISOS:	Independent System Operators
IVA:	Impuesto sobre el Valor Añadido
LOLP:	Loss of Load Probability
LOSEN:	Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional
MAE:	Mercado Atacadista de Energia
MLE:	Marco Legal y Estable
MME:	Ministerio de Minas y Energía
MRE:	Mecanismo de Realocação de Energia
NETA:	New Electricity Trading Arrangements

NFFO:	Non-fossil Fuel Obligation
NGC:	National Grid Company
NI-NFFO:	Northern Ireland-NFFO
NIE:	Northern Ireland Electricity
NSHEB:	North of Scotland Hydro Electric Board
NSHP:	New Solar Homes Partnership
OFFER:	Office of Electricity Regulation
OFGEM:	Office of Gas and Electricity Markets
OMEL:	Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad
OMIE:	Operador del Mercado Ibérico – Polo Español
ONS:	Operador Nacional do Sistema
OTC:	Over-the-Counter
PCH:	Pequenas Centrais Hidráulicas
PDE:	Plan Decenal de Expansión
PELP:	Plan de Expansión de Largo Plazo
PER:	Plan de Energías Renovables

PFER:	Plan de Fomento de Energías Renovables
PG&E:	Pacific Gas and Electric Company
PIE:	Produtor Independente de Energia Elétrica
PIS:	Programa de Integración Social
PLD:	Preço de Liquidação das Diferenças
PNDU:	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
POU:	Publicly-Owned Utilities
PPP:	Pool Purchase Price
PPP:	Purchasing Power Parity
PRODEEM:	Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios
PROINFA:	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PURPA:	Public Utility Regulatory Policies Act of 1978
PX:	California Power Exchange
QF:	Qualifying Facilities
RD&D:	Research, Development and Demonstration Program
REC:	Regional Electricity Companies

REC:	Renewable Energy Credit
REE:	Red Eléctrica de España
RE-SEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RGR:	Reserva Global de Reversão
RO:	Renewables Obligation
ROC:	Renewable Obligation Certificates
RPI:	Retail Price Index
RPS:	Renewables Portfolio Standard Program
SBP:	System Buy Price
SC:	Scheduling Coordinators
SCE:	Southern California Edison
SGPI:	Self-Generation Incentive Program
SIN:	Sistema Interligado Nacional
SMP:	System Marginal Price
SONGS:	San Onofre Nuclear Generating Station
SRO:	Scottish Renewables Obligation

SSEB: South of Scotland Electricity Board

SSP: System Sell Price

SUDENE: Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste

TFSEE: Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

VOLL: Value of Lost Load

WREGIS: Western Renewable Energy Generation Information System

Resumen

El sector eléctrico de muchos países pasó por un proceso de reestructuración que tuvo su inicio en las décadas de los 80 y 90, cuyo objetivo era reorganizar el funcionamiento del sector eléctrico, mejorando su eficiencia y proporcionando así beneficios a largo plazo a los consumidores, como la reducción del precio de la electricidad. En España, este proceso se inicia en la práctica con la aprobación de la Ley 54 del Sector Eléctrico en 1997, que establecía las líneas generales de la reestructuración de las actividades del sector y además marcaba como objetivo el 12% del consumo de energía primaria proveniente de fuentes renovables en el año 2010. Esta ley también contenía un régimen especial de apoyo a estas tecnologías basado en un sistema de primas. Este objetivo fue un gran estímulo para el incremento de la participación de la renovable en la estructura de generación del país, la cual pasó de representar el 2% de la potencia total instalada en 1998 al 29% en 2012.

Teniendo en cuenta la situación de las renovables en España a lo largo del periodo de reestructuración de su sector eléctrico, en esta tesis se propone averiguar el impacto económico de estas fuentes de energía en el precio final medio de la energía eléctrica durante este periodo. La herramienta seleccionada ha sido el análisis comparativo en entornos similares para algunas variables y en entornos muy diferentes para otras, lo cual debe permitir identificar el efecto de las variables de interés en el precio final medio de la electricidad en el Reino Unido, California y Brasil junto con España.

En esta tesis se ha utilizado el precio final medio de la electricidad como parámetro para valorar los efectos de la reestructuración del sector eléctrico en lugar de utilizar el precio de la electricidad para consumidores domésticos o industriales, debido a que el objetivo era analizar el comportamiento de esta *commodity* en el país como un todo y no para una determinada clase de consumo. El precio final medio de la electricidad se determinó considerando los costes reales de la energía eléctrica en cada ejercicio. Para comparar este precio entre los distintos países se utilizó el *purchasing power parity (PPP)* como factor de conversión del cambio de divisas para convertir los precios nominales a dólares internacionales, además de ecualizar en el proceso el poder de compra de los países considerados, eliminando las diferencias de nivel de precios entre ellos.

Para el análisis propuesto se han recopilado datos procedentes de distintas fuentes, abarcando un horizonte temporal de unos 30 años. La localización, verificación y homologación de estos datos procedentes de fuentes muy diversas es uno de los aspectos novedosos y fundamentales de esta tesis. A partir de estos datos se elaboraron las curvas de precio final medio de la electricidad y de las variables que podían tener alguna influencia en éste, para entonces establecer correlaciones entre el precio y cada variable. La hipótesis de partida era que el aumento de generación renovable en España había tenido una repercusión mensurable en los precios, mientras que en los países comparados esta repercusión había sido insignificante, con lo cual, a partir del análisis comparativo de las correlaciones encontradas entre las curvas de precio final medio de la electricidad y las curvas de las variables identificadas, se segrega la influencia específica de las renovables en la reestructuración del sector eléctrico español.

Resum

El sector elèctric de molts països va passar per un procés de reestructuració que s'inicià a les dècades dels 80 i 90, amb l'objectiu de reorganitzar el funcionament del sector, millorar la seua eficiència i proporcionant així beneficis a llarg termini als consumidors, como la reducció del preu de l'electricitat. A Espanya este procés es va iniciar, en la pràctica, amb l'aprovació de la Llei 54 del Sector Elèctric de l'any 1997, on s'establien les línies generals de la reestructuració de les activitats del sector i, a més, es marcava com objectiu que el 12% del consum d'energia primària provingués de fonts renovables a l'any 2010. Esta Llei també contenia un règim especial de suport a estes tecnologies basat en un sistema de primes. Este objectiu va suposar un gran estímul per a l'increment de la participació de l'energia renovable a l'estructura de generació del país, que va passar de representar el 2% de la potència instal·lada en 1998 a representar-ne el 29% al 2012.

Tenint en conter la situació de les renovables a Espanya al llarg del període de reestructuració del sector elèctric, en esta tesi es proposa esbrinar l'impacte econòmic de estes fonts d'energia al preu final mitjà de l'energia elèctrica durant este període. L'eina seleccionada ha sigut l'anàlisi comparatiu en entorns similars per a algunes variables i en entorns molt diferents per a altres, la qual cosa ens permet identificar l'efecte de les variables d'interès al preu final mitjà de l'electricitat al Regne Unit, Califòrnia i Brasil juntament amb Espanya.

En esta tesi s'ha utilitzat el preu final mitjà de l'electricitat com a paràmetre per a valorar els efectes de la reestructuració del sector elèctric en lloc d'utilitzar el preu de l'electricitat per a consumidors domèstics o industrials, degut a que l'objectiu era analitzar el comportament d'esta commodity al país com un tot i no per a determinada classe de consum. El preu final mitjà de l'electricitat s'ha determinat considerant els costos reals de l'energia elèctrica a cada exercici. Per a comparar este preu entre els distints països s'utilitzà el purchasing power parity (PPP) com a factor de conversió del canvi de divises de cara a convertir els preus nominal a dòlars internacionals, a més de equalitzar al procés el poder de compra dels països considerats, eliminant les diferències de nivell de preus entre ells.

Per al anàlisi proposat s'han recopilat dades procedents de distintes fonts, cobrint un horitzó temporal de uns 30 anys. La localització, verificació i homologació de estes dades, procedents de fonts molt diverses, és un dels aspectes nous i fonamentals d'esta tesi. A partir d'estes dades s'elaboraren les corbes de preu final mitjà de l'electricitat i de les variables que podien tenir alguna influencia en este per a, llavors, establir correlacions entre el preu i cada variable. La hipòtesi de partida era que l'augment de generació renovable a Espanya havia tingut una repercussió mesurable als preus, mentre que als altres països comparats esta repercussió havia sigut insignificant, amb la qual cosa, a partir de l'anàlisi comparatiu de les correlacions trobades entre les corbes de preu final mitjà de l'electricitat i les corbes de les variables identificades, es segrega la influencia específica de les renovables a la reestructuració del sector elèctric espanyol.

Abstract

The electricity sector in many countries went through a restructuring process that began in the decades of the 80s and 90s, whose aim was to reorganize the functioning of the electricity sector, improving its efficiency, thus providing long-term benefits to consumers, such as reducing the price of electricity. In Spain, this process started in practice with the approval of Law 54 of the Electricity Sector in 1997, which established the outlines of the restructuring sector activities and also, marked a target of 12% of primary energy consumption from renewable sources in 2010. Law also contained a special bonus scheme to support these technologies. This goal was a great stimulus to increase the share of renewable in the generation structure of the country, which went from 2% of the total installed capacity in 1998 to 29% in 2012.

Considering the situation of renewables in Spain throughout the period of its electricity sector restructuring, this thesis aims to find out the economic impact of these sources of energy in the average retail price of electricity during this period. The selected tool was the comparative analysis in similar environments for some variables and in different environments for other variables, to identify the effect of these variables in the average retail price of electricity in the UK, California, Brazil and Spain.

In this thesis we used the average retail price of electricity as a parameter to assess the effects of electricity sector restructuring instead of using the domestic or industrial electricity price, because the aim was to analyze the behavior of this commodity in the country as a whole and not for a specific class of consumer. The average retail price of electricity was determined by considering the real costs of electricity each year. The purchasing power parity (PPP) was used in order to compare the prices between different countries. The PPP is a conversion factor of currency exchange that converts nominal prices to international dollars, and equalizes the purchasing power of the considered countries, eliminating the differences in price levels between them.

The data for the proposed analysis have been collected from various sources covering a time horizon of 30 years. Localization, verification and approval of these data, that comes from different sources is one of the novel and fundamental aspects of this thesis. From these data, the curves of average retail price of electricity and of the variables that could have some influence on this were developed, and then correlations between price and each variable were made. The hypothesis was that the increase in renewable generation in Spain had a measurable impact on prices, while in the other analyzed countries this impact was negligible. So that, the comparative analysis of the correlations between the curves of average retail price of electricity and the curves of the variables identified, allowed for segregating the specific influence of renewable in the restructuring of the Spanish electricity sector.

1 Introducción

Las reformas aplicadas en el sector eléctrico de algunos países a partir de los años 80, tenía como objetivo mejorar la eficiencia y estimular innovaciones tecnológicas, abaratando consecuentemente el coste de la energía suministrada a los consumidores sin que se redujera la calidad del servicio recibido. Con ello se posibilitó el acceso de terceros a las redes y la liberalización de algunas actividades del sector, proporcionando competencia en la generación y en la comercialización de energía.

En España, este proceso se inicia en la práctica con la aprobación de la Ley 54 del Sector Eléctrico en 1997, que establecía las líneas generales de la reestructuración de las actividades del sector y además marcaba como objetivo el 12% del consumo de energía primaria proveniente de fuentes renovables en el año 2010. La norma también contenía un Régimen Especial de apoyo a estas tecnologías basado en un sistema de primas. Este objetivo fue un gran estímulo para el incremento de la participación de las renovables en la estructura de generación del país, la cual pasó de representar el 2% de la potencia total instalada en 1998 al 29% en 2012 - considerando que en las fuentes de energías renovables no se incluye la hidráulica -.

Actualmente se encuentra en vigor el Plan de Energías Renovables 2011-2020, que tiene el objetivo de lograr que, tal y como indica la Directiva 2009/28/CE, en el año 2020 al menos el 20% del consumo final bruto de energía en España proceda del aprovechamiento de las fuentes renovables. Atendiendo a los mandatos del Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, y de la Ley 2/2011, de Economía Sostenible, que incluye, en su Artículo 78, como objetivos nacionales mínimos en materia de ahorro y eficiencia energética y energías renovables en 2020, los mismos objetivos de la Directiva 2009/28/CE.

Teniendo en cuenta la situación de las renovables en España a lo largo del periodo de reestructuración de su sector eléctrico, en esta tesis se propone la realización de un análisis económico del impacto de estas fuentes de energía en el precio final medio de la energía eléctrica durante este período. La herramienta seleccionada ha sido el análisis comparativo en entornos similares para algunas variables y en entornos muy diferentes

para otras, lo cual debe permitir identificar el efecto de las variables de interés en el precio final medio de la electricidad en tres países junto con España. En el sector de cada uno de estos países se determinan las variables principales, tanto particulares como comunes (cambios legislativos, precio del combustible primario, P_{inst}/P_{max} , inversiones en nuevas centrales y tipo de tecnología de éstas), que pueden haber tenido influencia en el precio, para entonces determinar el impacto de las renovables en el mismo.

Para la selección de los países sujetos al análisis comparativo, se ha tenido en cuenta el proceso de reestructuración del sector eléctrico, el entorno legislativo, la estructura de generación y la participación de las renovables en la misma. Bajo estos criterios de selección, el primer país elegido fue el Reino Unido, un país europeo liberal con una democracia muy consolidada, además de ser uno de los pioneros en realizar una reestructuración ambiciosa de su sector eléctrico que ha servido como modelo para muchos otros países. Por lo que respecta a la generación renovable el Reino Unido no tuvo un incremento tan acentuado como España, y aunque prácticamente no existía cuando se iniciaron las reformas del sector, ésta llegó a representar el 8% de la potencia instalada total en el 2012.

El otro país seleccionado para el análisis fue Brasil, un país americano con una democracia poco consolidada y con elevada inseguridad jurídica. Cabe indicar que la reestructuración en el sector eléctrico de Brasil fue mucho más limitada si se compara con la del Reino Unido, aunque se utilizase éste como modelo. La estructura de generación de Brasil es muy peculiar, puesto que prácticamente la totalidad de la energía proviene de centrales hidráulicas, con todo, la participación de las renovables en la estructura de generación de Brasil fue bastante similar a la del Reino Unido, pasando de representar un 2% al inicio de las reformas, a un 9% en el 2012. Además, la elección de Brasil se hace también atendiendo a razones relacionadas con los conocimientos del sector eléctrico brasileño adquiridos durante mi formación académica y mi experiencia en una de las compañías distribuidoras del país.

La tercera elección para el análisis comparativo fue el estado de California, que pertenece a un país americano representando una democracia consolidada, es el ejemplo de un proceso amplio y rápido de reestructuración, y que presentó muy pronto

problemas en su implantación, teniendo que ser consecuentemente interrumpido. Por lo que respecta a su generación renovable, California presenta un ratio de este tipo de generación respecto a la potencia instalada, que se mantiene prácticamente constante desde el inicio de las reformas hasta el 2012.

Por tanto se puede considerar que estos tres países son ejemplos representativos para el análisis propuesto. Un país que es considerado modelo en la reestructuración y que tuvo poco incremento de la participación de las renovables en la estructura de generación – el Reino Unido -, otro que implementa una variante de este modelo y tampoco presenta un incremento muy elevado en la participación de las renovables - Brasil -, y un tercero que implementa el modelo de una forma más radical, pero no muestra variaciones en la participación de las renovables a lo largo de este período - California. Como aclaración indicar que en adelante cuando se haga referencia a los cuatro países nos estaremos refiriendo con ello a España, Reino Unido, Brasil y al estado de California.

Para este análisis comparativo se elige el precio final medio de la electricidad en vez del precio de la electricidad para consumidores domésticos o industriales, debido a que el objetivo es analizar cómo se ha comportado esta “commodity” en el país como un todo y no para una determinada clase de consumo. El precio final medio de la electricidad se determinará considerando los costes reales de la energía eléctrica en cada ejercicio. Además, para comparar este precio entre los distintos países o estados, se utilizará el “purchasing power parity (PPP)” como factor de conversión del cambio de divisas para pasar los precios nominales a dólares internacionales, además de ecualizar en el proceso de conversión el poder de compra de los países considerados, eliminando las diferencias de nivel de precios entre ellos.

El análisis propuesto requiere de la recopilación de información procedente de fuentes muy diversas. En consecuencia, la primera parte consistirá en la investigación bibliográfica minuciosa en artículos científicos, libros, informes públicos y privados, documentos oficiales y legislación. El siguiente paso será la interpretación, contrastación, verificación y tratamiento de estos datos de forma a hacerlos comparables.

Los datos obtenidos deben abarcar un horizonte temporal de unos 30 años, de forma que sea posible elaborar las curvas de precio final medio de la energía, además de identificar

las variables estructurales que pueden tener alguna influencia en este precio durante este periodo y localizar los hitos que condicionan su evolución, para entonces poder establecer correlaciones entre el precio y las variables determinadas. Considerando la particularidad de la estructura de generación de renovables en España comparada con la de los otros países, se propone realizar un análisis comparativo de las correlaciones encontradas entre las curvas de precio y las variables identificadas para segregar la influencia específica de las renovables en la reestructuración del sector eléctrico español.

El objetivo fundamental de esta tesis es confirmar o refutar la hipótesis de que el aumento de generación renovable en España, ha tenido una repercusión mensurable en los precios, mientras que en los países que se utilizan como población de control con mucho menores incentivos y penetración de nueva generación renovable en buena parte del periodo analizado, esta repercusión ha sido insignificante. Adicionalmente, se considera que el período elegido es suficientemente amplio para garantizar que la dilación temporal variable de los efectos inducidos permita su detección.

El documento se estructura de la siguiente forma: el capítulo 2 describe la metodología utilizada, el capítulo 3 presenta la situación en la que se encontraban los sectores eléctricos antes de la reestructuración, cuando la idea de que la industria de la electricidad es un monopolio natural empieza a ser cuestionada y empiezan a manifestarse nuevos planteamientos relacionados con la introducción de la competencia y la capacidad de elección para los consumidores, explica las razones que llevaron a muchos países hacia este proceso, además de revisar las experiencias recogidas en la literatura internacional del sector sobre los procesos de liberalización en cada uno de los cuatro países objeto del estudio o estudios comparativos relacionados con el tema. En los capítulos 4, 5, 6 y 7 se ofrecen un resumen de la evolución y situación actual de las experiencias de reestructuración en el sector eléctrico de Reino Unido, California, Brasil y España, respectivamente, describiendo el modelo de mercado de electricidad implantado, las políticas de incentivo a las energías renovables, además de presentar y analizar los datos obtenidos. En el capítulo 8 se realiza la comparación de los datos de los distintos países, comprobando las similitudes y diferencias entre los sistemas. A la vista del análisis comparativo llevado a cabo previamente, en el capítulo 9 se analizará la repercusión de las energías renovables sobre el precio final medio de la electricidad

en España. Ya en los dos últimos capítulos se presentan las principales conclusiones de esta tesis y se indican algunas cuestiones que podrán ser objeto de posteriores investigaciones. Por último, en el anexo se han incluido los dos artículos desarrollados a lo largo de este período de investigación y que fueron presentados en sendos congresos internacionales.

2 Metodología

La metodología utilizada en la presente tesis consta de los siguientes pasos:

1. Investigación bibliográfica para trazar la evolución y situación actual de la experiencia en reestructuración del sector eléctrico

A partir de las informaciones recogidas en la investigación bibliográfica para cada uno de los países se expone la evolución y situación actual de las experiencias en reestructuración de su sector eléctrico, describiendo el modelo de mercado de electricidad implantado, y las políticas de incentivos a las energías renovables. Se han analizado para cada país:

- a. los desarrollos legislativos

REINO UNIDO	CALIFORNIA	BRASIL	ESPAÑA
Electricity Act of 1983	Public Utility Regulatory Policies Act of 1978	Ley 8.631/93	MLE/88
Electricity Act of 1989	Energy Policy Act of 1992	Ley 8.987/95 Ley 9.074/95	LOSEN/95
	Orden 888 – FERC Ley AB 1890	Ley 10.847/04 Ley 10.848/04 Decreto 5.163	Ley 54/1997

- b. los organismos de supervisión

REINO UNIDO	CALIFORNIA	BRASIL	ESPAÑA
OFGEM	CPUC, FERC	ANEEL	CNE

c. los entes responsables de la gestión del sistema eléctrico y del mercado

	REINO UNIDO	CALIFORNIA	BRASIL	ESPAÑA
Sistema eléctrico	NGC	CAISO	ONS	REE
Mercado	Power Exchanges, ELEXON	California Power Exchange*	CCEE	OMIE

* El California Power Exchange suspendió sus operaciones en el 2001.

d. artículos académicos

En el desarrollo de este estudio se han consultado diversos artículos, la lista completa se encuentra en el capítulo de bibliografía y en el capítulo 3 se destacan los más importantes.

2. Localización, recopilación, verificación y procesamiento de datos históricos macroeconómicos, del sistema eléctrico de potencia, y de costes y precios del sector eléctrico (1980-2012)

La información disponible abarca desde 1980 a 2012, aunque no fue posible completar la base de datos de todo este período para todos los países. Además, se ha de tener en cuenta que en algunos países se utilizaron fuentes de datos distintas, puesto que determinados datos no estaban disponibles para todo el horizonte en una única fuente. En estos casos fue necesario hacer un análisis de discrepancia entre fuentes e interpolación lineal en series incompletas, de forma que los datos fuesen comparables entre sí. Por ejemplo, en el caso de España, los datos de potencia instalada y de generación por tipo de tecnología proceden de dos fuentes distintas, el Ministerio de Industria Energía y Turismo y Red Eléctrica de España, y analizando los datos de ambas fuentes se observa que, aunque los datos del Ministerio presentan un histórico más largo, sus valores presentan incoherencias en el período final del análisis, al aparecer oscilaciones abruptas en la potencia instalada en estos años (2008-2012). Esto implicó calcular la discrepancia entre estos valores, para

determinar el año a partir del cual utilizar una interpolación lineal entre los datos de ambas fuentes. Las ecuaciones de cálculo utilizadas son las siguientes:

- $discrepancia\ absoluta = |y_1 - y_2|$ [1]

Siendo,

y_1 : valor obtenido a partir de la fuente 1

y_2 : valor obtenido de la fuente 2, para el mismo año.

- $discrepancia\ relativa = \frac{100 * discrepancia\ absoluta}{media\ aritmética\ (y_1, y_2)}$ [2]

- interpolación lineal: $y = y_a + (x - x_a) \frac{(y_b - y_a)}{(x_b - x_a)}$ [3]

Siendo,

y_a : valor obtenido a partir de la fuente 1 en el año x_a

y_b : valor obtenido a partir de la fuente 2 en el año x_b

y : valor interpolado entre las fuentes 1 y 2 en el año x

Se creó una base de datos de cada uno de los países, con datos referentes al sistema eléctrico de potencia, y a los costes y precios del sector eléctrico que fueron utilizados para calcular el precio final medio de la electricidad, además la base de datos incluía datos macroeconómicos utilizados para homogeneizar los precios final medio de la electricidad entre los países y así poder compáralos. Dentro de los datos del sistema eléctrico de potencia están las variables que pueden tener alguna influencia en el precio final medio de la electricidad, aunque existen algunas más que no pudieron ser analizadas por no disponer de información pública para el horizonte temporal considerado. Algunas de estas variables son: la tipología de las redes de transporte y distribución (mallada o radial), extensión de la red de distribución (km), número de subestaciones/MVA, interconexiones eléctricas (MVA). El hecho de no poder considerar más variables por la indisponibilidad de datos ha limitado así el alcance del análisis, siendo esta una de las dificultades en el desarrollo de este estudio.

A. Datos macroeconómicos:

- PIB nominal (en moneda nacional)
- PIB real (en moneda nacional en volúmenes de 2005)

El PIB es una medida macroeconómica que expresa el valor monetario de la producción de bienes y servicios de demanda final de un país o región, durante un período determinado de tiempo. El PIB nominal se define como el valor monetario de todos los bienes y servicios que produce un país o una economía a precios corrientes en el año que los bienes son producidos. El PIB real es el valor monetario de todos los bienes y servicios producidos por un país o una economía valorados a precios constantes, es decir valorados conforme a los precios del año que se toma como referencia en las comparaciones. Con estas dos variables se calcula el deflactor del PIB que es el índice más apropiado para medir la evolución de los precios de una Economía puesto que éste mide las variaciones de todos los bienes y servicios producidos en la economía en el periodo de referencia. Se ha utilizado el PIB real en valores constantes de 2005 debido a que este es el año base para los datos de la OCDE.

$$\text{deflactor del PIB} = \frac{\text{PIB nominal}}{\text{PIB real}} \quad [4]$$

- PPP (en moneda nacional/US dólares)

Para comparar las curvas de precio final medio de la electricidad entre los cuatro países se utilizó el PPP como factor de la conversión del cambio de divisas para pasar los precios nominales a dólares de los Estados Unidos o dólares internacionales¹. El PPP es una de las medidas más adecuadas para comparar la producción de bienes y servicios ya que tiene en cuenta las variaciones de precios. Cuando se quiere comparar el producto interior bruto de diferentes países es necesario homogeneizar la información, puesto que cada país mide su

¹ En la OCDE se utiliza la expresión “dólar de los Estados Unidos”, US\$, mientras que el FMI utiliza el dólar internacional, siendo que las dos formas tienen un significado idéntico.

producto en su moneda local, este indicador elimina la ilusión monetaria ligada a la variación de los tipos de cambio, de tal manera que una apreciación o depreciación de una moneda no cambie la paridad del poder adquisitivo de un país, puesto que los habitantes de ese país reciben sus salarios y hacen sus compras en la misma moneda. De esta forma, si el PPP para el GDP entre España y Estados Unidos es 0,71 euros por dólar, significa que por cada dólar gastado en el PIB de Estados Unidos, 0,71 euros tendrían que ser gastados en España para comprar un volumen equivalente de bienes y servicios. Por lo tanto, el PPP sirve como conversor de monedas y como deflactor espacial de precios, realizando el cambio de monedas a una moneda común, ecualizando en el proceso de conversión el poder de compra de ambos eliminando las diferencias en el nivel de precios entre los países.

Por ejemplo, para convertir el precio de la electricidad en España a dólares utilizando el PPP:

$$\text{precio electricidad (US\$/MWh)} = \frac{\text{precio electricidad (€/MWh)}}{\text{PPP (€/US\$)}} \quad [5]$$

B. Datos del sistema eléctrico de potencia:

- Potencia instalada por tipo de tecnología (MW)

Con esta variable se obtiene la contribución de cada tipo de tecnología en la capacidad total del sistema.

- Potencia máxima demandada (MW)

Con esta variable y la anterior se calcula el cociente $P_{\text{inst}}/P_{\text{max}}$ entre la potencia instalada y la potencia máxima demandada que da información sobre las inversiones realizadas en el sistema eléctrico. Este cociente se ha denominado habitualmente capacidad de reserva del sistema, aunque hay que tener en cuenta que cuando se habla de sistemas eléctricos con una mayor participación de generación no gestionables, como es la eólica y la solar, que operan con un bajo factor de capacidad, la $P_{\text{inst}}/P_{\text{max}}$ no representa realmente una capacidad de reserva garantizada.

- Generación por tipo de tecnología (GWh)

La generación por tipo de tecnología define la contribución de cada tipo de tecnología en el mix de generación.

- Consumo eléctrico (TWh)

Esta variable determina la demanda total del sistema.

- Extensión de red de transporte (km)

Esta variable ofrece una perspectiva de las inversiones en redes de transporte. Sin embargo, estos datos solo están disponibles públicamente para dos de los cuatro países.

C. Costes y precios del sector eléctrico:

- Componentes del precio de la electricidad

Para comparar los precios de la electricidad es fundamental conocer los componentes de que consta dicho precio. Estos componentes se clasifican en dos grupos, un grupo de componentes de mercado y otro de componentes regulados.

- Facturación total de la electricidad

Con la facturación total y el consumo eléctrico se calcula el precio final medio de la electricidad.

- Costes diferidos - déficits - del sector

Los costes diferidos en el tiempo hacen referencia a la existencia de déficits en el sector respecto a cualquiera de las actividades (transporte, distribución, generación) del mismo. En este estudio se tuvo en cuenta la existencia de estos déficits para el cálculo del precio final medio real de la electricidad, obteniendo así el precio final medio que hubiera resultado si se hubieran recogido todos los costes del servicio.

- Precio del gas natural.

El gas natural es el combustible con mayor representatividad en la generación térmica de los cuatro países, por lo que debe ser considerado como una de las variables que pueden influir en el precio de la electricidad. Teniendo en cuenta que dos de los países están en Europa y los otros dos en América, se obtuvieron datos del precio medio del gas en Europa (considerando el Reino Unido y España), en Estados Unidos y en Brasil. Aunque para éste último el histórico de datos disponibles es muy reducido comparado con los otros. Por otro lado, no se tomó para el análisis el precio de otros combustibles fósiles debido a que sus participaciones en la generación térmica son menores o prácticamente inexistentes como en el caso de California.

3. Cálculo del precio final medio de la electricidad y del precio final medio real de la electricidad

En esta tesis se optó por un análisis basado en el precio final medio de la electricidad, coincidiendo con el enfoque del FMI con un punto de vista macroeconómico, frente al enfoque de otros organismos, como por ejemplo la Unión Europea, que utilizan directamente los precios a consumidores de referencia (doméstico, comercial, industrial).

$$\text{precio final medio electricidad} = \frac{\text{facturación total}}{\text{consumo total}} \quad [6]$$

Para cada uno de los países, a partir de los datos de facturación y consumo eléctrico, se calculó el precio final medio de la electricidad. Además, se tuvo en cuenta la existencia de costes diferidos en el tiempo (déficit) para corregir los datos de facturación anual de la electricidad, imputando los gastos en el año en que fueron incurridos - utilizando el IPC como tasa anual de actualización - y restando las anualidades de recuperación del déficit en cada año.

$$\text{valor actual} = \frac{\text{valor futuro}}{(1+IPC)} \quad [7]$$

Tras la corrección de la facturación se dividió este valor entre el consumo de electricidad, obteniendo así el precio final medio real de la electricidad. El PPP y el

PIB fueron utilizados para hacer estos precios comparables, llevándolos a la misma unidad monetaria y refiriéndolos a un año base (2005).

4. Análisis de correlación de variables

En la interpretación de datos los primeros pasos son los cálculos de estadística descriptiva básica para las variables primarias que se investigan (por ejemplo, medias, desviaciones típicas y coeficientes de correlación) y la representación visual de las relaciones entre las variables. El análisis de datos es siempre una parte interesante del proceso de investigación, ya que marca el punto en el que las respuestas a las preguntas que condujeron la investigación comienzan a emerger. Sin embargo, se debe recordar que el objetivo no es “analizar datos”, sino obtener respuestas significativas a las preguntas de la investigación [Tinsley, 2000].

Por lo tanto, considerando el planteamiento de Tinsley [2000], se ha elegido utilizar la correlación de Pearson teniendo en cuenta que ésta es la que más se utiliza al iniciar un análisis de datos de los cuales no se sabe bien al cierto su comportamiento, aunque se ha trazado los diagramas de dispersión confirmando la procedencia de su aplicación. Se calculó para cada país la correlación lineal (Pearson) entre cada una de las variables consideradas y el precio final medio real de la electricidad. Siendo:

r = coeficiente de correlación de Pearson;

r^2 = indica la proporción de varianza de una variable asociada a la otra variable;

p = nivel de significancia (se ha considerado que el coeficiente es significativo cuando $p \leq 0,1$)

Criterios de valoración de los coeficientes de correlación (r):²

² Se ha utilizado estos criterios de valoración debido al elevado nivel de ruido presente en los datos, siendo así necesario considerar un rango de clasificación lo más incluyente posible, lo que está en total consonancia con los planteamientos de Fisher [1971] respecto a este tema (pág. 13-14): *7. The Test of Significance. It is open to the experimenter to be more or less exacting in respect of the smallness of the probability he would require before he would be willing to admit that his observations have demonstrated a positive result. It is obvious that an experiment would be useless of which no possible result would*

<u>Grado de relación</u>	<u>Positivo</u>	<u>Negativo</u>
Bajo	0,1 a 0,3	-0,1 a -0,3
Medio	0,3 a 0,5	-0,3 a -0,5
Alto	0,5 a 1,0	-0,5 a -1,0

5. Análisis comparativo

En esta etapa se realizó un análisis entre los datos de los cuatro países, comparándose la potencia instalada por cada tipo de tecnología, la potencia instalada total, la potencia máxima, la P_{inst}/P_{max} , el consumo, la extensión de la red de transporte y el precio del gas natural, con el fin de identificar las diferencias o similitudes entre los sistemas, además de comparar el precio final medio (real) de la electricidad y las otras variables, lo que nos dio un panorama de la situación del sector en cada país.

En el análisis comparativo entre los cuatro países se evaluó las siguientes variables:

- Potencia hidráulica instalada
- Potencia térmica instalada
- Potencia nuclear instalada

satisfy him. Thus, if he wishes to ignore results having probabilities as high as 1 in 20—the probabilities being of course reckoned from the hypothesis that the phenomenon to be demonstrated is in fact absent—then it would be useless for him to experiment with only 3 cups of tea of each kind. For 3 objects can be chosen out of 6 in only 20 ways, and therefore complete success in the test would be achieved without sensory discrimination, i.e. by "pure chance," in an average of 5 trials out of 100. It is usual and convenient for experimenters to take 5 per cent, as a standard level of significance, in the sense that they are prepared to ignore all results which fail to reach this standard, and, by this means, to eliminate from further discussion the greater part of the fluctuations which chance causes have introduced into their experimental results. No such selection can eliminate the whole of the possible effects of chance coincidence, and if we accept this convenient convention, and agree that an event which would occur by chance only once in 70 trials is decidedly "significant," in the statistical sense, we thereby admit that no isolated experiment, however significant in itself, can suffice for the experimental demonstration of any natural phenomenon; for the "one chance in a million" will undoubtedly occur, with no less and no more than its appropriate frequency, however surprised we may be that it should occur to us. In order to assert that a natural phenomenon is experimentally demonstrable we need, not an isolated record, but a reliable method of procedure. In relation to the test of significance, we may say that a phenomenon is experimentally demonstrable when we know how to conduct an experiment which will rarely fail to give us a statistically significant result.

- Potencia renovable instalada
- Potencia instalada y potencia máxima demandada
- P_{inst}/P_{max}
- Consumo
- Extensión de la red de transporte
- Precio del gas natural
- Purchasing Power Parity – PPP
- Componentes del precio de la electricidad
- Precio final medio de la electricidad
- Precio final medio real de la electricidad

6. Repercusión de las energías renovables en España

Considerando los resultados del análisis comparativo entre los 4 países, se realizó un análisis más detallado para España de la repercusión de cada una de las tecnologías renovables en el precio final medio real de la electricidad. Para ello se comparó el precio con las primas del Régimen Especial asignadas a cada tecnología, calculando las correlaciones entre estas primas y el precio final medio real de la electricidad, entre estas primas y el precio final medio real descontando el efecto del resto de las primas, y entre las primas económicas (que corresponde a restar de la retribución total a cada tecnología el precio final medio del mercado mayorista multiplicado por la energía primada) y el precio final medio real descontando el efecto del resto de las primas.

3 La reestructuración

El sector eléctrico es uno de los sectores estratégicos de un país, puesto que la energía eléctrica es un bien de primera necesidad para todos los consumidores y un factor de producción indispensable en casi todos los procesos productivos. Por tanto, su estructura y regulación no sólo afecta a las empresas que participan en la producción y el suministro de electricidad, sino a todas las empresas que ven cómo se altera su estructura de costes cuando se modifica el precio de la energía eléctrica, y también a todos los consumidores domésticos que destinan una parte de sus recursos al consumo eléctrico.

El sector eléctrico de muchos países pasó por un proceso de reestructuración que tuvo su inicio en las décadas de los 80 y 90. La idea de que la industria de la electricidad era un monopolio natural empezó a ser cuestionada y empezaban así a manifestarse nuevos planteamientos relacionados con la introducción de la competencia y la capacidad de elección para los consumidores.

Según [Hunt y Shuttleworth, 1997] la idea de separar comercialmente el producto “energía eléctrica” del servicio “el transporte” surgió con la constatación de que la generación ya no era un monopolio natural. Esto se debió a los cambios en los costes de generación de los años 80. La actividad de generación era considerada un monopolio a causa de las economías de escala que podían conseguirse invirtiendo en plantas de generación más grandes y más eficientes. De esta manera, el tamaño de las plantas aumentaba con la demanda del mercado, y entre 1970 y 1980 el tamaño óptimo de las plantas de generación sufrió el mismo incremento que había experimentado en los 50 años anteriores. De repente las cosas empezaron a cambiar y con la tecnología importada de la ciencia de materiales y del programa espacial, las turbinas se hacen mucho más eficientes. A la vez, el precio del gas había descendido y la prohibición de quema de gas impuesta por los países occidentales fue anulada, lo que terminó favoreciendo la fabricación de plantas de generación menores y más baratas. Además, en muchos casos, el coste total de una planta nueva era menor que el valor que los consumidores estaban pagando por los costes hundidos de la planta antigua. De este modo, algunos consumidores empezaron a plantearse tener su propia generación y a considerar la opción de cambiar de suministrador para obtener un producto más barato.

Tradicionalmente, el sector eléctrico funcionaba con una estructura estrictamente regulada en la que las empresas se encontraban verticalmente integradas siendo responsables de todas o de gran parte de las actividades, desde la generación hasta la distribución y comercialización. Estas empresas, que podían ser tanto de propiedad estatal como de propiedad privada, tenían sus franquicias exclusivas para suministrar la electricidad a sus consumidores doméstico, comercial e industrial, dentro de un área geográfica definida, caracterizando así un sistema de monopolio geográfico. En este sector de estructura vertical la planificación era centralizada, todos los costes eran directamente transferidos al consumidor, de tal manera que las empresas no tenían prácticamente incentivos para ser eficientes.

Sin embargo el desempeño de estos monopolios podía variar bastante entre los países, Joskow [2006] relata estas diferencias entre los países en desarrollo y países desarrollados. En los primeros el sector se caracterizaba por tener problemas de productividad, calidad de servicio, pérdidas del sistema, inversiones en las instalaciones, disponibilidad de servicio a una gran parte de la población, y precios que eran demasiado bajos para hacer frente a los costes y a nuevas inversiones. En los últimos el desempeño del sector, en general, era mucho mejor pero los altos costes de operación, los sobrecostes de construcción de nuevas instalaciones, los dispendiosos programas impulsados por presiones políticas, las amplias diferencias de desempeño entre empresas con características similares, y los altos precios necesarios para cubrir todos estos costes, acababan presionando para que hubiese cambios que redujeran los costes y los precios de la electricidad para el consumidor final.

Por lo tanto, se puede decir que la reestructuración tenía como objetivo principal reorganizar el funcionamiento del sector eléctrico de cara a mejorar su eficiencia proporcionando beneficios a largo plazo a los consumidores. Estas reformas se basaban fundamentalmente en la introducción de la competencia en la generación, proporcionando el acceso de terceros a las redes de transporte, y en la reforma de la regulación de las actividades de transporte y distribución. El establecimiento de mecanismos de regulación por incentivos para sustituir la regulación tradicional que afectaba al transporte y la distribución, fue clave para la introducción de la competencia tanto en el mercado mayorista (generación) como en el minorista (que ofrecía al

consumidor la posibilidad de elegir al suministrador que mejor satisficiese sus necesidades de energía eléctrica).

Aunque han habido discrepancias respecto a la forma para alcanzar estos objetivos [Hunt, 2002], [Joskow, 2000], [Littlechild, 2006] se pueden mencionar algunos componentes comunes y esenciales en la reestructuración:

- La privatización de las compañías estatales como una manera de crear incentivos para mejorar el desempeño de las empresas además de dificultar el uso de las mismas por parte del gobierno para alcanzar intereses políticos.
- La separación vertical de las actividades reguladas (transporte y distribución) de aquellas que se llevan a cabo en competencia, (generación y comercialización del producto) que se hace efectiva a través de empresas con contabilidad diferenciada, personalidad jurídica distinta y separación funcional, es otro factor importante para evitar la existencia de los subsidios cruzados entre las actividades en competencia de las actividades reguladas.
- La reestructuración horizontal del segmento de generación de forma a que haya un número adecuado de empresas y sus respectivas cuotas de mercado de forma que se dificulte el ejercicio de poder de mercado.
- La designación de un operador del sistema con carácter independiente, para realizar las actividades asociadas a la operación técnica del sistema, garantizando la continuidad y seguridad del suministro eléctrico favoreciendo, asimismo, la competencia.
- La creación de un mercado mayorista spot de electricidad (a corto plazo) para realizar operaciones de equilibrio en tiempo real entre la oferta y la demanda de energía eléctrica, pudiendo además incluir un mercado de contratos bilaterales (contratos a plazo físicos y financieros) y/o subastas de contratos a plazo.
- La regulación del acceso a las redes de transporte promoviendo el acceso eficiente a las mismas por parte de los compradores y vendedores mayoristas de manera que se incentive la competencia en la generación y en la comercialización de electricidad en beneficio de los consumidores finales (mercado minorista).
- La desagregación de las tarifas del consumidor final con objeto de separar el precio pagado por la energía a los comercializadores, del precio de las

actividades reguladas (uso de las redes de transporte y distribución), fomentando así la competencia en el mercado minorista.

- La especificación de unos criterios para el suministro de electricidad a los consumidores finales hasta que exista competencia en el mercado minorista para todos los consumidores (todos los consumidores puedan elegir su suministrador).
- La creación de agencias reguladoras independientes para aplicar la regulación por incentivos a los negocios regulados de transporte y distribución, creando un marco regulatorio estable y fiable que atraiga el capital necesario para la mejora del desempeño y la ampliación de las redes, favoreciendo así la competencia.
- La definición de los mecanismos de transición a utilizar en el desarrollo del buen funcionamiento de los mercados competitivos para enderezar los problemas que vengán a surgir durante la reestructuración.

Por lo que se refiere a este proceso de reestructuración en los cuatro países objeto del estudio, debemos mencionar una serie de artículos, libros y estudios de investigación que han servido como base para el desarrollo de esta tesis. Destacamos a continuación algunos de estos trabajos:

[Newbery, 2001] en que se analizan las reformas en el sector eléctrico de diversos países, incluyendo entre ellos el Reino Unido, California y Brasil, en que se plantean conclusiones tales como las de que el buen funcionamiento de un modelo de reestructuración aplicado a un determinado país puede no ser fácilmente trasladable a otros con circunstancias distintas.

[Woo et al, 2003] donde se analizan las reformas del mercado de electricidad en el Reino Unido, Noruega, Alberta (Canadá) y California concluyendo que la introducción de un mercado competitivo de generación no ha sido capaz de garantizar un servicio fiable de calidad a precios bajos y estables. El estudio destaca los fallos de las reformas y alerta de los riesgos de la implementación de estos modelos de reforma en un país con rápido crecimiento, sin combustibles autóctonos y con pocas posibilidades para el emplazamiento de nuevas plantas de generación, indicando que estos países deberían considerar la introducción de una regulación por incentivos.

[Erdogdu, 2011] en que es analizado el impacto que las reformas del sector eléctrico tienen sobre los conceptos de “margen coste-precio de la energía” y “subsidio cruzado entre consumidores industriales y residenciales”, todo ello a través de un modelo empírico aplicado a 63 países. El estudio concluye que no hay un patrón uniforme que pueda ser trasladado a todos los países y que refleje el impacto de las reformas sobre estos conceptos. También concluye en la necesidad de tener en cuenta otros factores relevantes como son el nivel de ingresos del país, niveles de consumo energético y las características específicas del mismo.

[Newbery, 2006] donde se describe la experiencia del Reino Unido en el proceso de liberalización del sector eléctrico, destacando la importancia de la desagregación vertical de las actividades y de la competencia en la generación y en la comercialización. Newbery pone de manifiesto las lecciones derivadas de esta experiencia, resaltando algunas cuestiones que aparecen con la evolución del modelo de mercado implementado, tales como, la concentración de mercado y los pagos por capacidad.

[Thomas, 2006] en que se examina la alta reputación de las reformas del sector eléctrico británico llegando a la conclusión de que ésta no está justificada y de los problemas fundamentales que están comenzando a emerger.

[Giulietti et all, 2010] donde se estudia el efecto que el *New Electricity Trading Arrangements (NETA)* tuvo sobre los precios de la electricidad para el consumidor doméstico en Gran Bretaña, concluyendo que la reducción en el precio del mercado mayorista no se traslada al consumidor final sino que estos beneficios se llevan a otras partes del sistema.

[Araújo, 2006] donde se hace un resumen de la evolución histórica del sector eléctrico brasileño, destacando sus especificidades y el contexto de las reformas. Se analiza el proceso de reformas, con sus puntos fuertes y sus deficiencias, llegando a la conclusión de que dos problemas siguen sin resolverse: por una lado, la lentitud en el proceso de obtención de las licencias ambientales de las centrales hidroeléctricas y por otro, el cómo asegurar un adecuado suministro de gas a las centrales térmicas y la construcción de la red de gas en un contexto de mercado.

[Kessler, 2006] en que se describen los cambios en la forma de organización del sector eléctrico brasileño, tales como, la introducción de la competencia en el mercado de la electricidad y el fin del modelo estatal. El estudio resalta los problemas del marco regulatorio vigente, el cual no garantiza la sustentabilidad a largo plazo del suministro energético, debido a la inseguridad jurídica, a la inestabilidad de las reglas y normas que lo caracterizan. Proponiendo, por lo tanto, una revisión de las directrices políticas del modelo de forma a recuperar los principios básicos de la regulación económica por incentivos y conseguir así alcanzar los objetivos propuestos, como el aumento de la eficiencia, la mejora en la calidad y obtención tarifas accesibles a todos los consumidores.

[Silva, 2011] donde se analiza la evolución de la economía y del sector eléctrico de Brasil desde el final del siglo XIX hasta el año 2010, con el fin de investigar la relación entre ambos utilizando un modelo econométrico. El estudio concluye que hay fuertes indicios de la existencia de una relación entre el crecimiento económico brasileño y la expansión del sistema eléctrico del país.

[Ritschel y Smestad, 2003] en que se analiza el proceso de reestructuración del sector eléctrico de California teniendo como referencia los subsidios introducidos en el sector, como consecuencia de las políticas implementadas en el mismo. Ejemplos de estas políticas son: la limitación del precio de la electricidad para el consumidor final, la compra de electricidad por el estado de California, la suspensión de la competencia en el mercado minorista y el posible uso indebido de dinero de la recuperación de los costes de transición. El estudio concluye que muchas de las acciones llevadas a cabo por el Estado para suavizar el impacto de la crisis energética, ocultó las señales de precios reales a los consumidores lo que impidió el ajuste oferta-demanda (conservación de la energía) y apoyó la estructura de generación del mercado de electricidad de California.

[Sweeney, 2006] en que se proporciona una visión general de la reestructuración del sector eléctrico en California a mediados de la década de 90, resaltando las principales normas de regulación implementadas durante este período, la crisis energética en los estados del oeste de los Estados Unidos y sus efectos en el sector eléctrico de California. Mencionando también los cambios pos-crisis realizados en el sector, y la incertidumbre respecto al rumbo de la regulación en este sector en el futuro, donde

algunos defienden un retorno a una estructura de monopolio verticalmente integrado mientras que otros proponen mejorar las normas de regulación existentes en un sistema parcialmente regulado y parcialmente liberalizado.

[Milla, 1999] donde se analizan las transformaciones en el sector eléctrico español como consecuencia de la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico de 1997, estudiando el sentido de los cambios realizados y examinando las repercusiones que pueden tener las modificaciones del marco regulatorio, prestando especial atención a sus efectos sobre la competencia y su influencia sobre los incentivos de las empresas que operaran en el sector. El estudio se basa en un análisis comparativo de la experiencia en la liberalización del sector eléctrico entre Inglaterra y Gales, y España.

[Blanco, 2005] en que se proporciona una visión general del proceso de reestructuración del sector eléctrico en España, analizando las características y el papel del mercado dentro de este sector, llegándose a la conclusión de que hay todavía oportunidades para promover la competencia efectiva en el sector eléctrico español, siempre que se eliminasen regulaciones intervencionistas propias de un sector verticalmente integrado y carente de competencia, y en la medida en que se introdujeran otras medidas que promoviesen la entrada de nuevos ofertantes y un comportamiento más racional del consumo.

[Fernández, 2010] evalúa los resultados de la liberalización del sector eléctrico español para sus principales agentes, en particular consumidores y empresas. Partiendo de la reconstrucción del antiguo marco regulatorio, Marco Legal y Estable, se realiza un análisis comparativo entre el actual sistema y el anterior marco regulatorio, de forma que se evalúan los costes y beneficios que pudo conllevar la liberalización para estos agentes. El estudio concluye que el resultado de la liberalización para los consumidores eléctricos puede ser peor que con el antiguo sistema regulatorio, considerando un contexto de precios al alza de las materias primas energéticas. Mientras que para las empresas el efecto de la liberalización sería favorable.

4 El sector eléctrico en el Reino Unido

4.1 La reestructuración del sector eléctrico

En el Reino Unido existen tres sistemas eléctricos interconectados entre sí – Inglaterra y País de Gales, Escocia e Irlanda del Norte. La reestructuración de la industria eléctrica del Reino Unido se inició en 1990, prácticamente a la vez en las tres regiones pero de forma distinta en cada una de ellas. En sus inicios la participación de Inglaterra y País de Gales en el mercado eléctrico del Reino Unido era muy mayoritaria, alcanzando el 88% del total. [EIA, 1997].

El Reino Unido fue una de las primeras naciones en realizar una reestructuración ambiciosa de su sector eléctrico, sirviendo como modelo para muchos otros países. En el Reino Unido la reestructuración de las relaciones comerciales se hizo en conjunto con la privatización, ya que su modelo de sector eléctrico era un monopolio público verticalmente integrado. El gobierno pretendía con esta reforma sustituir el monopolio por un sistema de mercado más eficiente y con precios competitivos. Para ello, debía introducir la competencia en las actividades de generación y comercialización, mientras que el transporte y la distribución serían tratados como monopolios naturales regulados.

Entre 1947 y 1990 el sector eléctrico en el Reino Unido estaba nacionalizado. En Inglaterra y País de Gales existía el Consejo Central de Generación de Electricidad, *Central Electricity Generating Board (CEGB)*, una compañía estatal responsable de toda la generación y transporte de energía eléctrica, que vendía la electricidad a las 12 compañías regionales de distribución, responsables tanto de la distribución como de la comercialización de la energía. En Escocia, por su parte, existían dos compañías verticalmente integradas - el Consejo de Electricidad del Sur de Escocia, *South of Scotland Electricity Board (SSEB)*, y el Consejo Hidroeléctrico del Norte de Escocia *North of Scotland Hydro Electric Board (NSHEB)* – que generaban, transportaban y suministraban la electricidad a los consumidores en sus respectivas áreas. Mientras tanto, en Irlanda del Norte existía solamente una compañía, la Eléctrica de Irlanda del Norte, *Northern Ireland Electricity (NIE)* (ver Figura 1) [Newbery, 2006].

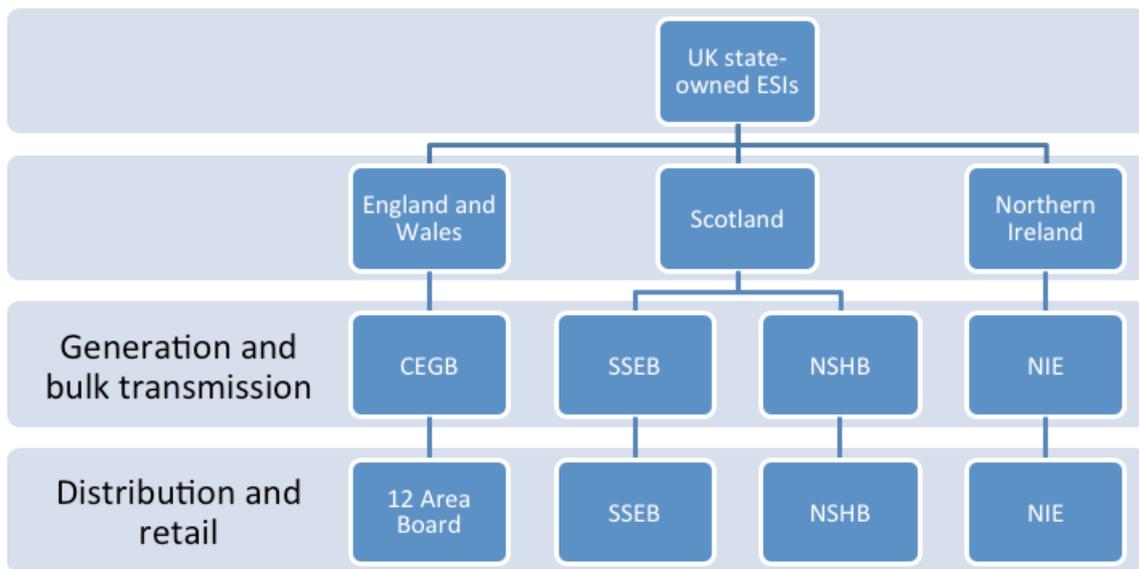


Figura 1. Estructura del sector eléctrico británico nacionalizado

Fuente: National Grid Company.

Un primer impulso a la reforma del sector eléctrico fue la Ley de la Electricidad de 1983, *Electricity Act of 1983*, aprobada por el gobierno británico,³ que fue diseñada con el propósito de estimular el crecimiento de los productores independientes de energía, facilitándoles el libre acceso a la red nacional de transporte. Esta ley exigía que el CEGB comprara la electricidad de los productores privados utilizando el concepto de gastos evitados⁴. Pero la ley no consiguió introducir suficiente competencia y la entrada de los pequeños productores al mercado fue escasa debido a la preponderancia de la CEGB [Einhorn, 1994].

Este proceso de reestructuración se inició, realmente, con la aprobación de la Ley de la Electricidad de 1989, *Electricity Act of 1989*, que establecía las bases de la reforma por la que el CEGB fue dividido en varias compañías. Estas compañías eran las generadoras National Power y PowerGen que fueron privatizadas, la generadora pública responsable

³ El ascenso de Margaret Thatcher al poder en 1979 es considerado por muchos autores como el comienzo de un período de reducción de la capacidad de intervención de los poderes públicos en la economía, principalmente a través de las privatizaciones en diversos sectores de la economía.

⁴ Los gastos evitados son los gastos que la empresa evita por no tener que construir sus propias plantas para producir igual cantidad de electricidad.

de la generación nuclear (Nuclear Electric) que posteriormente separó las centrales más modernas saliendo a bolsa como British Energy y, finalmente, la Compañía de Red Nacional, *National Grid Company (NGC)*, que poseía y operaba la red de transporte, y que debía proporcionar libre acceso a la ésta. Por otro lado, las 12 Compañías Regionales de Electricidad, *Regional Electricity Companies (REC)*, encargadas de la distribución y comercialización, también fueron privatizadas. A cada una de las REC les era permitido adquirir activos de generación de manera que no sobrepasara el 15% de sus ventas de electricidad. La parte del negocio de la distribución seguiría regulada mientras que su función comercializadora sería gradualmente liberalizada, siendo obligatoria la separación contable de ambas las partes.

Las reformas en Escocia e Irlanda del Norte fueron mucho más modestas. En Escocia las compañías fueron privatizadas manteniendo su estructura verticalmente integrada aunque, en términos generales, estaban reguladas en las mismas condiciones que las compañías de Inglaterra y País de Gales pudiendo vender su energía en el mercado mayorista inglés [Littlechild, 1999]. La Eléctrica de Irlanda del Norte fue privatizada en 1992 adoptando el modelo de “único comprador” por ser el más adecuado dada su pequeña dimensión y teniendo en cuenta que sus redes están aisladas de la red británica [Pollitt, 1999].

En suma, la reestructuración del sector eléctrico de Reino Unido ha sido realizada a la vez que la privatización de sus compañías. El gobierno del Reino Unido inició este proceso en 1989 a través de oferta pública de acciones (1990), siendo las centrales nucleares modernas (inglesas y escocesas) de las últimas en ser privatizadas (1996). Aunque las REC fueron privatizadas al principio del proceso, en diciembre de 1990, el gobierno mantuvo una participación, *golden share*, en cada REC hasta marzo de 1995, que le permitía controlar cualquier adquisición o fusión e incluso bloquearlas. Después de la privatización se produjo un importante cambio en el mix de generación de carbón a gas natural, *dash for gas*, lo que tuvo un fuerte impacto en la industria carbonera del país y llevó al cierre a muchas minas.

En este período de transición de un modelo de monopolio, capaz de transferir todos los costes a sus clientes cautivos, a otro de mercado, en el que los clientes son libres para elegir a su proveedor, destacan dos cuestiones importantes que tuvieron que ser

resueltas. Una de ellas era el precio del carbón británico, mucho más elevado que el del carbón importado y, a futuro, poco competitivo frente al gas, la otra que el CEGB no había dispuesto una reserva de fondos destinada al desmantelamiento de las centrales nucleares. Para resolver ambas cuestiones, por un lado se firmaron una serie de contratos *take-or-pay* por encima del precio de mercado, entre los generadores y British Coal (empresa responsable por la extracción del carbón nacional), para los 3 primeros años de la reestructuración. A la vez, los generadores firmaron contratos de venta, de prácticamente toda su producción, con las REC, recuperando así los costes de los contratos del carbón. Por otro lado, se impuso a las REC la obligación de comprar electricidad generada a partir de combustibles no fósiles (principalmente de las nucleares), *Non-fossil Fuel Obligation (NFFO)*, y por otro se fijó un impuesto sobre el carburante fósil a toda la generación fósil, *Fossil Fuel Levy (FFL)*. Este dinero se destinó a un fondo de Nuclear Electric para pagar sus deudas [Newbery, 2006].

En 1989, al amparo de la Ley de la Electricidad de 1989, *Electricity Act of 1989*, se crea la Oficina de Regulación de la Electricidad, *Office of Electricity Regulation (OFFER)*, encargada de regular el sector y encabezada por la Dirección General de Suministro Eléctrico, *Director General of Electricity Supply (DGES)*, para dirigir. Esta dirección tenía la misión de promover la competencia en la generación y comercialización, además de ser la responsable de la regulación de los segmentos de transporte y distribución, que permanecían como monopolio natural, y de establecer controles de precios y de normas para proteger a los consumidores asegurando la calidad de servicio. En 1999 se fusionaron las autoridades reguladoras del sector de gas y electricidad creándose el *Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM)* y en 2002 se fusionaron NGC con su equivalente en la industria de gas, Transco, formando la mayor empresa pública del Reino Unido, *National Grid Transco*.

Como mecanismo de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía eléctrica, en 1990, el gobierno instituyó, en Inglaterra y País de Gales, un mecanismo de mercado mayorista de energía *Power Pool* para actuar como una cámara de compensación entre los generadores y los consumidores mayoristas (sobre todo las REC). En 2001 el gobierno sustituye el Pool por el *New Electricity Trading Arrangements (NETA)* en un intento por reducir los altos precios de la electricidad en Inglaterra y Gales además de combatir los problemas del ejercicio de poder de mercado por parte de algunos

generadores. En el 2005 el NETA fue ampliado a Escocia denominándose *British Electricity Trading and Transmission Arrangements (BETTA)*.

En paralelo a la introducción de la competencia en la generación, el mercado eléctrico minorista fue paulatinamente abriéndose a la misma. A partir de abril de 1990, a los grandes consumidores, con demanda mayor que 1 MW, les fue permitido elegir suministrador de energía eléctrica, en abril de 1994 este umbral fue reducido alcanzando a los consumidores de más de 100 kW, y, finalmente, entre septiembre de 1998 y mayo de 1999 esta posibilidad se abrió a todos los consumidores.

Hacia finales de los 90, unos años antes de la implantación del NETA en 2001, hubo una tendencia de reintegración vertical de las empresas del sector eléctrico Británico para reducir los riesgos derivados de los cambios en los mecanismos transaccionales, *trading arrangements*. Se produjeron fusiones entre empresas generadoras y suministradoras, así como fusiones entre compañías de suministro de electricidad, gas y agua. Cerca de 8.000 MW de potencia, que representaban alrededor del 10% de la capacidad generadora de Gran Bretaña, cambió de propietario, quedando la mayoría de esta potencia en manos de empresas integradas verticalmente, y que tenían intereses en las actividades de generación y comercialización [Newbery, 2006].

British Energy fue privatizada en 1996, y en 2002 solicitó ayuda financiera al gobierno del Reino Unido a raíz de los bajos precios en el mercado mayorista lo que deterioró su posición financiera. El gobierno accedió a proporcionar la ayuda solicitada dada la importancia estratégica nacional que representaba la compañía ya que los cierres no planificados de las centrales nucleares de British Energy habrían tenido consecuencias para la seguridad y habrían puesto en peligro el suministro de electricidad. Sin embargo, el gobierno exigió como condición una reestructuración financiera de la empresa. British Energy acordó hacer pagos anuales al Fondo de Obligaciones Nucleares, *Nuclear Liabilities Fund*, del 65% del flujo de caja libre disponible como una condición de la reestructuración. Al año siguiente de la finalización de la reestructuración, en enero de 2005, el precio mayorista de la electricidad aumentó considerablemente y el precio de las acciones de la compañía creció a más del doble. Los acreedores de la empresa que en el proceso de reestructuración adquirieron la mayor parte de las acciones de British Energy se beneficiaron significativamente de esta subida.

El *Nuclear Liabilities Fund*, responsable por el coste futuro del cierre y desmantelamiento de las centrales nucleares de British Energy, era administrado por el gobierno y, en 2007, convirtió sus derechos en acciones reduciendo su participación del 65% al 36% con la venta a inversores institucionales por un valor de 2,3 mil millones de libras. En 2009, cuando British Energy fue comprada por EDF SA, el gobierno se deshizo del 36% restante de su participación en el Fondo, recibiendo 4,4 mil millones de libras a cambio.

4.2 La evolución del mercado de energía eléctrica Británico

4.2.1 Power Pool, 1990-2001 (Inglaterra y País de Gales)

El mercado eléctrico mayorista denominado como *Power Pool* fue instituido en 1990, en Inglaterra y País de Gales, como un mecanismo de negociación obligatorio para los generadores (mayores que 100MW), suministradores y grandes consumidores. La NGC, como administradora y operadora del *Pool*, era quien pronosticaba la demanda para cada media hora del día siguiente. Por su parte con veinticuatro horas de antelación, los generadores hacían sus ofertas de energía a través de un mecanismo de subasta para cada periodo de media hora del día siguiente. En estas ofertas que eran válidas para los 48 periodos de media hora del día siguiente, los generadores podían especificar además diversas restricciones técnicas para forzar un patrón particular de uso de cada planta a lo largo del día, e influir en si la planta fijaría el precio. Tras este proceso, la NGC ordenaba las ofertas de acuerdo con el coste, creando así un orden de mérito de las centrales generadoras que minimizaba el coste para atender la demanda pronosticada para cada período, pero que no tenía en cuenta las restricciones de la red de transporte.

Los compradores de la electricidad pagaban el precio de venta del *Pool*, *Pool Sell Price (PSP)*, compuesto por el precio que recibían los generadores despachados, precio de compra del *Pool*, *Pool Purchase Price (PPP)*, más un adicional *uplift*. Este *uplift* eran remuneraciones por los servicios complementarios, como por ejemplo, los costes de restricciones en la red de transporte, déficit de generación y errores en el pronóstico de la demanda. Por lo tanto, los generadores despachados recibían el PPP, que era el precio marginal del sistema “*System Marginal Price (SMP)*” o sea, el precio de la oferta más cara necesaria para cubrir la demanda prevista, más un incentivo financiero para la

manutención de una capacidad de generación adicional en caso de que la demanda excediera el consumo previsto, pago por capacidad. El pago por capacidad se basa en el coste esperado de los cortes de energía, que corresponde a la diferencia entre el valor económico de la carga que no puede ser cubierta, *Value of Lost Load (VOLL)* y el coste marginal de corto plazo para cumplir con ella. Por lo tanto, el pago por capacidad es igual a la probabilidad de pérdida de carga, *Loss of Load Probability (LOLP)*, multiplicado por este coste esperado [Newbery, 1995].

$$\text{Pago por capacidad} = \text{LOLP} * [\text{VOLL} - \max(\text{SMP}, \text{precio de la oferta})] \quad [8]$$

Siendo,

LOLP: probabilidad de pérdida de carga

VOLL: valor económico de la carga descubierta

SMP: coste marginal de corto plazo

$$\text{PPP} = \text{SMP} + \text{Pago por capacidad} \quad [9]$$

Siendo,

PPP: precio de compra del *Pool*

SMP: coste marginal de corto plazo

$$\text{PSP} = \text{PPP} + \text{uplift} \quad [10]$$

Siendo,

PSP: precio de venta del *Pool*

PPP: precio de compra del *Pool*

uplift: remuneraciones por servicios complementarios

Además del mercado del *Pool*, que funcionaba como un mercado spot de commodities determinando el precio de referencia, y también como un mercado de ajustes, la mayoría de los generadores y suministradores firmaban contratos financieros bilaterales para protegerse de la volatilidad del precio del *Pool*. Entre 80 % y 90 % de la energía negociada en el *Pool* estaba protegida a través de los contratos bilaterales de medio y largo plazo. El modelo de contrato era un contrato por diferencias, *Contract for Differences (CfD)*. En los CfD los generadores y los compradores de la electricidad se protegían de las variaciones de precios del *Pool* especificando un volumen y un precio, que era fijado teniendo como referencia el precio del *Pool*. Si este precio acordado resultara más alto que el PPP el generador pagaría al comprador la diferencia. Pero, si el precio acordado resultara más bajo el comprador reembolsaría al generador por la diferencia [Hunt, 2002].

Aparte de los dos mercados anteriores, también había un mercado de contratos a plazo de electricidad, *Electricity Forward Agreements (EFA)*, que proporcionaba una cobertura a corto plazo frente a los principales componentes responsables de la incertidumbre del precio de la electricidad. Los EFA se negociaban a través de *brokers* y estaban más estandarizados que los CFD, que se negociaban con contratos privados.

El *Pool* fue ampliamente criticado durante sus 11 años de funcionamiento. El ejercicio del poder de mercado por parte de algunos generadores era un problema importante en el *Pool*. A lo largo de los años surgieron varias denuncias por manipulación de precios por parte de National Power y PowerGen debido a su posición dominante en el *Pool* [Henney y Crisp, 1997]. Estas dos empresas tenían poder de mercado e incentivos para manipular el precio debido a la falta de competencia en la generación. La principal forma en la que el duopolio manipulaba el mercado era a través del mecanismo de pago por capacidad, el cual según Thomas [2006] tenía serios problemas en su concepto ya que premiaba la escasez de inversiones frente al desarrollo de nuevas plantas. Green [1999] relaciona el mecanismo de pago por capacidad y el poder de mercado, demostrando que muchos de los problemas del *Pool* procedían del poder de mercado, y no de la estructura del propio *Pool*.

En 1998 el regulador emitió un informe a petición del gobierno dando recomendaciones acerca de cambios significativos en el funcionamiento del *Pool* [Offer, 1998]. Estos

cambios fueron implementados en marzo de 2001, cuando fueron introducidos los nuevos mecanismos transaccionales para el mercado de la electricidad NETA, pasándose entonces del “modelo de mercado integrado” al “modelo de mercado descentralizado”⁵. El proceso de extinción del Pool y su sustitución por el NETA ha sido criticado por Newbery [1998, 1998a] y Shuttleworth [1999] quienes echaron en falta un análisis riguroso que realmente respaldase las nuevas propuestas de reforma.

4.2.2 NETA / BETTA

El nuevo sistema fue proyectado para permitir a los generadores y suministradores programar sus flujos de energía en la red y, aunque éstos pudiesen compensar sus déficit pagando por los desequilibrios, la meta era hacer poco atractivo el mercado de los desequilibrios, obligándoles a contratar [Hunt, 2002]. Una diferencia importante entre el NETA y el *Pool* es la participación del lado de la demanda en el mercado y otra es el concepto del auto despacho.

En el NETA la electricidad es negociada en 4 etapas distintas. En la primera etapa, se negocia la energía eléctrica a través de contratos confidenciales a medio y largo plazo, cuyo plazo puede ir desde varios años hasta 24 horas antes del intervalo de media hora del consumo. En la segunda etapa, hasta 1 hora antes del consumo, la energía es negociada en abierto, en el mercado spot en las bolsas de energía, *Power Exchanges*⁶, permitiendo así a los participantes hacer un ajuste fino de sus contratos. Las negociaciones en este mercado son bilaterales y fijadas al precio registrado en las bolsas de energía. Los niveles de generación y demanda de los participantes se transmiten al operador del sistema como notificaciones físicas finales, *Final Physical Notifications (FPN)*, al inicio de la tercera etapa, mecanismo de compensación, *Balancing Mechanism*, (1 h antes del tiempo real). Los FPN presentados representan la situación

⁵ En el “modelo de mercado integrado” la operación técnica (incluyendo la gestión de restricciones, desequilibrio y servicios complementarios) y la operación comercial (incluyendo el mercado “spot”) están altamente integradas y son llevadas a cabo por el operador del sistema. El operador del sistema opera el mercado “spot” utilizando un programa de optimización, que minimiza los costes totales de estos servicios. Mientras que, en el “modelo descentralizado” el propósito es minimizar el papel del operador del sistema con respecto a la operación del mercado “spot”.

⁶ La principal “Power Exchange” del Reino Unido es “APX Power UK”.

física de los participantes (generación y demanda) en sus auto-despachos. Alrededor, solamente, de un 3% de la electricidad se negocia en el mecanismo de compensación.

La NGC concilia las diferencias existentes en el sistema utilizando el *Balancing Mechanism*, en el cual, los generadores dispuestos a suministrar más electricidad que sus FPN, y los suministradores dispuestos a consumir menos electricidad, presentaban ofertas. A la inversa, también presentan sus ofertas los generadores preparados para generar menos y los suministradores dispuestos a consumir más.

La cuarta etapa es la de liquidación de desajustes, en la cual se saldan las diferencias en los contratos y la energía efectivamente producida o consumida. Siendo así, la NGC compra la energía adicional de los que consumieran menos o generaran más de lo contratado pagando por ésta el precio de venta en el sistema *System Sell Price (SSP)* y cobrando de los que consumieran más o generaran menos de lo contratado el precio de compra del sistema *System Buy Price (SBP)*. Estos precios son calculados para cada media hora del día utilizando el promedio de los precios de las ofertas aceptadas, a diferencia del *Pool* en que eran fijados según el precio marginal. Según Newbery [2006] normalmente los dos precios son distintos ($SBP \geq SSP$) y saldan los desequilibrios de cada parte, independientemente de si ésta está contribuyendo a favor o en contra, para el equilibrio del sistema como un todo. El modelo del NETA con sus etapas se ilustra en la Figura 2.

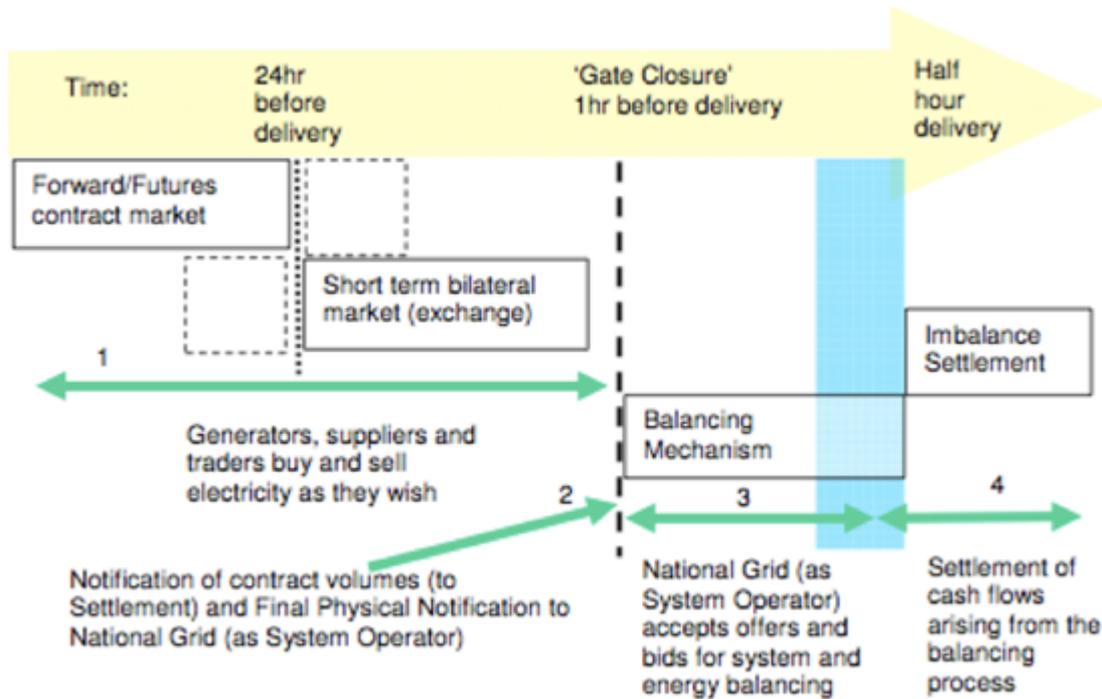


Figura 2. Estructura del modelo de mercado de electricidad NETA/BETTA

Fuente: National Grid Company [NGC, 2011].

Para hacerse cargo del proceso de ajuste y liquidación de la energía, en abril de 2000, fue creada la compañía ELEXON que, para desarrollar su actividad, aplica el Código de Equilibrio y Liquidación, *Balancing and Settlement Code (BSC)*. Inicialmente sus competencias abarcaban Inglaterra y País de Gales, y con la creación de BETTA se ampliaron a toda Gran Bretaña.

La ley de la energía de 2004, *Energy Act 2004*, introdujo, en 2005, un único mercado mayorista de energía en Gran Bretaña, el *British Electricity Trading and Transmission Arrangements (BETTA)*, con un solo operador del sistema de transporte NGC independiente de la generación y del suministro. El BETTA fue fundamentalmente una extensión del NETA que existía en Inglaterra y País de Gales. Antes del BETTA, el sistema eléctrico de transporte de Escocia era operado por la principal compañía de generación y por la principal compañía de suministro, Scottish Power y Scottish and Southern Energy, respectivamente.

4.3 Las políticas de las energías renovables en el Reino Unido

El gobierno del Reino Unido estableció una serie de directrices para medir y hacer frente a las emisiones de gases de efecto invernadero. El objetivo acordado para el

Reino Unido por el Protocolo de Kyoto de 1997, fue la reducción entre 2008 y 2012, de un 12,5% de sus emisiones de gases de efecto invernadero partiendo de los niveles del año base (1990). En el Libro Blanco de la Energía, *Energy White Paper*, publicado en el 2003, el gobierno adoptó una meta a largo plazo para poner al Reino Unido en el camino hacia la reducción de emisiones de CO₂ en un 60% en el año 2050, con resultados reales en el 2020 [DTI, 2003]. Por primera vez, el medio ambiente se puso en el centro de la política energética del gobierno, haciendo que la eficiencia energética y las energías renovables ocupasen un lugar destacado en el Libro Blanco, como principales vías para la reducción de las emisiones de carbono.

Con la ley del cambio climático de 2008 el Reino Unido se comprometió a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 80% por debajo de los niveles de 1990 para el año 2050, teniendo como objetivo parcial para el período 2008-2012 una reducción del 22% por debajo de los niveles de 1990. El Reino Unido plantea lograr este objetivo a través de una serie de acciones que implican un cambio hacia una economía más eficiente energéticamente y más baja en emisiones de carbono. Esto ayudará también a reducir la dependencia del Reino Unido a los combustibles fósiles importados y a quedar menos expuesto al incremento en precios de la energía en el futuro. Según los resultados provisionales del *Department of Energy & Climate Change (DECC)* [DECC, 2013] las emisiones de gases de efecto invernadero del Reino Unido cayeron un 26,7% en 2012 en comparación con los niveles de 1990, sin incluir la compra de créditos de carbono en el mercado de emisiones.

En el Libro Blanco de la Energía de 2003, el gobierno señala que las tecnologías renovables exitosas serían el método principal para lograr una economía baja en carbono. El CO₂ es el principal gas de efecto invernadero, representando alrededor del 88% del total de las emisiones de gases de efecto invernadero del Reino Unido en 2011. En 2012, un 40% de las emisiones de carbono provenían del sector eléctrico, el 24% del transporte, el 17% de los negocios y el 15% del sector residencial. El sector eléctrico es, por tanto, la mayor fuente de emisiones de CO₂, siendo las centrales eléctricas las que más contribuyen con casi un tercio de las emisiones totales de CO₂ [DECC, 2013].

Los planes de desarrollo y explotación de las energías renovables en el Reino Unido se remontan a 1989, cuando la *Electricity Act of 1989* introduce la obligación de

combustibles no fósiles, *Non-Fossil Fuel Obligation (NFFO)*, en Inglaterra y Gales, y obligaciones similares en Escocia y Irlanda del Norte, *Scottish Renewables Obligation (SRO)* y *Northern Ireland NFFO (NI-NFFO)*. Estas obligaciones requerían que las empresas de suministro de electricidad del Reino Unido asegurasen una cantidad específica de generación a partir de fuentes no fósiles, incluyendo las renovables.

El NFFO funcionaba con una serie de licitaciones en las que los interesados en desarrollar proyectos de energía renovable presentaban ofertas especificando el precio al que estaban dispuestos a desarrollar un proyecto. El Gobierno determinaba la capacidad disponible para diferentes tipos de la tecnología, y adjudicaba los contratos a las ofertas ganadoras. Las compañías de la red eléctrica pública, *Public Electricity Suppliers (PES)* eran obligadas a comprar toda la generación NFFO que se les ofreciese pagando el precio pactado para esta generación. La diferencia entre el precio pactado y el precio al por mayor, lo que representa la prima destinada a la generación renovable, era reembolsada con fondos de un impuesto sobre el carburante fósil planteado en las facturas de los clientes.

Antes de 1990 la única tecnología renovable en el Reino Unido era la energía hidráulica, principalmente en Escocia. El primer parque eólico instalado fue en Delabole, Cornwall, en 1991, con una potencia de 4 MW. Durante la década de los 90 se instalaron algunos parques eólicos más, además de las térmicas de biomasa y gas de vertedero. En el año 2002, la producción total de renovables era de cerca de 11 TWh, el doble que en 1990, aunque seguía representando una pequeña fracción del suministro total de electricidad (poco más de 3%).

El NFFO planteaba una serie de problemas, pero en especial la cuestión de que un alto porcentaje de las ofertas ganadoras no eran llevadas a cabo. En abril de 2002, el NFFO fue sustituido por el *Renewables Obligation (RO)*. Este nuevo mecanismo, implementado para incentivar el despliegue de la generación renovable a gran escala en el Reino Unido, funcionaba de la siguiente manera: las instalaciones de generación renovable que son certificadas por la administración reciben *Renewable Obligation Certificates (ROC)* para cada MWh de generación. Los suministradores de electricidad autorizados están obligados a comprar ROC correspondientes a su participación en las ventas totales de electricidad. Esta obligación se fijó en el 3% de las ventas en 2002/03,

debiendo aumentar a un 15,4% en 2015/16. Un suministrador que no obtenga suficientes ROC tiene que pagar una multa (*buy-out price*, 30£/MWh en 2002/03, corregida anualmente por la inflación).

En el RO original todas las tecnologías acreditadas recibían el mismo nivel de ayuda independiente de la tecnología (1 ROC por 1 MWh), lo que ha llevado a una fuerte inversión en las tecnologías de menor coste, como la térmica a gas de vertedero, la eólica terrestre y la cogeneración de biomasa. La Ley de la energía 2008, *Energy Act 2008*, introduce, a partir de 2009, unas categorías (*banding*) que vienen a diferenciar el nivel de incentivo a cada tecnología, o sea, la emisión de un número variable de ROC por MWh para las diferentes tipos de tecnologías.

Desde la introducción de la RO se ha producido un aumento constante en la capacidad instalada de renovables, especialmente eólica, con una serie de grandes parques eólicos, en tierra y en alta mar, construidos en los últimos años. La participación de las renovables en el mix de generación en 2012 fue de un 12% (cuatro veces el valor de 2002), pero todavía muy por debajo del porcentaje requerido para cumplir con la meta para 2020 de la Directiva de la Unión Europea respecto al uso de la energía renovable. Según Directiva 2009/28/EC vigente, el Reino Unido tiene como objetivo para el 2020, que un 15% del consumo final de energía sea obtenido a partir de fuentes renovables, y que cerca de un 30% de la energía eléctrica proceda de fuentes renovables.

Ha habido también otras iniciativas del gobierno para fomentar las energías renovables, tales como, el *Climate Change Levy (CCL)*, un impuesto que, a partir del 2001, se aplicaba sobre la energía consumida por el sector no doméstico, quedando exenta la electricidad producida a partir de fuentes renovables. O el más reciente programa *Feed-in Tariff (FIT)*, implantado en el 2010, y que busca promover las tecnologías renovables de pequeña potencia, requiriendo a los suministradores autorizados el pagar unas primas a la electricidad generada y vertida procedente de estas fuentes.

En el 2011 el gobierno publicó el Libro Blanco de la Reforma del Mercado, *Electricity Market Reform White Paper*, estableciendo las medidas claves para atraer la inversión, reducir el impacto en las facturas de los consumidores y crear un mix de generación seguro incluyendo gas, nuevas nucleares, renovables y la captura y almacenamiento de carbono. La hoja de ruta de las renovables publicada junto con el Libro Blanco presenta

un plan de acción para acelerar el despliegue de las energías renovables y para cumplir el objetivo del 15% de la energía total para el 2020 a la vez que reduce los costes.

4.4 Datos

4.4.1 Datos macroeconómicos

Los datos del producto interior bruto - PIB (PIB nominal y PIB real 2005) que se han utilizado proceden de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos – OCDE. Con estos datos se ha calculado el deflactor del PIB para poder transformar los precios finales medios nominales en valores constantes.

En la Figura 3 se observa la evolución del PIB nominal y el PIB real en valores constantes del 2005.

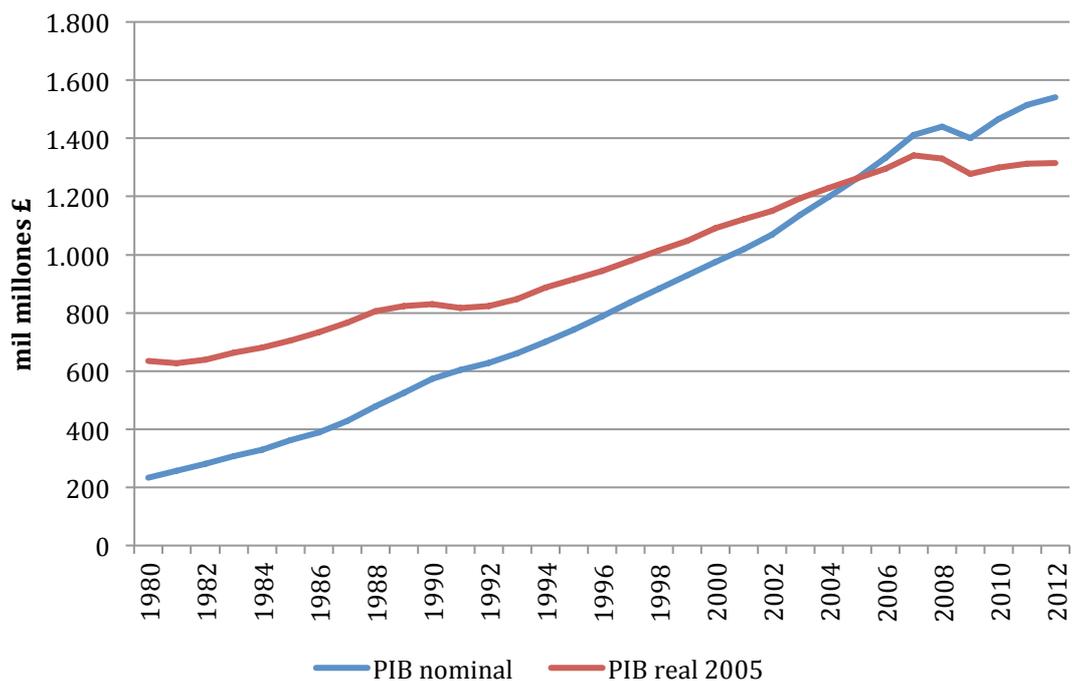


Figura 3. Evolución del PIB nominal y PIB real del Reino Unido

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la OCDE.

Para comparar las curvas de precio final medio de la electricidad entre los cuatro países se ha utilizado la paridad de poder adquisitivo, *purchasing power parity (PPP)*, como factor de la conversión del cambio de divisas para pasar los precios nominales a dólares internacionales, y el deflactor del PIB de los Estados Unidos (datos OCDE) para

obtener valores reales, llevando los precios a un mismo año. Los datos del PPP para el UK (Figura 4) proceden de la OCDE.

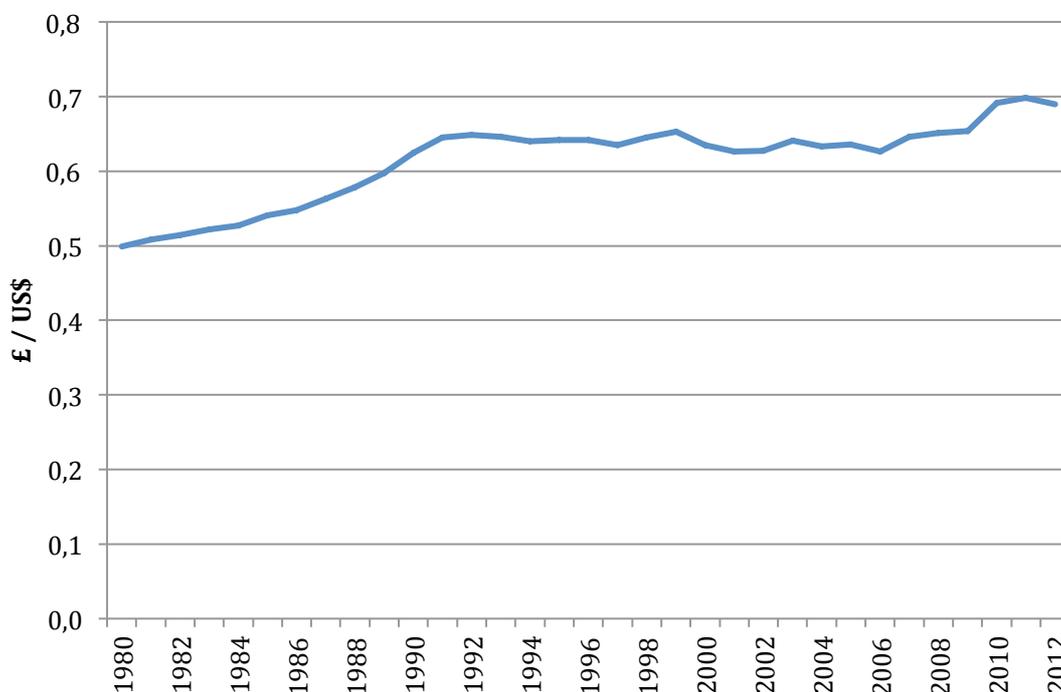


Figura 4. Evolución del PPP del Reino Unido

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la OCDE.

4.4.2 Datos del sistema eléctrico de potencia

Los datos de potencia instalada y generación por tipo de tecnología provienen del informe *Digest of UK energy statistics (DUKES)* publicado por el *Department of Energy & Climate Change (DECC)*. En la Figura 5 están representados los datos anuales del mix de generación y en la Figura 6 los datos anuales de potencia instalada por tipo de tecnología. Los datos, tanto de generación como de potencia instalada de fotovoltaica, incluyen también el aprovechamiento a partir de las olas y las mareas, y en la térmica convencional, incluyen carbón, petróleo y gas. Los datos de potencia máxima demandada en el sistema también proceden del informe DUKES del DECC. En la Figura 7 se observan los datos de potencia máxima demandada, potencia instalada y el cociente entre la potencia instalada y la potencia máxima.

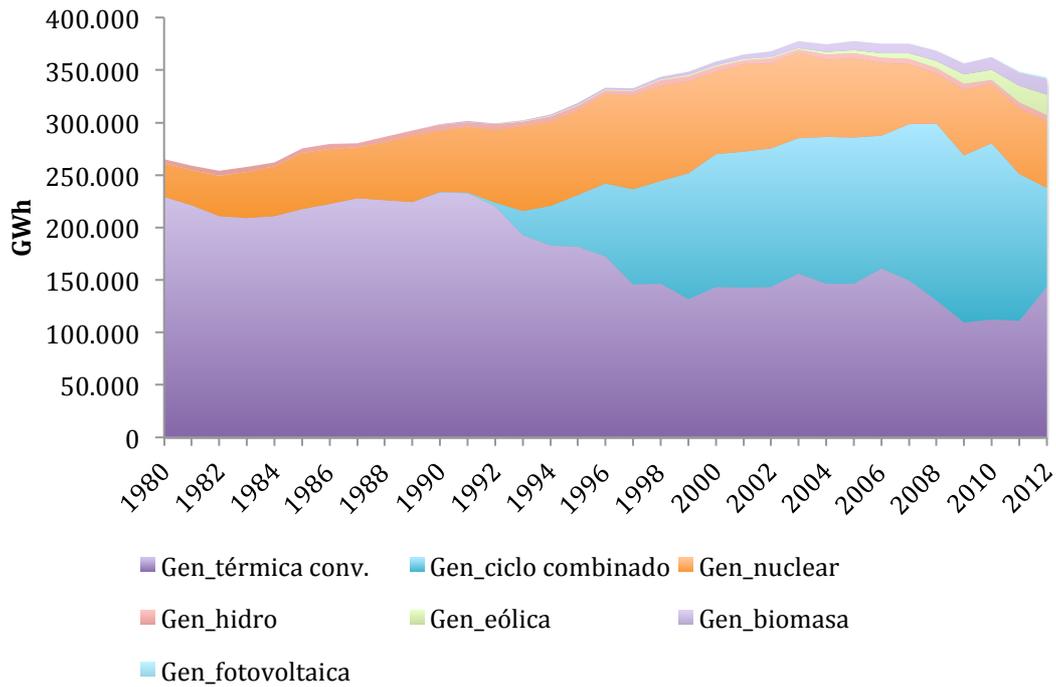


Figura 5. Mix de generación del Reino Unido 1980 – 2012

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del informe DUKES del DECC.

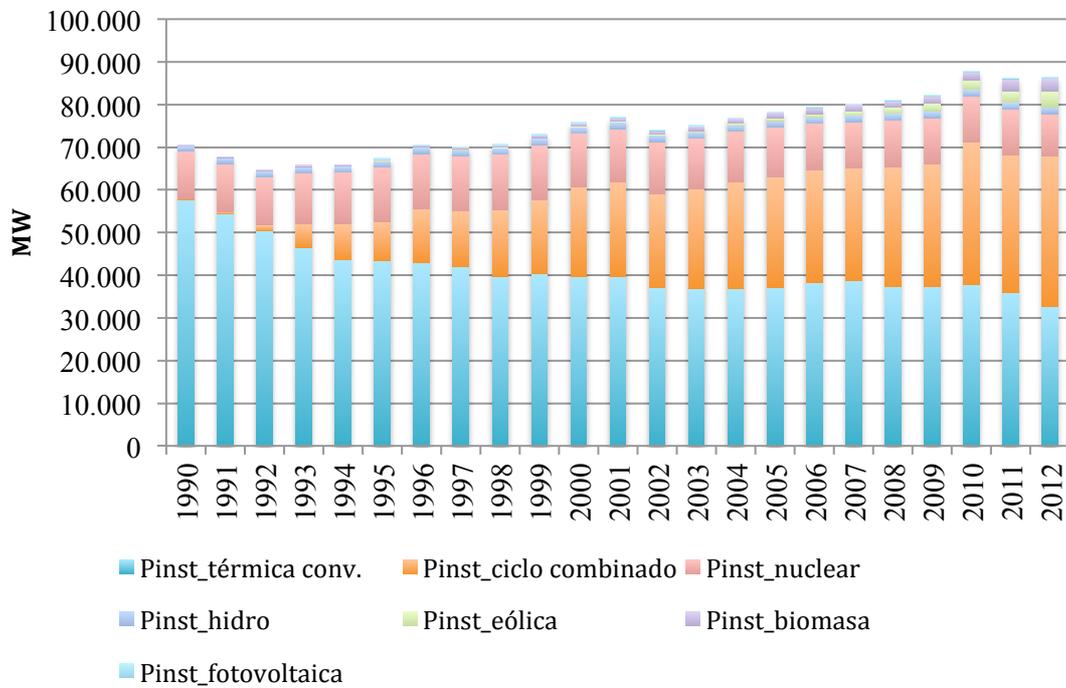


Figura 6. Potencia instalada por tipo de tecnología 1990 - 2012

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del informe DUKES del DECC.

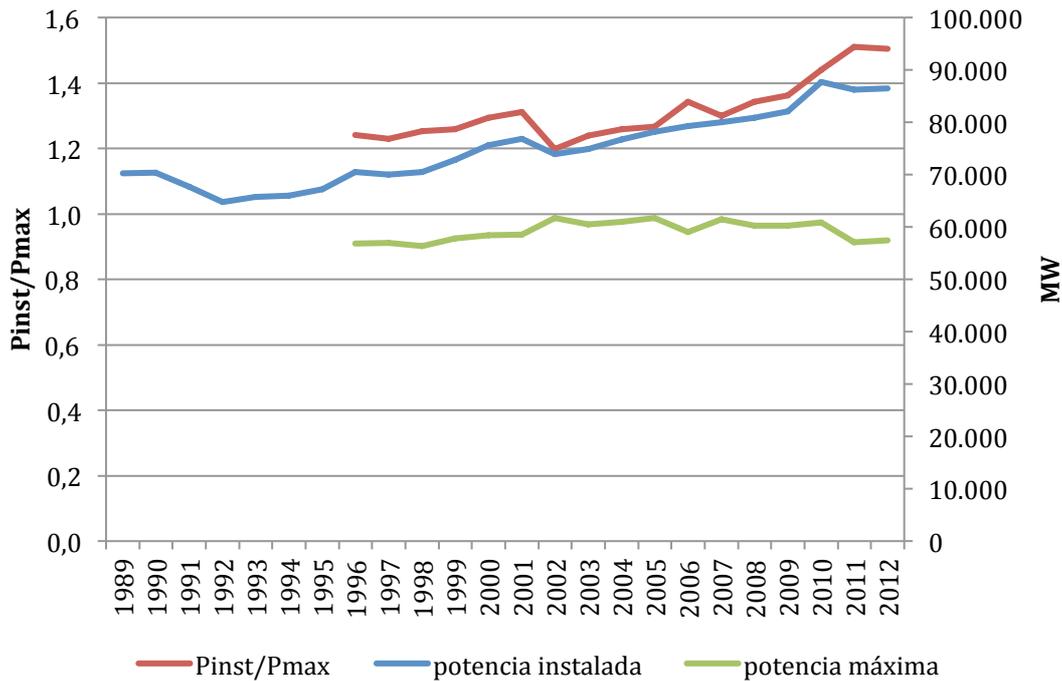


Figura 7. Potencia instalada, demanda máxima y Pinst/Pmax

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del informe DUKES del DECC.

Los datos del consumo total de electricidad del Reino Unido también proceden del informe DUKES del DECC, conforme se observa en la Figura 8.

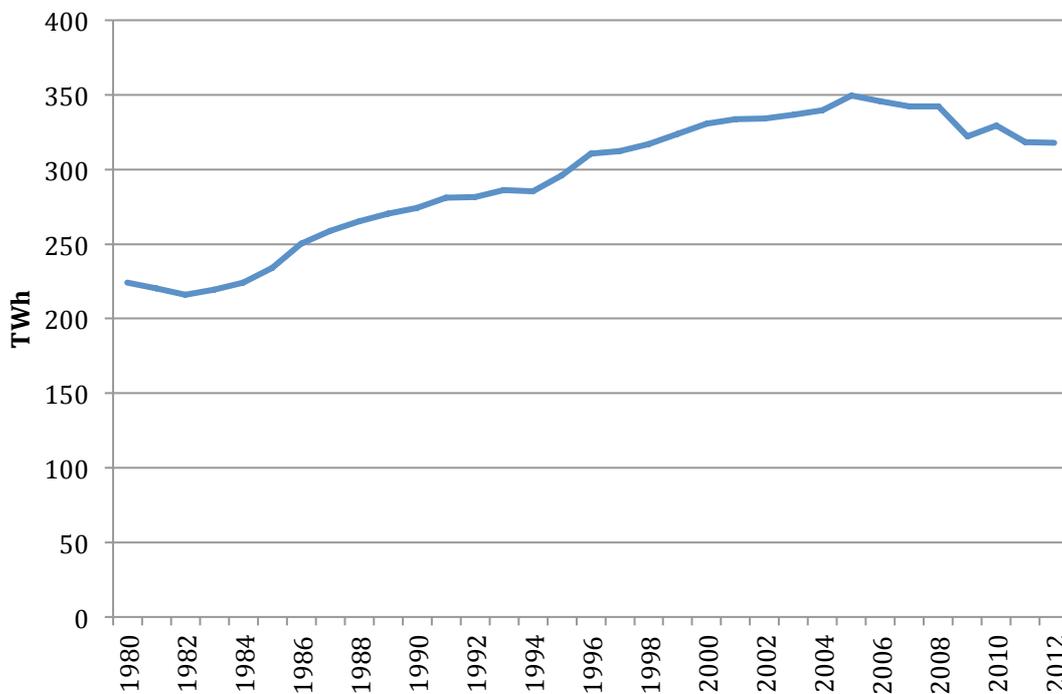


Figura 8. Evolución del consumo de electricidad en el Reino Unido

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del informe DUKES del DECC.

4.4.3 Datos de costes y precios del sector eléctrico

Aunque la composición del precio de la electricidad no sea más que una operación aditiva de los diferentes costes que componen el precio final, el precio de la electricidad depende esencialmente de la estrategia energética que se haya adoptado y, especialmente del mix de generación elegido. Para la composición del precio de la electricidad se han considerado sólo Gran Bretaña, sin incluir Irlanda del Norte, dado su mayor representatividad en el sector eléctrico del Reino Unido. El precio de la electricidad en Gran Bretaña está compuesto por: el precio de la energía en el mercado mayorista o a través de contratos bilaterales; los costes de comercialización, que son los costes asociados al funcionamiento de un negocio de venta al por menor, incluyendo ventas, facturación, etc; los impuestos; los costes de construir, mantener y operar las redes de transporte y distribución; los costes del operador del sistema (NGC), los costes de la compañía ELEXON, responsable como se ha indicado anteriormente del equilibrio y liquidación de la electricidad, el coste de las actividades del organismo regulador (OFGEM); los costes de las *Renewables Obligation (RO)*, un mecanismo de apoyo a los proyectos de energías renovables de gran potencia; las *Feed-in Tariff*, un programa de primas para apoyar los proyectos de energías renovables de pequeña potencia (< 5 MW); los costes del *Carbon Emissions Reduction Target (CERT)*, un programa que tenía como objetivo ofrecer medidas de ahorro energético a los consumidores domésticos hasta el 31 de diciembre de 2012 en que fue sustituido por el *Energy Companies Obligation (ECO)*; los costes del *Community Energy Savings Programme (CESP)*, un programa que tenía como objetivo ofrecer medidas de ahorro energético a los consumidores domésticos de bajos ingresos, también fue reemplazado por el ECO a partir del 2013; los costes de las tarifas sociales *Warm Home Discount Scheme* que representa una asistencia a los consumidores vulnerables frente a su factura eléctrica; los costes de la medición; los costes del *Hydro Benefit Replacement Scheme and Common Tariff Obligation* un plan para que los consumidores domésticos de áreas remotas del norte de Escocia no tengan que pagar una tarifa más alta por la electricidad.

Clasificando los componentes del precio de la electricidad en tres grupos: un grupo de componentes de mercado de generación (que incluye los componentes imprescindibles para el funcionamiento del sistema eléctrico y cuyos precios están definidos por mecanismos de mercado), el grupo de componentes de mercado de suministro (que

incluye los costes de los servicios de las empresas suministradoras / comercializadoras), y el grupo de componentes regulados (que corresponde a los componentes de precio regulado u obligación regulada). La Figura 9 representa la participación en el precio de la electricidad del grupo mercado de generación y la suma de grupo regulado y grupo mercado de suministro (se presenta de esta forma en función de la disponibilidad de los datos), se observa que los componentes de mercado de generación representan aproximadamente el 50% del precio en casi todo el período analizado, salvo en 2005, 2006 y 2008 en que se redujo a un 30%, llegando a un mínimo de 22% en el 2008.

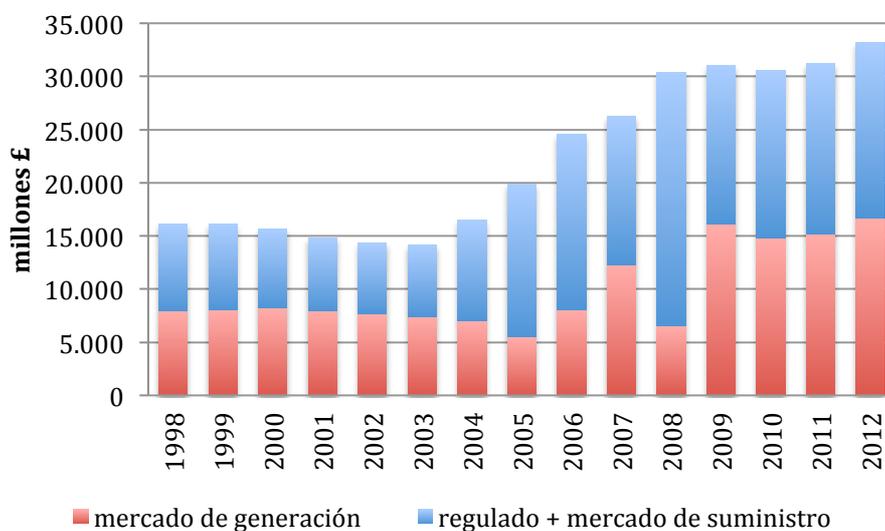


Figura 9. Componentes del precio de la electricidad en el Reino Unido

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del informe DUKES del DECC.

En el cálculo del precio final medio de la electricidad se ha tenido en cuenta la existencia de costes diferidos en el tiempo, como es el caso de las pensiones de los empleados de las compañías de transporte y distribución. Con esta información se han corregido los datos de facturación anual de la electricidad (datos DUKES, DECC) imputando los gastos al año en que fueron incurridos y restando las anualidades de recuperación del déficit en cada año. En la Figura 10 se observa la evolución de los datos de facturación anual de la electricidad del Reino Unido.

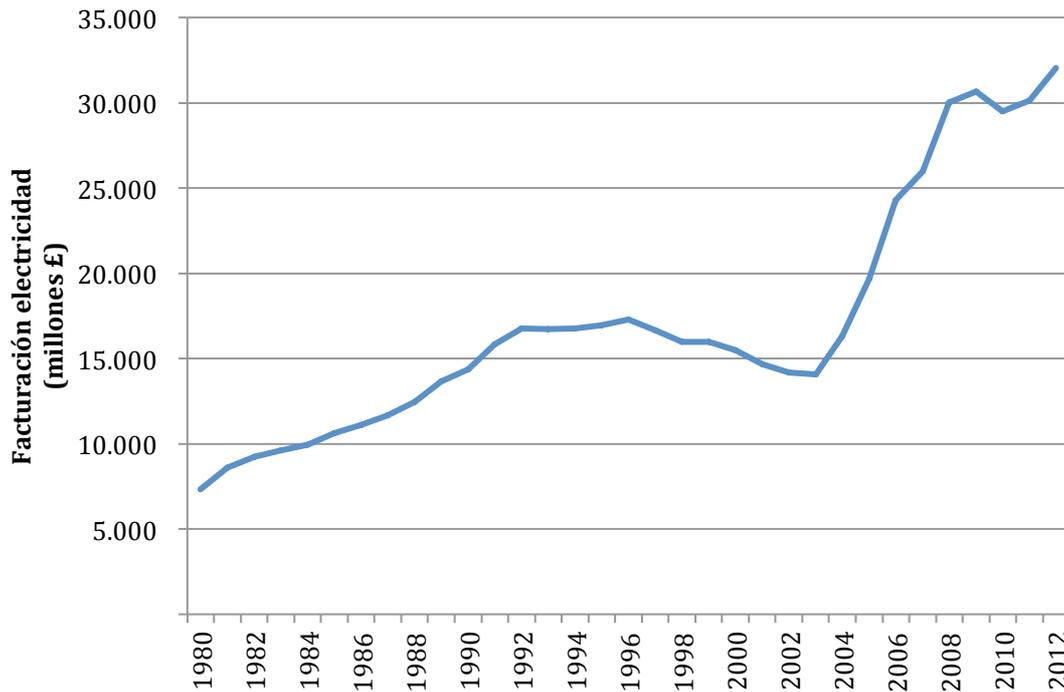


Figura 10. Evolución de la facturación de la electricidad en el Reino Unido

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del informe DUKES del DECC.

Los datos del déficit de las pensiones provienen de los informes de OFGEM, sobre las revisiones tarifarias de las compañías distribuidoras y de transporte. En la revisión tarifaria, realizada cada 5 años, cuando se define la remuneración permitida de las actividades reguladas de distribución y transporte, se autoriza el coste ex ante de las prestaciones de jubilación devengadas durante el período de control, y lo mismo para cualquier aumento o disminución en las prestaciones de períodos anteriores, como resultados de cambios en las hipótesis ex ante en las que éstas habían sido estimadas. En el informe de OFGEM *Electricity Distribution Price Control Review: Final Proposals (265/04)* de noviembre de 2004, que define los parámetros de la revisión tarifaria de las compañías distribuidoras correspondiente al período 2005-2010, se da por primera vez el tratamiento adecuado al déficit de los fondos de pensiones. El déficit se ha repartido durante 13 años (base anualizada), lo que correspondía al promedio de vida útil que les quedaba a las distribuidoras. El informe de OFGEM *Transmission Price Control Review: Final Proposals (206/06)* de diciembre de 2006, relativo al período de revisión tarifaria 2007-2012 de las compañías de transporte, determina la anualidad correspondiente al déficit a ser recuperado a lo largo de 10 años. El informe de OFGEM *Electricity Distribution Price Control Review: Final Proposals – Allowed Revenues and Financial Issues (147/09)* de diciembre de 2009 referente al período de revisión tarifaria

2010-2015, define la anualidad del déficit a ser recuperado en 15 años. El informe de OFGEM *RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas* de 17 de diciembre de 2012, relativo al período de revisión tarifaria 2013-2021 de las compañías de transporte, determina la anualidad correspondiente al déficit a ser recuperado a lo largo de 15 años. Puesto que los datos de los déficits son valores totales a ser compensados en el período de control siguiente, se ha considerado que, el mismo, ha sido generado en proporciones iguales durante los 5 años anteriores. Sin embargo, los datos son referentes al año fiscal de abril a marzo, lo que se ha tenido en cuenta a la hora de trasladar los valores a los años correspondientes. En la Figura 11 se observa la gráfica de costes diferidos, representando el déficit generado y las correspondientes anualidades pagadas. Tras la corrección de la facturación con respecto al déficit de las pensiones, se divide este valor entre el consumo final anual, obteniendo así el precio final medio real de la electricidad.

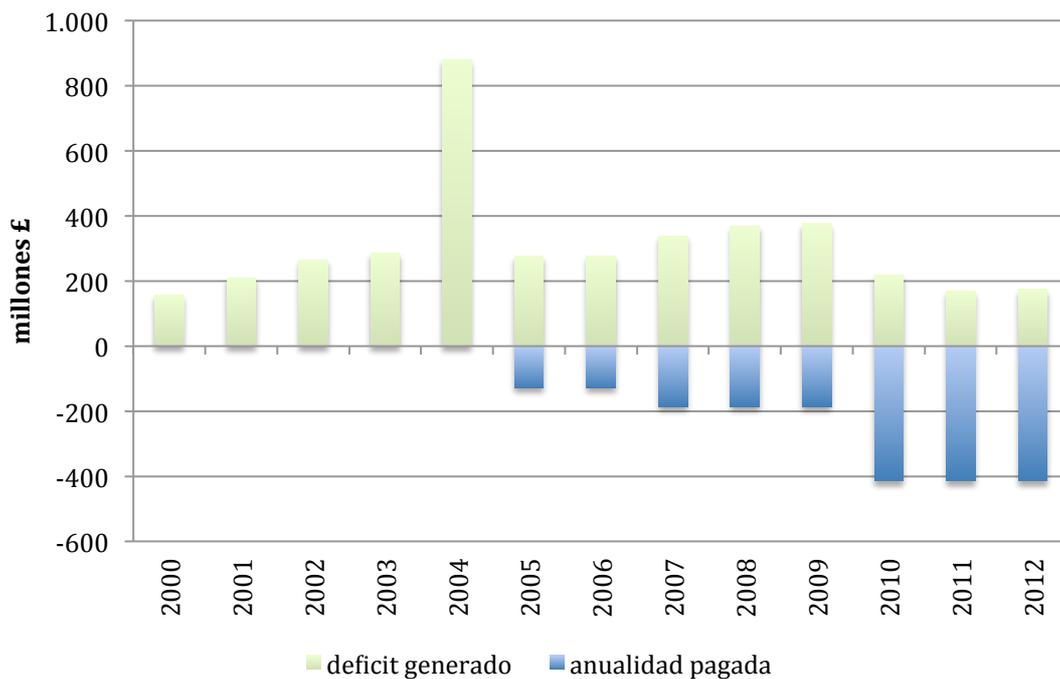


Figura 11. Costes diferidos en el tiempo

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OFGEM.

4.5 Variables con influencia en el precio de la electricidad

En este apartado se relaciona la curva de precio final medio real de la electricidad con cada una de las variables que podrían tener alguna influencia en éste y se calcula el coeficiente de correlación entre ambos.

Tabla 1. Correlación entre el precio final medio real UK y las variables

	r	r²	p
Pinst hidráulica	0,07	0,00	0,76
Pinst térmica	0,16	0,03	0,45
Pinst nuclear	-0,66	0,44	0,00
Pinst renovables	0,42	0,17	0,05
Pinst/Pmax	0,73	0,53	0,00
Consumo	-0,76	0,57	0,00
Precio gas natural Europa	0,32	0,10	0,07

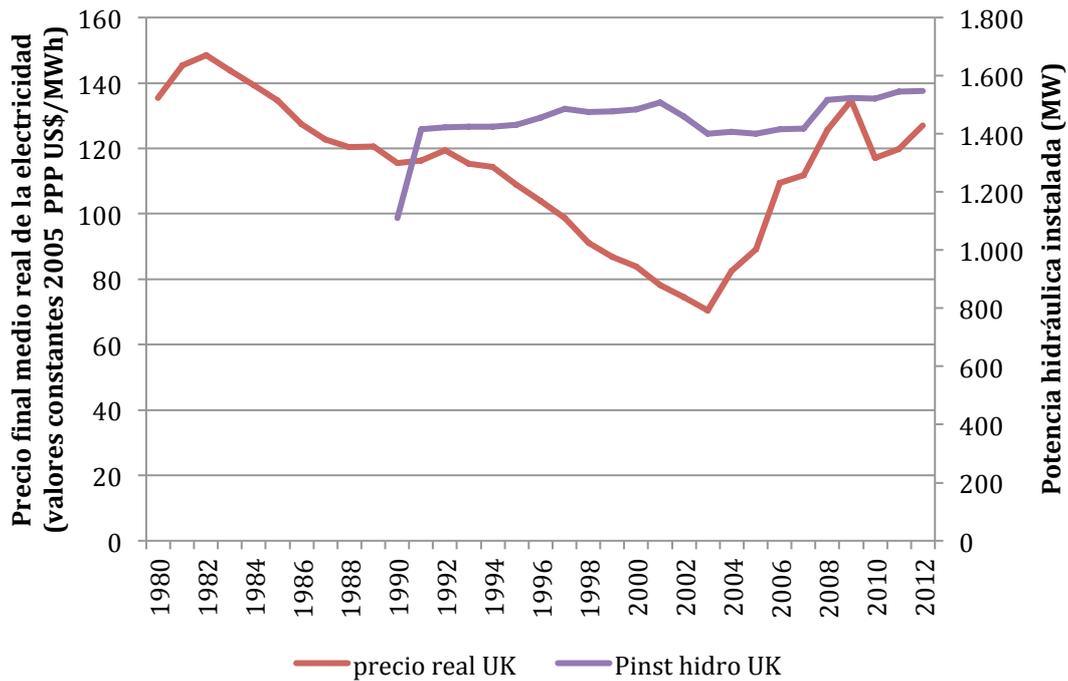


Figura 12. Precio final medio real y potencia hidráulica instalada en el Reino Unido

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC y OFGEM.

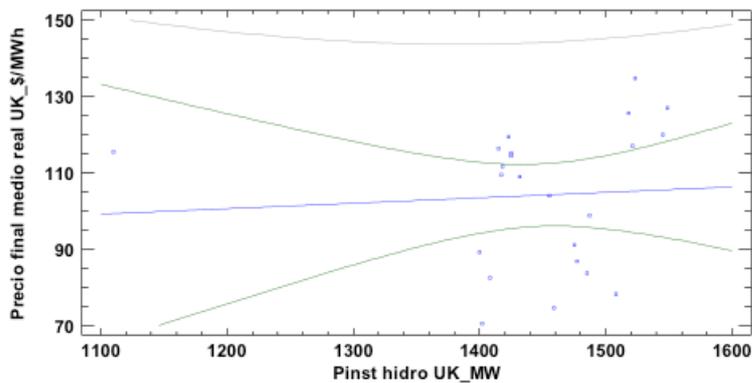


Figura 13. Dispersión precio final medio real y potencia hidráulica instalada en el Reino Unido

En la Figura 12, Figura 13 y Tabla 1, vemos que entre la potencia hidráulica instalada y el precio final medio real de la electricidad se ha obtenido un coeficiente de correlación muy bajo de 0,07 y además con una p muy alta de 0,76, indicando que no hay una correlación estadísticamente significativa entre ambos.

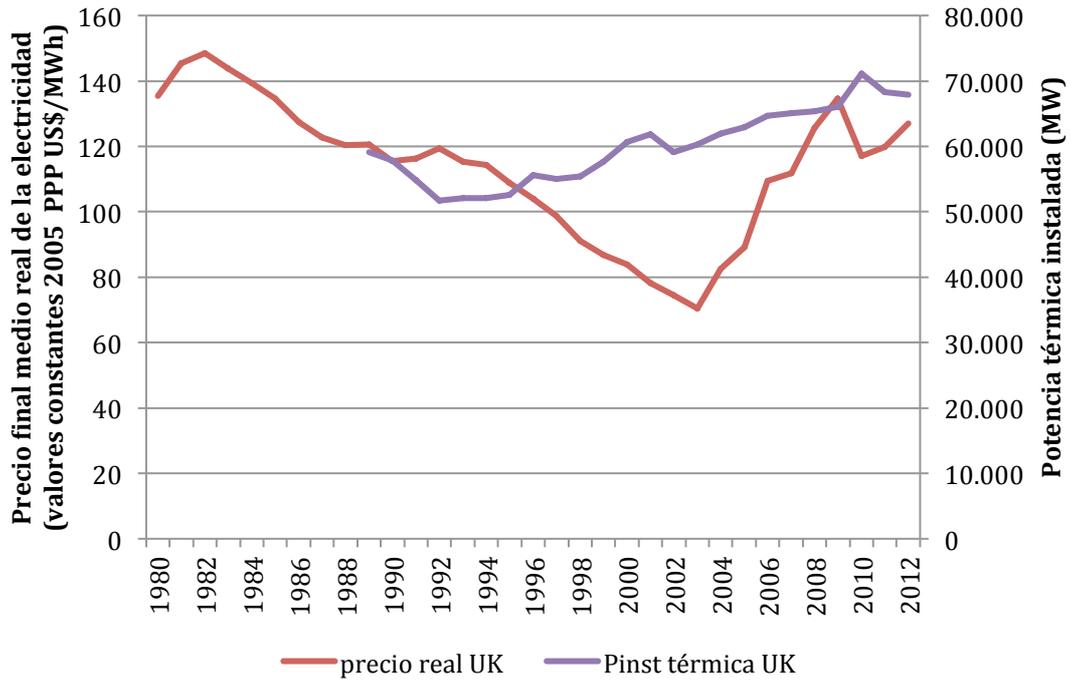


Figura 14. Precio final medio real y potencia térmica instalada en el Reino Unido
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC y OFGEM.

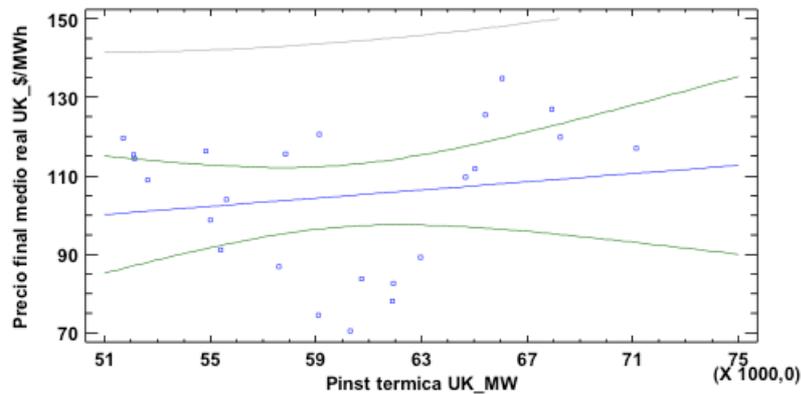


Figura 15. Dispersión precio final medio real y potencia térmica instalada en el Reino Unido

Según la Figura 14, Figura 15 y Tabla 1, se observa que entre la potencia térmica instalada y el precio final medio real de la electricidad no hay una correlación estadísticamente significativa, el coeficiente de correlación obtenido es de 0,16 con una p muy alta de 0,45.

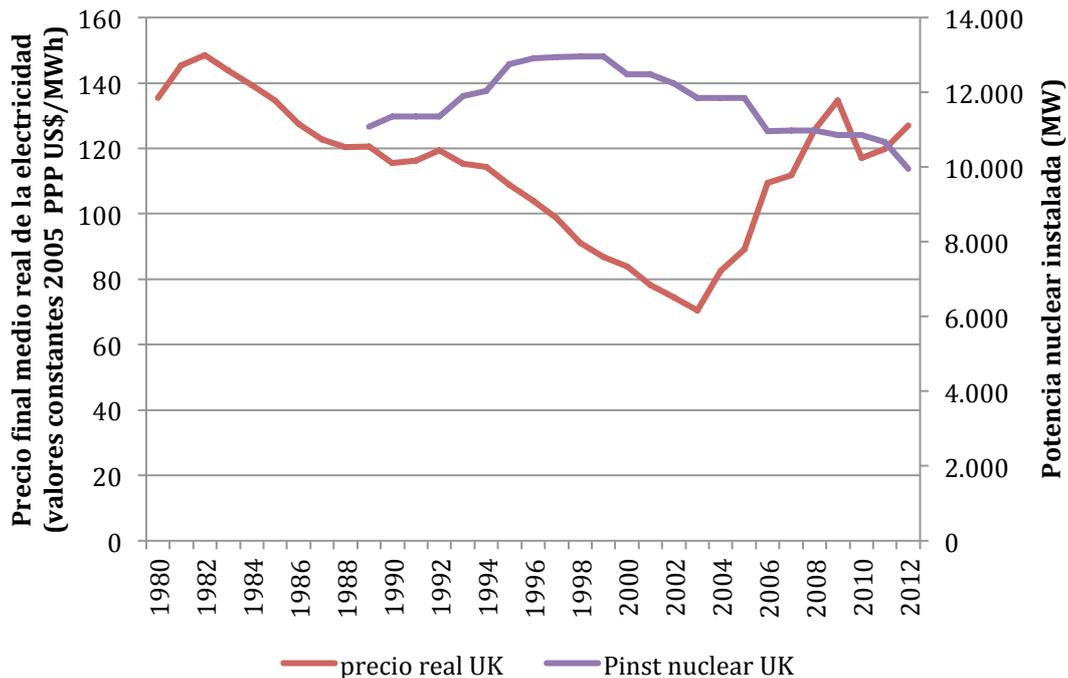


Figura 16. Precio final medio real y potencia nuclear instalada en el Reino Unido

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC y OFGEM.

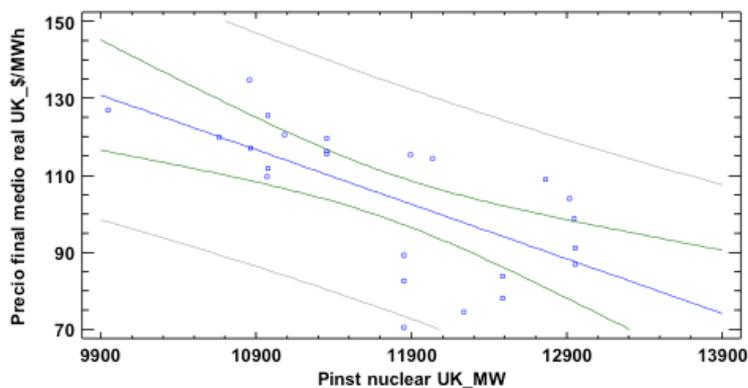


Figura 17. Dispersión precio final medio real y potencia nuclear instalada en el Reino Unido

En la Figura 16, Figura 17 y Tabla 1, se observa una correlación inversa entre la potencia instalada nuclear y el precio final medio real de la electricidad, con un coeficiente de correlación de -0,66. Vemos en la Figura 16 que esta correlación se da sobre todo a principios de los 90 hasta 1998, cuando la potencia instalada nuclear crece y el precio se reduce, y a partir del 2003, cuando la potencia instalada nuclear decrece

mientras que el precio aumenta. El segundo tramo sugiere que en los últimos años el cierre de algunas centrales nucleares influyó inversamente en el precio, probablemente al ser reemplazadas por otras tecnologías con mayor coste.

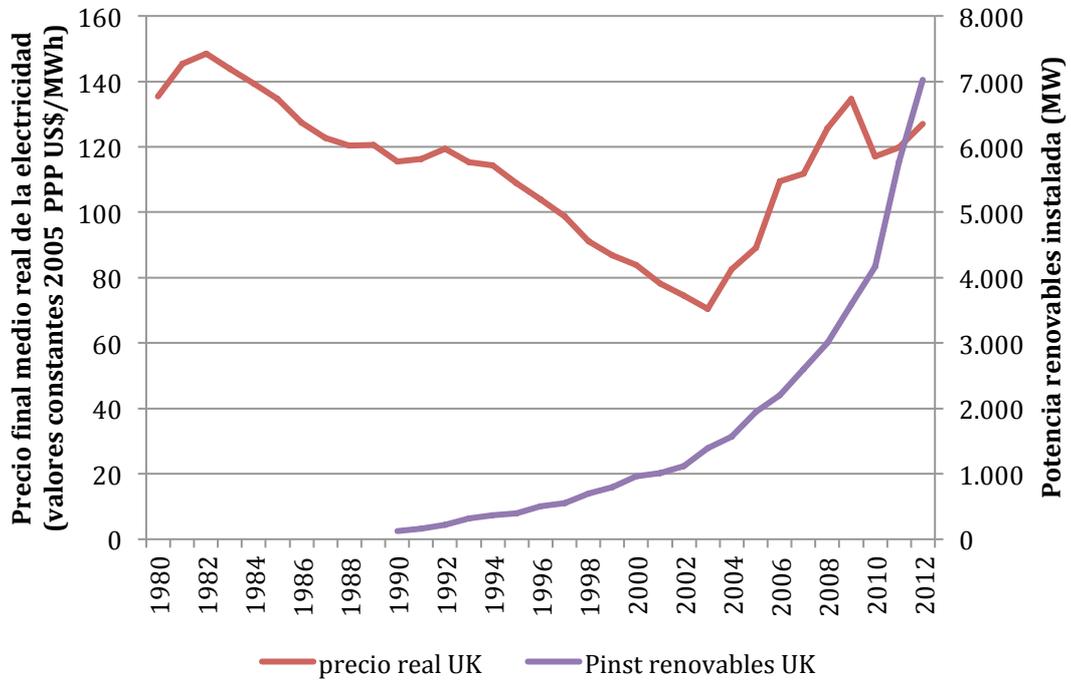


Figura 18. Precio final medio real y potencia de renovables instalada en el Reino Unido
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC y OFGEM.

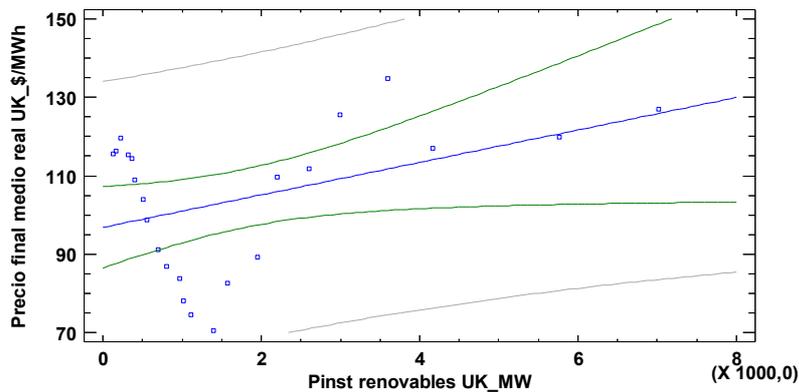


Figura 19. Dispersión precio final medio real y potencia de renovables instalada en el Reino Unido

En la Figura 18, Figura 19 y Tabla 1 vemos que hay una correlación media positiva entre la potencia instalada de renovables y el precio final medio real de la electricidad con un coeficiente de 0,42 y una p de 0,05, esta correlación se da principalmente a partir de 2004 cuando ambas curvas presentan la misma tendencia creciente.

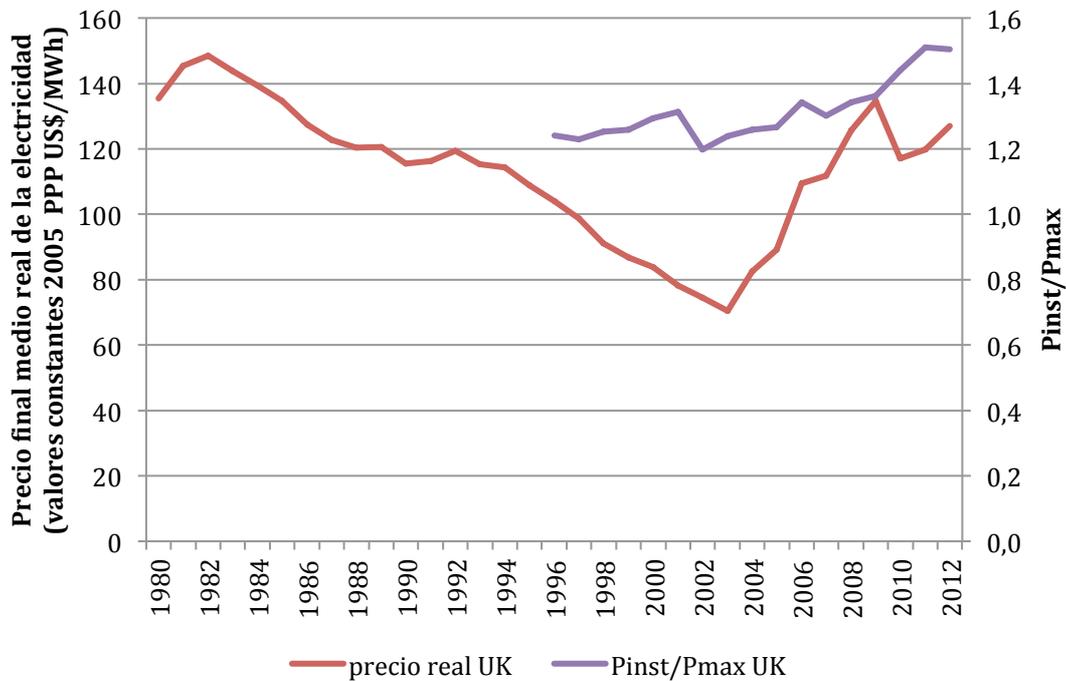


Figura 20. Precio final medio real y Pinst/Pmax en el Reino Unido

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC y OFGEM.

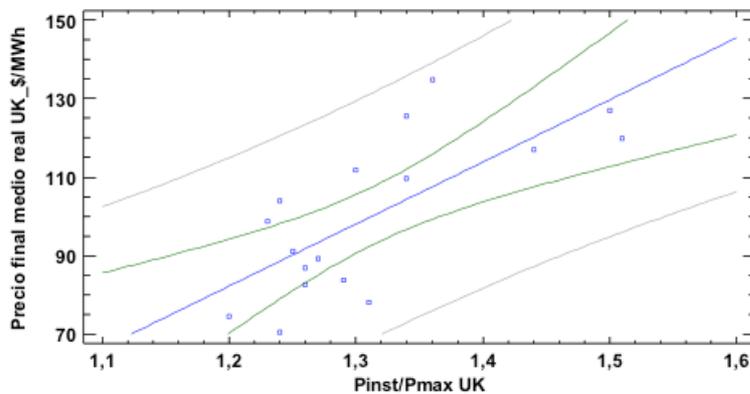


Figura 21. Dispersión precio final medio real y Pinst/Pmax en el Reino Unido

Según la Figura 20, Figura 21 y Tabla 1, existe una correlación alta positiva entre el precio final medio real de la electricidad y la Pinst/Pmax, con un coeficiente de correlación de 0,73 y una $p < 0,001$. Vemos en la Figura 20 que esta correlación se refleja principalmente a partir del año 2003, cuando ambas curvas presentan la misma tendencia creciente, indicando que el aumento de Pints/Pmax no está conllevando a la reducción del precio como sería de esperar en un sistema de mercado.

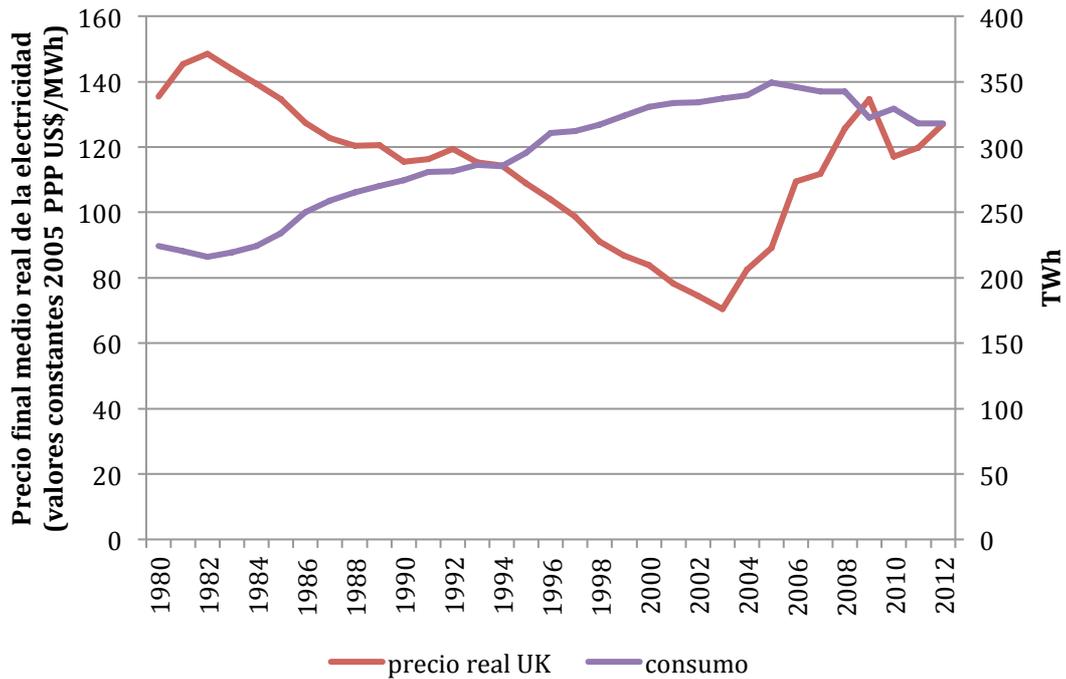


Figura 22. Precio final medio real y consumo en el Reino Unido

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC y OFGEM.

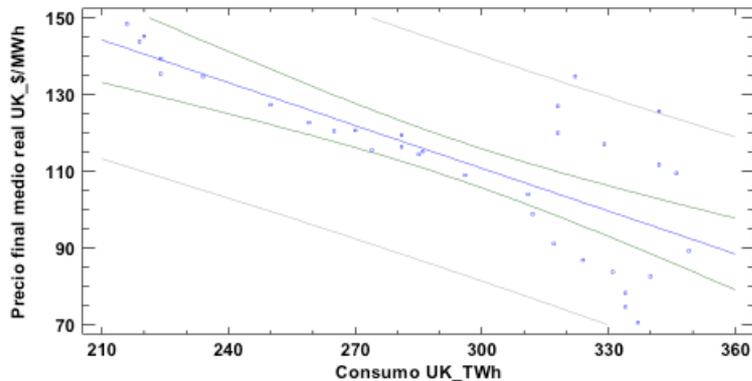


Figura 23. Dispersión precio final medio real y consumo en el Reino Unido

En la Figura 22, Figura 23 y Tabla 1 vemos que hay una correlación alta negativa entre precio final medio real de la electricidad y el consumo, con un coeficiente de correlación de -0,76 con una $p < 0,0001$, sugiriendo que el aumento del consumo reduce el precio por la reducción de los costes fijos.

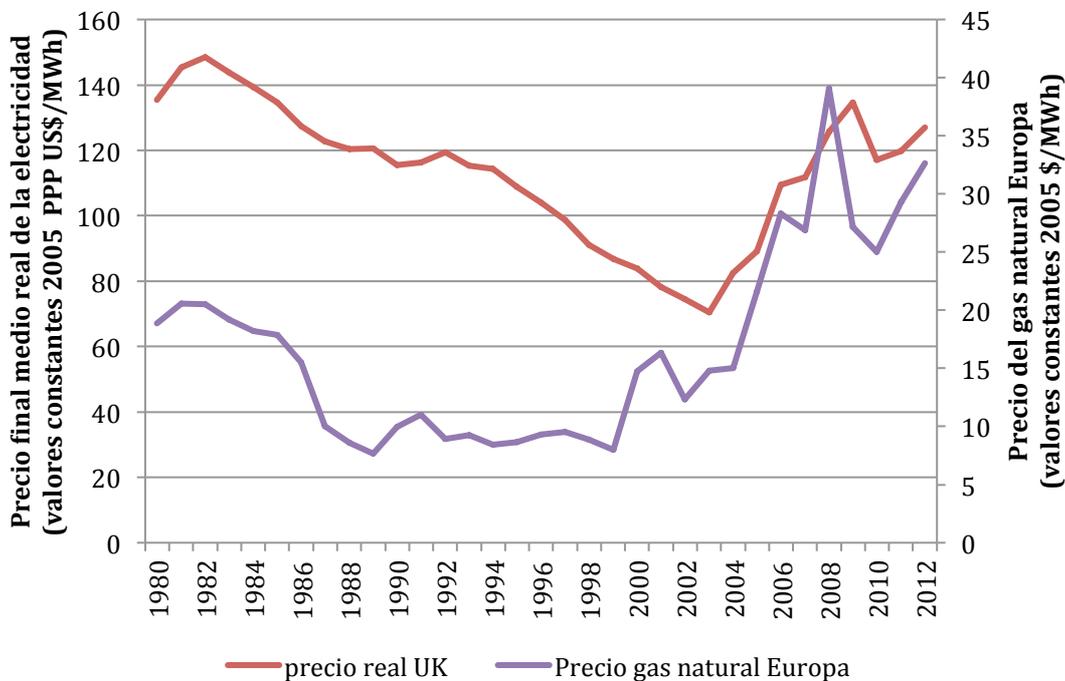


Figura 24. Precio final medio real en el Reino Unido y precio del gas natural en Europa

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC, OFGEM y World Bank.

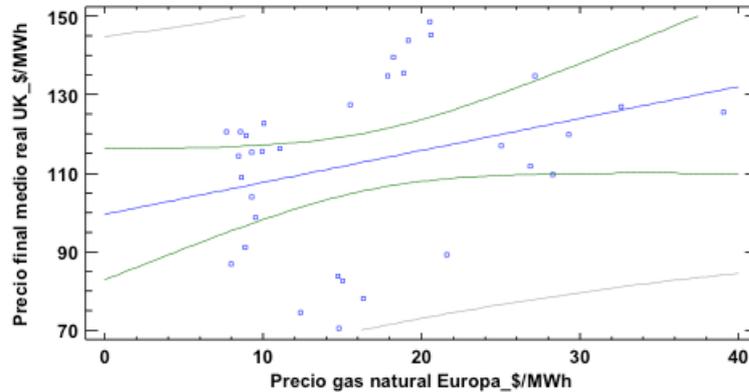


Figura 25. Dispersión precio final medio real en el Reino Unido y precio del gas natural en Europa

En la Figura 24, Figura 25 y Tabla 1 se observa que el precio final medio real de la electricidad y el precio del gas natural presentan una correlación directa, con un coeficiente de correlación medio de 0,32 y una p de 0,07. Esta correlación se da sobre todo en los últimos años, cuando el precio del gas se dispara y el precio de la electricidad prácticamente lo acompaña, aunque se observa un ligero desplazamiento de la subida del precio de la electricidad respecto al gas, lo que puede significar que las centrales de gas estaban trabajando en pérdidas o que tenían contratos de largo plazo firmados, garantizando así el precio por algunos años. Los datos del precio del gas natural en Europa proceden del Banco Mundial [World Bank, 2013].

4.6 Hitos en el sector eléctrico del Reino Unido

En este apartado se analiza la evolución del precio final medio de la electricidad en el horizonte de los últimos 32 años, observando su relación con los hitos principales en el sector eléctrico del Reino Unido.

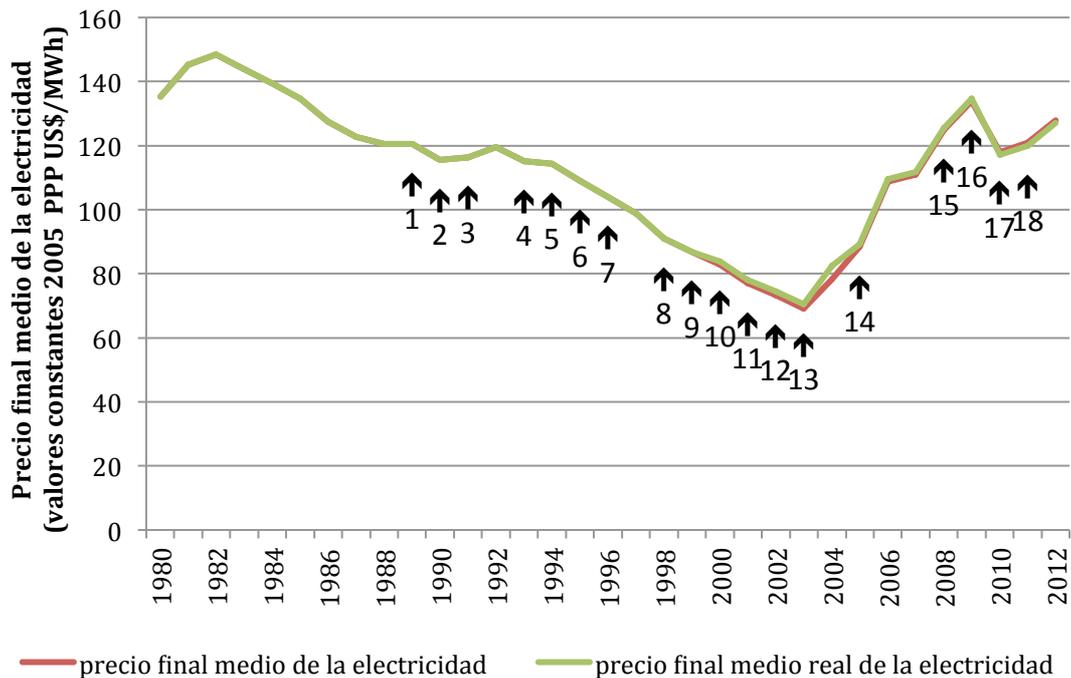


Figura 26. Evolución de las curvas de precio final medio de la electricidad en el Reino Unido

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC y OFGEM.

La Figura 26 representa la evolución de las curvas del precio final medio de la electricidad y del precio final medio real de la electricidad, señalando los hitos del sector eléctrico del Reino Unido enumerados en la Tabla 2. En esta gráfica vemos que las dos curvas de precio prácticamente coinciden dado que el déficit de las pensiones representa un importe muy pequeño. En los primeros años de la reestructuración el precio final medio de la electricidad sufre algunas oscilaciones, una característica usual en un período de adaptación, pero luego, a partir de 1992, exhibe un comportamiento decreciente con una pendiente considerable que se prolonga prácticamente constante hasta el 2003. Entre 1998 y 1999, ya se reflejan en el mismo los problemas en el modelo de mercado adoptado, y se observa una ligera reducción en la tasa de decrecimiento del precio, pero ésta vuelve a incrementarse con la transición del Pool al NETA.

A partir del 2003 el precio invierte su tendencia creciendo rápidamente hasta el 2009 en que la crisis económica mundial se refleja en la reducción del consumo este mismo año (Figura 22). Según la Figura 20 entre el año 2001 y 2002 existe una reducción considerable en la P_{inst}/P_{max} , que vuelve a incrementarse lentamente en los años

siguientes. Además, en la Figura 9 se observa que a partir del 2004 hasta el 2006 y en el 2008 los componentes regulados representan la mayor participación en el precio de la electricidad. En los años siguientes las dos componentes vuelven a equilibrarse nuevamente. Si observamos la Figura 24, vemos que a partir de 2005 el precio del gas natural empieza a subir rápidamente alcanzando un pico en el año 2008, mientras que el pico en el precio de la electricidad se da en el año 2009, el precio del gas se reduce en los dos años siguientes, volviendo a elevarse en el 2011 y 2012.

Observando el mix de generación en la Figura 5, vemos que antes de la reestructuración, la generación térmica convencional tenía una participación mayoritaria en el mix de generación. A principios de los 90 hubo un cambio masivo de la generación térmica convencional hacia la generación de ciclo combinado con gas natural (*dash for gas* o carrera por el gas) en las compañías recién privatizadas. Los principales impulsores de este cambio fueron el desarrollo en la extracción del gas en el Mar del Norte, la mejora en la eficiencia de las turbinas de gas y la apertura gradual del mercado minorista del gas a partir de 1996. La participación nuclear se ha ido reduciendo debido al envejecimiento del parque nuclear, llegando al fin de la vida útil de algunas plantas y otras paradas por reparaciones. Las fuentes renovables de energía todavía constituyen una parte muy pequeña del mix de generación aunque hayan multiplicado casi por dos su participación en los últimos años, pasando del 5,6% en 2009 al 10,5% en 2012. Con la publicación en 2011 del Libro Blanco de la Reforma del Mercado Eléctrico, *Electricity Market Reform White Paper*, el gobierno establece las medidas claves para: atraer inversiones para el sector, reducir el impacto en las facturas de los consumidores y crear un mix de generación seguro incluyendo gas, nuevas nucleares, renovables y la captura y almacenamiento de carbono. La hoja de ruta de las renovables, publicada junto con el Libro Blanco, presenta un plan de acción para acelerar el despliegue de las energías renovables y cumplir el objetivo del 15% de la energía total para el 2020, al tiempo que se reduzcan los costes.

Tabla 2. Hitos en el sector eléctrico del Reino Unido

1	Electricity Act	1989
2	Reestructuración del sector eléctrico Británico, Desverticalización del sector, creación del Pool, privatización de la distribución, apertura del mercado minorista para los consumidores con demanda superior a 1 MW. Creación del “ <i>Non Fossil Fuel Obligation (NFFO)</i> ”	1990
3	Privatización de la generación (venta de 60% National Power y PowerGen)	1991
4	1990-1993 <i>dash for gas</i> , cierre de minas de carbón.	1993
5	Privatización de la industria del carbón - British Coal. 2ª etapa de apertura del mercado minorista, los consumidores con demanda superior a 100 kW pueden elegir su suministrador.	1994
6	El gobierno vende el 40% de su participación en National Power y PowerGen, la participación del gobierno en las REC expira y se va a un proceso de licitación. La parte de generación de bombeo de NGC es vendida a Mission Energy. Las REC sacan a bolsa sus acciones en NGC.	1995
7	Privatización de British Energy	1996
8	Moratoria del gobierno en la generación de gas natural. Última etapa de apertura del mercado minorista, todos los consumidores pueden elegir libremente su suministrador.	1998
9	Informe de DGES sobre los precios en el Pool concluye que las reglas de funcionamiento del mismo favorece el ejercicio de poder de mercado. Fusión de Offer con Ofgas formando Ofgem.	1999
10	El gobierno levanta la moratoria al gas.	2000
11	Implementación del NETA reemplazando el Pool. Se introduce el CCL.	2001
12	Quiebra de British, los bajos precios en el mercado mayorista llevaron a que British Energy tuviese que ser reflotada por el gobierno. Creación del RO.	2002
13	Los bajos precios en el NETA hacen que algunas plantas dejen de operar, NGC prevé un período de escasez, los precios suben, y las plantas que estaban fuera de operación	2003

	vuelven a activarse. Se publica el Libro Blanco sobre un futuro bajo en carbón.	
14	Implementación del BETTA. Se inicia el comercio de Emisiones, <i>Emissions trading scheme</i> – <i>ETS</i> , de la UE. British Energy concluye su reestructuración.	2005
15	Inicio del CERT	2008
16	Inicio del CESP. British Energy es comprada por EDF.	2009
17	Inicio del FIT	2010
18	Se publica el libro Blanco sobre la reforma del mercado eléctrico.	2011

5 El sector eléctrico en California

5.1 La reestructuración del sector eléctrico

California fue el estado precursor de Estados Unidos en el proceso de reestructuración del sector eléctrico iniciado en 1998. Antes de este período, su sector eléctrico estaba compuesto por las *Investor-Owned Utilities - IOU* que tenían franquicias en áreas distintas del estado operando en régimen de monopolio local, suministrando la electricidad en su zona geográfica sin competencia directa. También existían las *Publicly-Owned Utilities – POU* que eran las compañías municipales y locales, sin ánimo de lucro, que vendían la electricidad a sus asociados o a la comunidad a precio de coste; además de las agencias federales y las cooperativas eléctricas. Las IOU respondían por el 72% de la demanda de energía eléctrica, mientras que el resto de la demanda se repartía entre compañías públicas municipales (24%), agencias federales (3%), y empresas cooperativas eléctricas. Las tres mayores IOU – Pacific Gas and Electric Company (PG&E), Southern California Edison (SCE) y San Diego Gas and Electric (SDG&E) - juntas suministraban prácticamente toda la electricidad del estado de California [Sweeney, 2006].

Las tres mayores IOU y unas cuantas compañías públicas municipales se encontraban verticalmente integradas siendo responsables por dos o incluso las tres actividades, generación, transporte y distribución. Algunas compañías públicas municipales operaban solamente como distribuidoras, mientras que otras también incluían la generación y el transporte. Existía un regulador que era la Comisión Estatal de Empresas Públicas, *California Public Utilities Commission (CPUC)*, responsable de supervisar y controlar la operación y las tarifas de las IOU. Por el contrario, las compañías públicas municipales eran reguladas por su propio consejo de administración. Además estaba la Comisión Federal Reguladora de la Energía, *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*, que regulaba el comercio mayorista de la electricidad y el transporte interestatal para todos los suministradores en todos los estados.

Las IOU y las compañías públicas municipales importaban una parte de la electricidad para atender su demanda. Las IOU tenían contratos de largo plazo con una agencia

federal de comercialización de energía eléctrica, Bonneville Power Administration (BPA), que vendía energía proveniente fundamentalmente de generación hidráulica del norte del país.

Los cambios federales en la regulación del sector eléctrico de los Estados Unidos fueron los primeros pasos para asentar las bases de la reestructuración de California. La aprobación de la Ley de 1978 sobre políticas reguladoras de las empresas públicas, *Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 (PURPA)*, fue de gran importancia para California. La PURPA fomentaba el desarrollo de la generación renovable de pequeña potencia y de las centrales de cogeneración, obligando a las compañías eléctricas a comprar energía de ciertos tipos de productores independientes de energía, *Independents Power Producers (IPP)*, las instalaciones calificadas, *Qualifying Facilities (QF)*, (pequeños generadores con fuentes renovables, residuos o de cogeneración a gas natural) a través de los gastos evitados. A pesar de que los gastos evitados fuesen la base de los pagos a las QF, conforme ordenado en el PURPA, e impuesto por la FERC, la determinación real del gasto evitado estaba hecha por los estados individuales vía sus comisiones reguladoras. Algunos de los reguladores estatales tenían una idea de los gastos evitados futuros demasiado exagerada (como fue el caso de California), de manera que los contratos de las QF se convertían en un negocio muy rentable para los generadores, costándole caro a las compañías eléctricas y a sus clientes. Mientras que en otros estados pasaba al revés.

Con estos incentivos financieros y la garantía de mercado para las QF, se creó una importante industria de generación renovable en California, sobretodo parques eólicos y plantas térmicas de biomasa, además de incrementar la potencia total instalada de cogeneración, fundamentalmente a gas natural. Todo esto a costa de que las compañías eléctricas se enfrentasen con un elevado coste de generación, en función de los contratos a largo plazo y a un alto coste con las QF, además de otro elemento como fue la construcción de nuevas plantas nucleares, que resultaron tener costes mayores de lo inicialmente previsto. Estos factores juntos ayudaron a que desde principios de la década de 90 los precios de la electricidad en California estuvieran entre los más altos del país.

A partir de 1992 se dan pasos hacia un mercado eléctrico más competitivo con la Ley de Política Energética de 1992, *Energy Policy Act of 1992 (EPACT)*, que establecía el libre acceso a las redes de transporte. Además, en 1996, la FERC emitió el Orden 888 que desarrollaba el libre acceso a los servicios de la red de transporte, determinaba la recuperación de los costes de transición a la competencia de las compañías eléctricas y las empresas de transporte; y separaba la venta de energía al por mayor, de la operación de la red de transporte, creando la figura de los Operadores Independientes del Sistema, *Independent System Operators (ISO)*, para administrar el sistema de transporte.

El proceso de reestructuración en California se inicia realmente en 1998 con la entrada en vigor de la Ley estatal AB 1890, con la creación del Operador del Mercado Organizado de la Electricidad, *California Power Exchange (PX)*. El PX era la institución responsable de operar el mercado spot, en el cual las IOU estaban obligadas a negociar toda su energía durante un período de transición de 4 años. Los productores independientes, generadores municipales y de otros estados tenían la opción de negociar su energía en el PX o a través de contratos bilaterales. Se creó también el Operador del Sistema, *California ISO (CAISO)*, para operar las redes de transporte de las IOU, además de operar un mercado de servicios complementarios y un mercado de ajustes.

En principio estaba permitido que las IOU continuasen desarrollando su actividad en las tres áreas de generación, distribución local (incluyendo la comercialización), y transporte, siempre que la gestión de cada actividad fuese independiente. Para garantizar la independencia entre la gestión de la generación y la distribución local, se requirió a las IOU que se deshiciesen de un 50% de sus activos de generación fósil a fin de disminuir su poder de mercado, debiendo vender el resto de su generación fósil en el PX o en el CAISO y, además, toda la energía eléctrica necesaria para atender a sus clientes regulados también debería ser adquirida en estos mercados. En un año las IOU se deshicieron de casi toda su generación fósil.

El mercado minorista fue liberalizado de una sola vez aunque siguió existiendo una tarifa regulada para los consumidores regulados del distribuidor local, estando ésta sujeta a la revisión y control de la CPUC. Se estableció un período de transición durante el cual las IOU recuperarían sus Costes de Transición a la Competencia, *Competition Transition Charge (CTC)*, a partir de un cargo realizado a todos los consumidores

minoristas (regulados y libres). Los CTC se crearon para permitir que las IOU, hasta el 31 de marzo de 2002, pudieran recuperar sus “costes hundidos”.

La magnitud de los CTC dependía del precio de la energía en el mercado mayorista, de forma que cuanto más alto era éste menores eran los CTC. Además, durante este período de transición de cuatro años, la tarifa regulada se mantuvo congelada, y se determinó un precio tope, un 10% por debajo del valor que tenía en junio de 1996, para el cliente residencial y pequeño comercio. En ese momento, las IOU fueron autorizadas a emitir bonos de reducción de la tarifa, *rate reduction bonds* para financiar esta reducción del 10%, que serían pagados en 10 años por el cliente residencial y pequeño comercio mediante un recargo en la tarifa. De esta forma, las IOU tenían un incentivo para mantener el máximo de clientes regulados limitando así el papel de los nuevos suministradores ya que, cuanto más electricidad vendían mayor era la probabilidad de recuperar la totalidad de sus “costes hundidos”.

Por lo tanto, las IOU tenían la obligación de suministrar la electricidad para todos los consumidores que desearan comprarla (cerca del 85% de la demanda en el 2000 estaba siendo suministrada por las IOU), estando sus tarifas limitadas y disponibles para todos los clientes, incluso aquellos que se habían cambiado a otros proveedores pero posteriormente decidían regresar. Además, compraban toda su demanda de energía en el PX o el CAISO y asumían todos los riesgos por posibles incrementos en el precio de la electricidad en el mercado ya que sus tarifas estaban congeladas y los consumidores no conocían los precios spot medios, con lo que no había ninguna respuesta por parte de la demanda. Por contra, las otras compañías no tenían la obligación de negociar su demanda a través de los mercados del PX y del CAISO, pero en su lugar podían suscribir contratos bilaterales y realizar su autoabastecimiento de servicios complementarios.

Hasta principios del año 2000 el sistema parecía estar funcionando bien, pero en mayo de ese año los precios de la electricidad en los mercados spot se dispararon, no solo en California sino en todos los mercados mayoristas regionales del oeste de EE.UU. Por tanto, la crisis de California fue solo una parte de la crisis energética en los estados del oeste. Al inicio de la crisis, los altos precios se originaron por la clásica situación de demanda alta y oferta insuficiente. Había una carencia de generación en California, lo

que aumentó su dependencia de las importaciones de energía eléctrica. Se sumaron también los bajos índices de pluviosidad de los últimos años en el Pacífico noroeste, lo que en California redujo la energía de generación hidráulica disponible, esto originó un incremento en la demanda de gas natural. El aumento en la demanda de gas natural combinado con algunas restricciones en los gaseoductos que suministraban a California, llevó al alza los precios spot del gas en ese estado, pasando de menos de \$5/mmbtu en julio a más de \$50/mmbtu al inicio de diciembre en algunas localidades. Por otro lado, este incremento en la generación de gas natural originó un aumento de la demanda de créditos de emisiones de NO_x, que trajo consigo la elevación del coste de las emisiones. A todo lo anterior hay que sumar que, entre octubre del 2000 y mayo del 2001, el número de centrales (MW) fuera de operación, por razones de mantenimiento y reparaciones, fue muy superior a la media normal, lo que empeoró aún más la situación.

Todos estos factores asociados a la falta de participación de la demanda, que originaba que pequeños cambios en el suministro o en la demanda generasen grandes variaciones en el precio, y a problemas de ejercicio de poder de mercado derivaron en los altos precios en el mercado [Joskow, 2000]. Desde finales del año 2000 hasta mediados del 2001 fueron declaradas varias situaciones de emergencia de energía eléctrica en California, y se produjeron continuos cortes de suministro.

Los altos precios en el mercado spot, la ausencia de contratos a largo plazo, la venta de los activos de generación de las IOU y el control de la tarifa crearon una tremenda presión financiera sobre las IOU. En abril del 2001 la PG&E se declaraba en bancarrota y la SCE se tambaleaba al borde de la quiebra hasta que consiguió negociar un acuerdo sobre su tarifa con la CPUC. Ante la situación de insolvencia de las IOU, en enero de 2001, y a través de la empresa gestora de aguas del estado de California “*California Department of Water Resources (DWR)*”, el estado se hace cargo de las compras de energía eléctrica en nombre de las IOU para el suministro de los clientes a quienes éstas no podían atender. De enero de 2001 hasta diciembre de 2002, DWR compra la energía para las IOU a través del mercado spot, contratos de corto plazo y contratos de largo plazo. Posteriormente, el estado emite bonos a largo plazo para recuperar sus gastos. La amortización de estos bonos se realizaría a través de un recargo sobre la tarifa del consumidor final. Finalmente, después de que el estado se convirtiese en el principal

comprador de electricidad del mercado, el PX suspendió sus operaciones, declarándose en bancarrota en marzo de 2001.

La situación de crisis financiera que ha afectado a las IOU de California demuestra el efecto que el control regulatorio tuvo sobre las mismas, sobre todo si se observa que IOU de otros estados y también algunas compañías municipales de California que también atravesaron problemas financieros con la crisis, consiguieron mantenerse sin llegar a la situación de quiebra. Se debe tener en cuenta que solamente las IOU de California tuvieron que comprar más del 50% de su demanda en el volátil mercado spot y se vieron condicionadas por el control de precios en sus tarifas.

Finalmente, en julio de 2001 se anunció el fin de la crisis que consiguió superarse con algunas de las siguientes medidas unidas al hecho de que el verano tuvo suaves temperaturas que favorecieron que la demanda no se disparase: el estado se hizo cargo de las compras de energía en nombre de las IOU; la FERC instituyó, durante los periodos de emergencia de electricidad, el *bid cap*, un precio máximo límite para las ofertas de energía en el mercado spot e impuso un requisito de *must-offer*⁷ en la generación fósil que obligaba a los generadores a ofertar su energía no programada en el mercado de tiempo real del CAISO, evitando así que los generadores ejerciesen el poder de mercado no ofertando toda su capacidad de generación; hubo una aceleración en la construcción de nuevas unidades de generación combinada con un agresivo programa de conservación y gestión de la demanda; además del aumento en los precios de la energía para los consumidores finales⁷.

En respuesta a la crisis energética se interrumpió el proceso de reestructuración en California, el Estado impidió que las IOU siguieran deshaciéndose de sus activos de generación y eliminó la competencia en el mercado minorista cancelando así el derecho de los consumidores a acceder a nuevos contratos de acceso directo. En abril de 2010, la

⁷ Los consumidores residenciales tuvieron un aumento en el precio de la energía a un promedio de 19%, siendo que, para algunos de los usuarios residenciales que más consumen la tarifa aumentó cerca de 71% y para los de bajo coste no se les han subido en absoluto. Los consumidores industriales afrontaron un aumento alrededor de 50%, mientras que los consumidores comerciales y los agrícolas afrontaron mucho menos; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

CPUC permitió la reapertura, limitada por fases, del acceso directo sólo a los clientes no residenciales.

5.2 El mercado eléctrico de California

En el PX existen dos mercados, el “mercado del día siguiente”, en el que se negocia la energía eléctrica con entrega física para el día siguiente hora a hora, y el “mercado de la hora siguiente”, en el que se permite hacer los ajustes necesarios entre la oferta y la demanda. Cabe indicar que en 1999 el PX creó algunos mercados en que se realizaban transacciones para más de un día antes de la entrega, pero éstos nunca adquirieron relevancia para la adquisición de la energía eléctrica.

En el “mercado del día siguiente” el PX recibe las órdenes de compra y venta para cada hora del día siguiente a la negociación, y a partir de éstas obtiene las curvas agregadas de oferta y demanda para establecer el precio de liquidación y los volúmenes negociados para cada hora. Tras la negociación del mercado para el día siguiente, el PX y el resto de los *scheduling coordinators (SC)*⁸ envían al CAISO los volúmenes negociados y sus ofertas por servicios complementarios, para el caso de que existiesen restricciones de red. El CAISO, entonces, lleva a cabo la negociación de los servicios complementarios, y con estos datos el PX calcula el precio de liquidación. En el “mercado de la hora siguiente”, los participantes tienen la oportunidad de realizar ajustes en los volúmenes negociados en el mercado del día siguiente. El precio de liquidación se calcula de la misma forma que en el mercado del día siguiente.

El CAISO como institución responsable de gestionar la red de transporte y de asegurar la fiabilidad y seguridad del sistema, opera un “mercado de tiempo real” y un “mercado de servicios complementarios”. Recibe del PX y del SC, las programaciones horarias equilibradas de generación y demanda, las integra y se asegura de que las mismas no van a sobrecargar la red de transporte y de que sean viables. Para equilibrar el suministro y el consumo de la red en tiempo real, el CAISO opera un mercado de ajuste

⁸ Los coordinadores de programación, *Scheduling Coordinators (SC)*, son los administradores de los contratos bilaterales (incluido el PX) encargados de entregar al CAISO los programas equilibrados de generación y demanda.

para incrementar o reducir el suministro, según las necesidades, recibiendo ofertas de compra y venta de electricidad hasta una hora antes del momento de entrega. El precio de este mercado se calcula cada cinco minutos y es utilizado para liquidar las desviaciones entre los valores de suministro y demanda reales y previstos.

El mercado de servicios complementarios del CAISO está compuesto por un mercado de día previo y un mercado de hora previa. El CAISO paga a los generadores por disponibilidad o, en caso de que sean llamados a generar, por la electricidad generada. Cada empresa suministradora se hace responsable por su cuota proporcional de los servicios complementarios, pudiendo los SC optar por proporcionar su parte de los servicios complementarios o por que CAISO los adquiriera en su nombre.

5.3 Las políticas de las energías renovables en California

California fue uno de los primeros estados de EE.UU. a adoptar una política de reducción obligatoria de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), *Green House Gas (GHG)*. En el año 2006, se aprueba el Proyecto de Ley 32, Ley de Soluciones al Calentamiento Global de 2006, *The Global Warming Solutions Act of 2006*, que establece una meta de reducción de emisiones de los GEI a los niveles de 1990 para el año 2020. En 2004, el 6,8% del total de las emisiones de CO₂ de los EE.UU. se produjo dentro del estado de California. La generación de electricidad, en California, generó sólo el 2,4% de las emisiones totales del país en 2006. Estas emisiones relativamente bajas reflejan un mix de generación con una mezcla, principalmente, de gas natural, nuclear, hidroeléctrica y fuentes renovables, representando las dos últimas más del 30% de la generación en el 2006. Cerca del 25% de la energía consumida en California era importada desde Canadá, México y otros estados, cuyo volumen de emisiones representaba una cantidad similar al volumen de emisiones producido por la generación del propio estado, en gran parte debido al uso de carbón. Pese a los bajos índices de emisiones, los reguladores estatales han determinado un objetivo de reducción para 2020 de aproximadamente 50 millones de toneladas de CO₂ al año para el consumo de electricidad en California, incluyendo las emisiones producidas por las fuentes de generación de dentro y fuera del estado [Danner, 2010].

A raíz de la reestructuración del sector eléctrico en 1998, la Comisión de la Energía de California, *California Energy Commission (CEC)*, quedó a cargo de un nuevo programa de energías renovables para incentivar el uso de estas fuentes de energía. En 2002, California inició el Programa Estándar de Cartera de Renovables, *Renewables Portfolio Standard Program (RPS)*, con el objetivo de aumentar la participación de las fuentes renovables de energía en el mix de generación del estado al 20% en 2017, requiriendo de las IOU y de los proveedores de acceso directo que, para atender el mercado, incrementasen el uso de energías renovables hasta esta meta. En 2006, la Ley del Senado 107 aceleró el cumplimiento de la meta del RPS, al exigir que, para 2010, el 20% del consumo de electricidad fuese suministrado con fuentes renovables. En 2011, la Ley del Senado 2 extendió la aplicación del RPS a todos los proveedores de energía eléctrica del estado, incluyendo las POU, IOU, comercializadores y los agregadores de carga⁹, estableciendo tres objetivos por períodos para el consumo eléctrico suministrado con fuentes renovables: el 20% el 31 de diciembre de 2013, el 25% el 31 de diciembre de 2016 y el 33% en 2020. La CEC y la CPUC colaboraron en la implementación del RPS, siendo la CEC la encargada de supervisar a las POU y la CPUC a las IOU, los comercializadores y los agregadores de carga.

La CEC era la responsable de determinar la idoneidad de las fuentes renovables y de la certificación de las instalaciones como RPS. Se crea el *Renewable Energy Credit (REC)* como un certificado que avala el que una unidad de electricidad hubiera sido generada por una fuente renovable apta. Los REC se utilizaban para mostrar el cumplimiento de la RPS, y podían ser negociados en el mercado voluntario de forma integrada, cuando en el acuerdo de compra los REC y la energía asociada estaban incluidos, o de forma desagregada, cuando las transacciones incluían solamente los RECs, en este último caso al desasociar la energía de los REC ésta perdía la certificación de renovable. Se realizaba un seguimiento de las REC mediante el Sistema de Información de la Generación de Energías Renovables Occidental, *Western Renewable Energy Generation Information System (WREGIS)*.

⁹ Los agregadores de carga son los nuevos proveedores de electricidad que reúne la demanda de varios clientes para conseguir ventajas en la compra de mayores volúmenes de energía.

Desde 1998 hasta 2006, el Programa de Renovables Emergentes de la CEC financió la instalación de placas solares fotovoltaicas de menos de 30 kW en residencias y pequeños negocios conectadas a la red en las áreas de servicio de las IOU, aerogeneradores de hasta 50 kW, pilas de combustibles (que utilizaban combustibles renovables) e instalaciones solares térmicas. La CPUC financió también por su parte proyectos de mayores potencias de autogeneración para las empresas. A partir de 2007, la parte solar del Programa de Renovables Emergentes fue reemplazada por dos programas de apoyo a proyectos de energía solar *in situ*: la Iniciativa Solar de California, *California Solar Initiative (CSI)*, de la CPUC y las Nuevas Asociaciones de Casas Solares, *New Solar Homes Partnership (NSHP)*, que es una parte del CSI gestionado por la CEC. Además de unos cuantos programas de energía solar de las propias POU. El CSI apoyó con incentivos las instalaciones renovables existentes en el estado para que fuesen competitivas en el mercado, además de reembolsar las instalaciones solares de menos de 1 MW, tanto para las nuevas como para las ya existentes en comercios, industrias, propiedades del gobierno, propiedades sin ánimo de lucro, propiedades agrícolas. El NSHP ofreció incentivos para fomentar las instalaciones solares, con altos niveles de eficiencia energética, para nuevas viviendas en las áreas de servicio de las IOU.

5.4 Datos

5.4.1 Datos macroeconómicos

Los datos del PIB (PIB nominal y PIB real 2005) que se han utilizado provienen del *Bureau of Economic Analysis (BEA)* que es la agencia gubernamental responsable de elaborar las estadísticas económicas de los Estados Unidos. Los datos del PIB real 2005 para California solamente están disponibles a partir de 1987, para los años 1980 hasta 1986 se ha calculado utilizando el deflactor del PIB de los EEUU (datos OCDE). Con estos datos se ha calculado el deflactor del PIB para poder transformar los precios finales medios nominales en valores constantes.

En la Figura 27 se observa la evolución del PIB nominal y el PIB real en valores constantes del 2005.

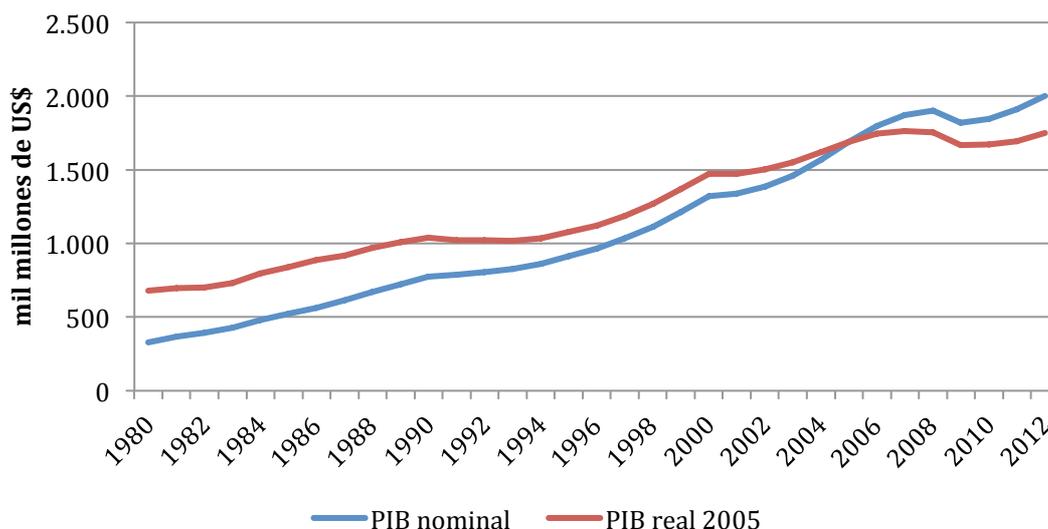


Figura 27. Evolución del PIB nominal y PIB real de California

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del BEA y la OCDE.

Para la comparación de las curvas de precio final medio de la electricidad entre los cuatro países se ha utilizado el PPP como factor de conversión, teniendo en cuenta que se ha considerado para California el PPP de los Estados Unidos, y como este es el país de referencia utilizado, los precios de California ya están en dólares estadounidenses. Se ha utilizado el deflactor del PIB de los Estados Unidos (datos OCDE) para obtener valores reales, llevando los precios a un mismo año.

5.4.2 Datos del sistema eléctrico de potencia

Los datos de potencia instalada y generación por tipo de combustible proceden de la *U.S. Energy Information Administration (EIA)* que es la agencia responsable de estadísticas y análisis del departamento de energía de los Estados Unidos. En la Figura 28 están representados los datos anuales del mix de generación y en la Figura 29 los datos anuales de potencia instalada por tipo de combustible. Los datos tanto de generación como de potencia instalada de “otras” incluye: gas de alto horno, gas propano, otros gases manufacturados, gases residuales derivados de los combustibles fósiles, residuos no biogénicos sólidos municipales, baterías, productos químicos, hidrógeno, alquitrán, vapores comprados, azufre, combustible derivado de la goma y otras tecnologías. En la Figura 30 se observan las curvas de potencia máxima demandada, potencia instalada y la P_{inst}/P_{max} . Los datos de potencia máxima provienen de la *California Energy Commission (CEC)*.

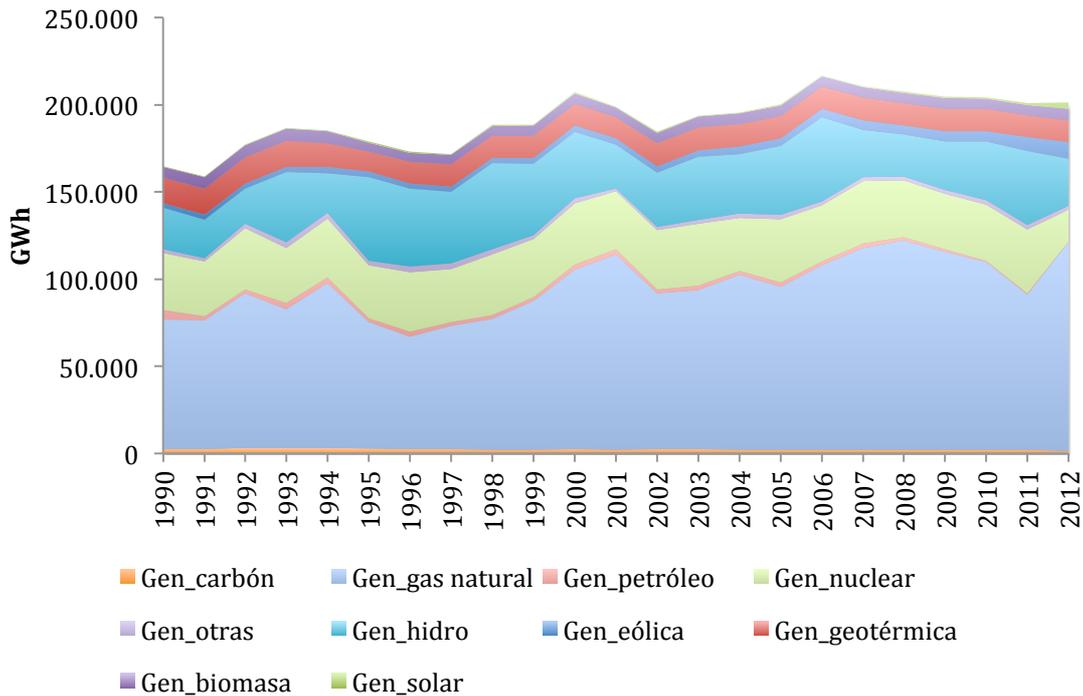


Figura 28. Mix de generación de California 1990 - 2012

(Datos previos no disponibles) Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EIA.

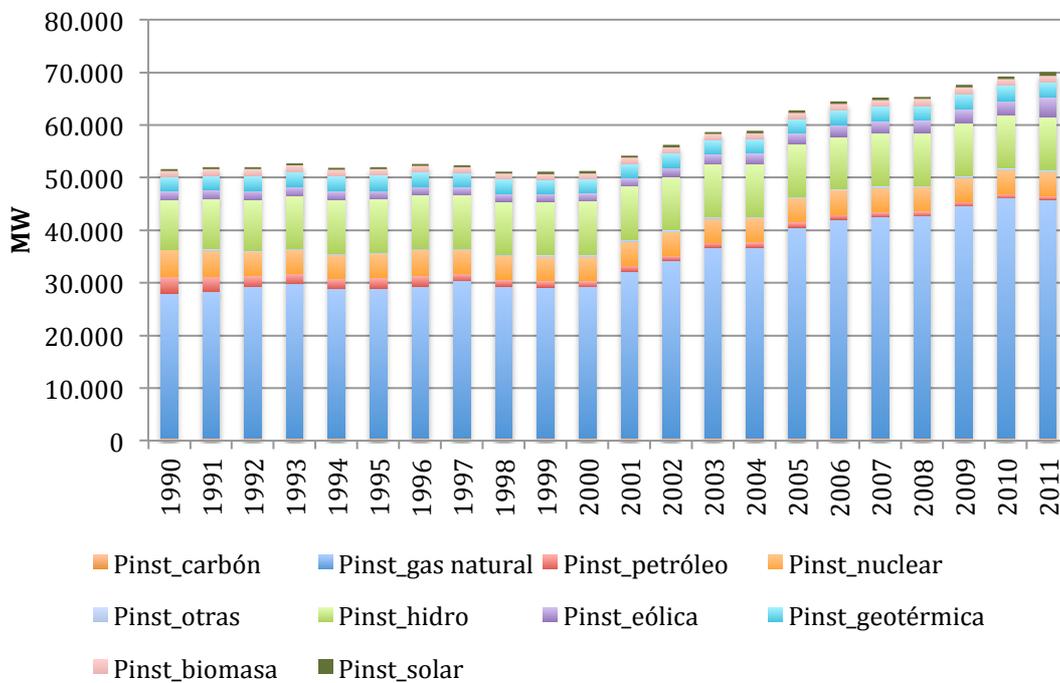


Figura 29. Potencia instalada por tipo de tecnología 1990 - 2012

(Datos previos no disponibles) Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EIA.

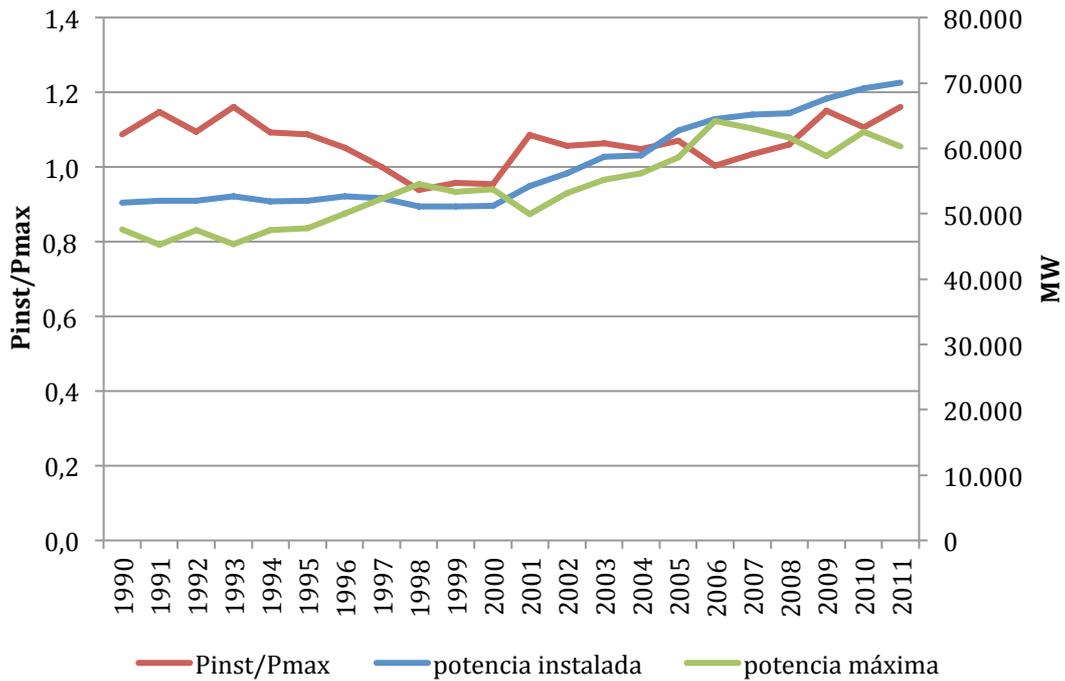


Figura 30. Potencia instalada, demanda máxima y Pinst/Pmax

(Datos previos no disponibles) Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EIA y CEC.

Los datos de consumo provienen del EIA y corresponden al consumo total del estado de California, conforme se observa en la Figura 31.

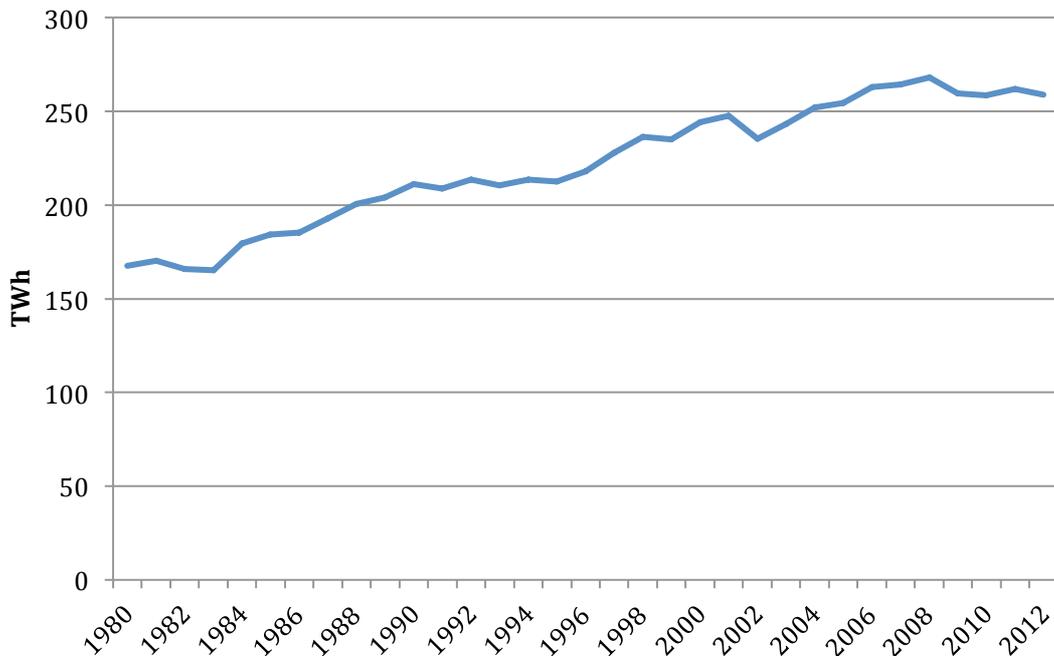


Figura 31. Evolución del consumo de electricidad de California

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EIA.

5.4.3 Datos de costes y precios del sector eléctrico

El modelo de organización del sector eléctrico californiano, con la participación de las IOU, POU, agencias federales y empresas cooperativas eléctricas, reguladas a su vez por distintas entidades, hace que no exista una única fuente centralizada de los datos de las compañías eléctricas. Por ello en la composición de costes de la electricidad en California se han considerado los costes de las IOU, dada su mayor participación en el sector. Según datos de la EIA [EIA, 2012], en el año 2010 las IOU eran responsables de aproximadamente el 69% de la demanda (las tres mayores IOU - PG&E, SCE y SDG&E - representaban el 99% de la electricidad suministrada por las IOU), los comercializadores un 7%, mientras que las compañías públicas municipales, las agencias federales, y las empresas cooperativas eléctricas representaban juntas el 24% restante.

El precio de la electricidad en California está compuesto por: el precio de la electricidad en el mercado mayorista o a través de contratos bilaterales; los costes de comercialización; los impuestos; los costes de construcción, operación y mantenimiento de las redes de transporte y distribución; los costes del CAISO; los costes del CPUC; los costes del FERC; el coste del *California Solar Initiative (CSI)*, un programa de apoyo a la utilización de la generación fotovoltaica de hasta 1MW dirigido a los clientes residenciales y comerciales; el coste del *Self-Generation Incentive Program (SGPI)*, un programa cuyo objetivo es apoyar la generación distribuida; el coste del *Energy Savings Assistance Program (ESAP)*, un programa de subvenciones para la implementación de mejoras de eficiencia energética en viviendas de bajos ingresos; el coste del Programa de Eficiencia Energética, cuyo objetivo es la mejora de la eficiencia energética en los sectores residencial, comercial, industrial y agrícola; el coste del *Demand Response Program*, un programa para promover la gestión de la demanda; el coste del *Research, Development and Demonstration Program (RD&D)*, cuyo objetivo es crear mercados energéticos avanzados y ayudar en la implantación de nuevos productos y tecnologías de eficiencia energética; el coste del *California Alternate Rates for Energy (CARE)*, un programa de apoyo financiero a los clientes de bajo ingresos ofreciendo descuentos en sus tarifas; el coste de los *Rate Reduction Bonds*, los bonos emitidos en 1997 para cumplir con la reducción del 10% de la tarifa en el periodo de transición para los clientes residenciales y pequeños comercios; el coste de los bonos DWR, los bonos

emitidos para recuperar los costes incurridos por el estado de California en la compra de energía eléctrica durante la crisis energética; el coste de los *Energy Recovery Bonds*, los bonos emitidos por PG&E como parte de su acuerdo de resolución de quiebra; y los costes de transición a la competencia CTC.

Según la clasificación de los componentes del precio de la electricidad en los tres grupos, mercado de generación, mercado de suministro y regulado, explicada anteriormente en el capítulo 3 “El sector eléctrico en el Reino Unido”, la Figura 32 representa la participación en el precio de la electricidad del grupo de mercado de generación y la suma del grupo regulado y el grupo de mercado de suministro para las tres mayores IOU, desde el año 2006 hasta el 2012. Los datos proceden de la CPUC [CPUC, 2009] y no incluyen los impuestos. Se observa que los componentes de mercado de generación representan un 50% o más del precio, excepto en los dos últimos años en que su participación fue algo menor.

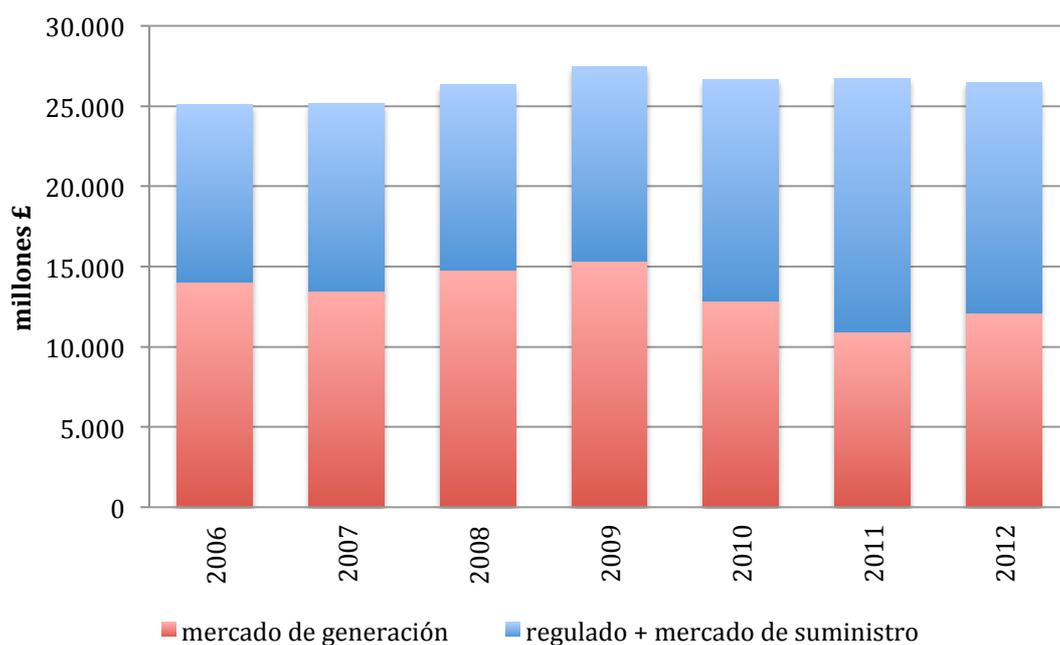


Figura 32. Componentes del precio de la electricidad en California

(Datos previos no disponibles) Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CPUC.

En el cálculo del precio final medio de la electricidad se han tenido en cuenta los costes diferidos en el tiempo: las emisiones de bonos para financiar la quiebra de PG&E, *energy recovery bonds*, y las emisiones de bonos para que el DWR recuperara sus gastos por las compras de electricidad en nombre de las IOU. Con estos datos se han

corregido los datos de facturación anual de la electricidad (datos EIA) imputando los gastos al año en que fueron incurridos y restando las anualidades correspondientes pagadas en cada año. En la Figura 33 se observa la evolución de los datos de facturación anual de la electricidad para el Estado de California.

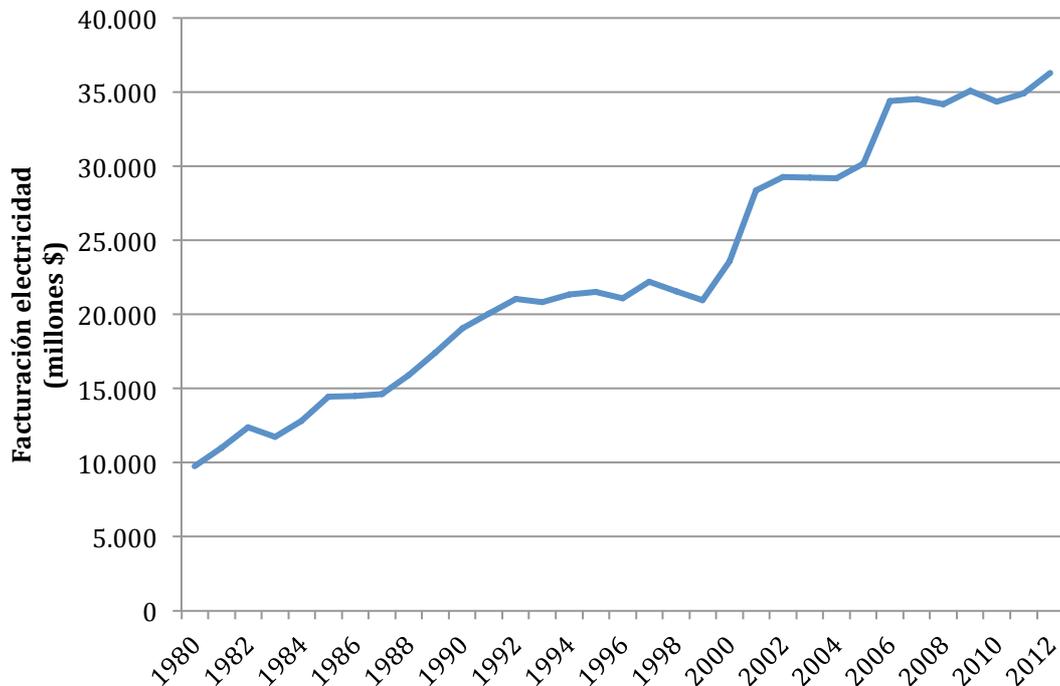


Figura 33. Evolución de la facturación de la electricidad en California

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EIA.

Los datos referentes a los *energy recovery bonds* provienen de los informes anuales de PG&E [PG&E Corp, 2007]. Los *energy recovery bonds* fueron emitidos en 2005 por un total de 2,7 mil millones de dólares, como parte del acuerdo de resolución de la quiebra de PG&E, para ser reembolsados en los 7 años siguientes a partir de un cargo adicional en la tarifa de los consumidores de la compañía. Se ha imputado el coste total de las emisiones a la facturación del año 2000 ya que estas deudas fueron generadas en este año debido a la obligación que tuvo la empresa de adquirir la electricidad a los elevados precios del mercado spot durante la crisis, teniendo sus tarifas limitadas y no pudiendo, por lo tanto, trasladar a sus clientes el coste real de la energía. Finalmente, en cada año se ha restado de la facturación el valor de las anualidades de los bonos.

Los datos referentes a los bonos DWR provienen de los informes financieros de DWR [DWR, 2003]. Los bonos DWR fueron emitidos en el 2002, por un total de 11,3 mil

millones de dólares, para cubrir los gastos de las compras de energía eléctrica en que la DWR incurrió en nombre de las IOU. Estos bonos serían reembolsados a partir de recargos en la tarifa de los consumidores de las IOU hasta el año 2022. Los costes referentes a las emisiones de los bonos DWR han sido imputados en los dos años 2001 y 2002, proporcionalmente al gasto incurrido en cada año. Los años 2001 y 2002 fueron en los que la DWR tuvo que comprar energía en nombre de las IOU. Considerando que durante el 2002 el DWR compró un total de 45,6 TWh de electricidad con un coste de 3,8 mil millones de dólares, mientras que en el 2001 el DWR compró un total de 62,1 TWh de electricidad a un coste de 11,7 mil millones de dólares, el porcentaje imputado al año 2001 es tres veces mayor que el del año 2002 [DWR, 2002]. Al final se restan las anualidades de los bonos a la facturación en cada año, obteniendo así el dato de facturación corregido. En la Figura 34 se observa la gráfica de costes diferidos, representando las emisiones de bonos y las correspondientes anualidades pagadas. Tras la corrección de la facturación con respecto a las dos emisiones de bonos, se divide este valor por el consumo final anual (datos EIA), obteniendo así el precio final medio real de la electricidad.

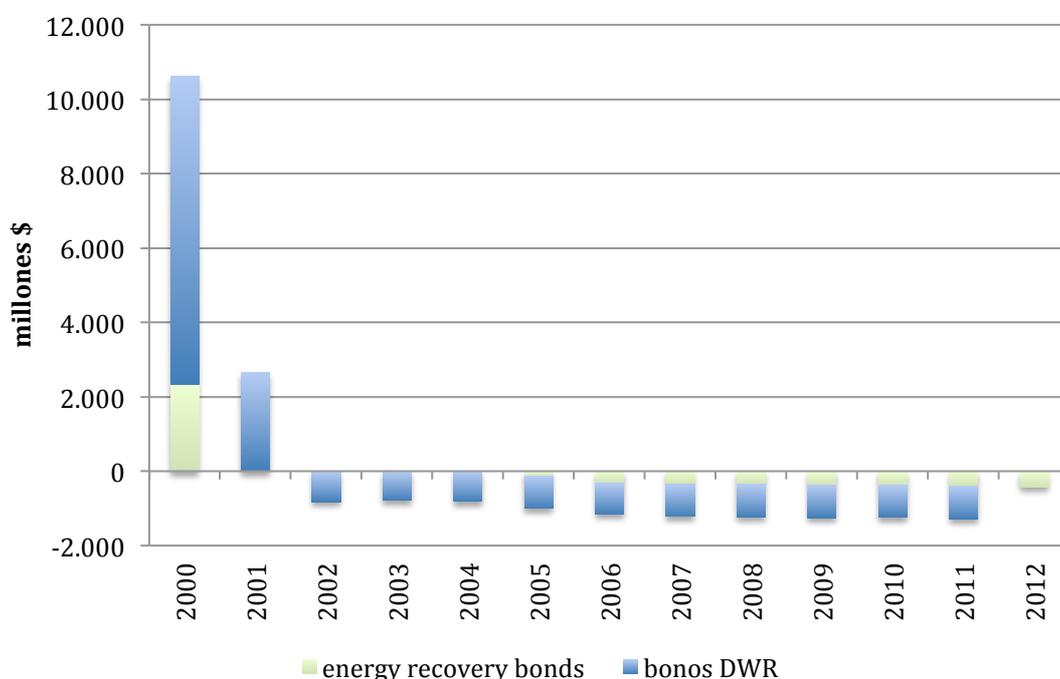


Figura 34. Costes diferidos en el tiempo

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de PG&E y DWR.

5.5 Variables con influencia en el precio de la electricidad

En este apartado se relaciona la curva de precio final medio de la electricidad con cada una de las variables que podrían tener alguna influencia en éste y se calcula el coeficiente de correlación entre ambos.

Tabla 3. Correlación entre el precio final medio real CA y las variables

	r	r²	p
Pinst hidráulica	-0,01	0,00	0,96
Pinst térmica	-0,06	0,00	0,80
Pinst nuclear	-0,05	0,00	0,83
Pinst renovables	-0,12	0,02	0,58
Pinst/Pmax	0,32	0,10	0,15
Consumo	-0,09	0,01	0,62
Precio gas natural Estados Unidos	0,09	0,01	0,61

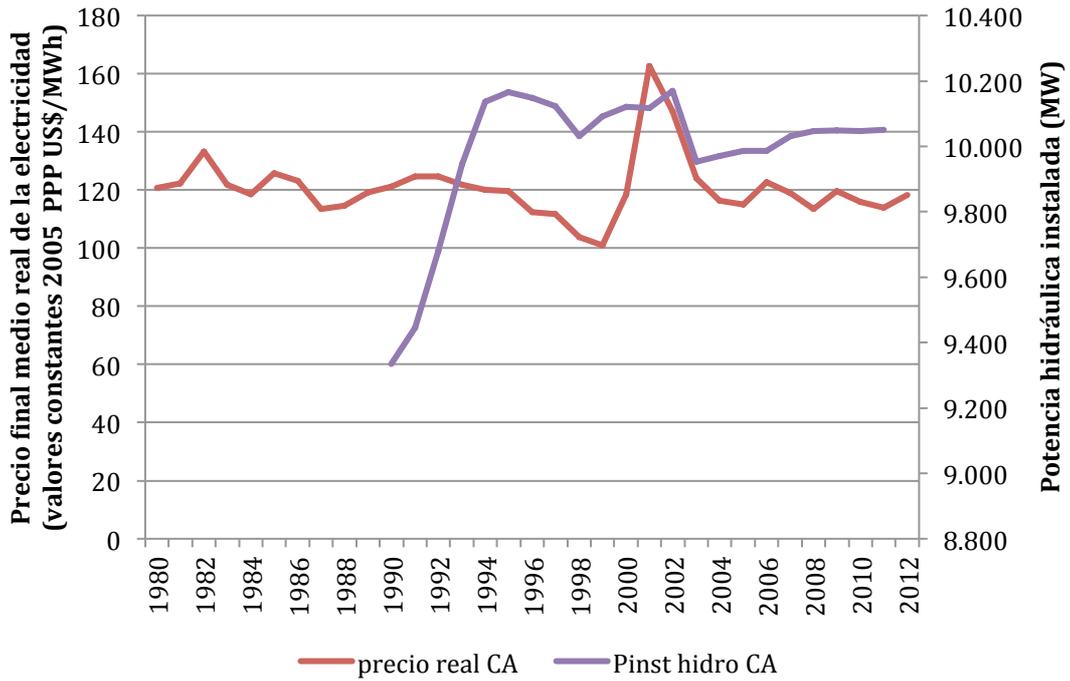


Figura 35. Precio final medio real y potencia hidráulica instalada en California
 Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EIA, PG&E y DWR.

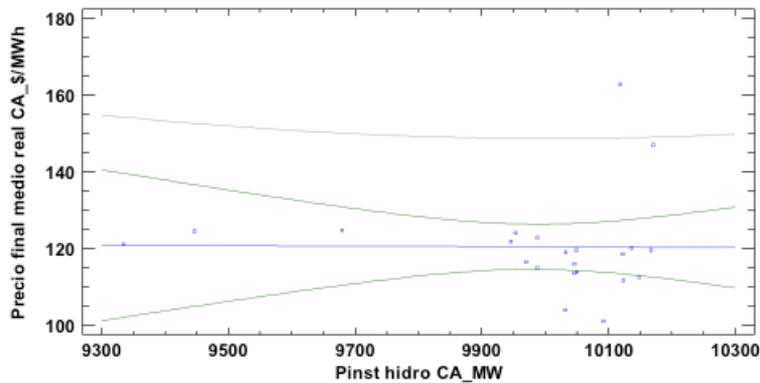


Figura 36. Dispersión precio final medio real y potencia hidráulica instalada en California

En la Figura 35, vemos que la potencia hidráulica instalada presenta un incremento de casi 1.000 MW, entre 1990 y 1994, manteniéndose luego prácticamente constante a lo largo del período analizado. Por su parte, el precio final medio de la electricidad tiene el comportamiento típico oscilatorio de un mercado regulado hasta el 97, año en que empieza la reestructuración del sector, aunque esta tiene corta duración y California

vuelve a ser un mercado intervenido en el 2001 a causa de la crisis energética. Por lo tanto, según la Figura 36 y Tabla 3, se obtiene un coeficiente de correlación muy bajo, $r=-0,01$, con una p muy alta de 0,96, indicando que no existe una correlación significativa entre la potencia hidráulica instalada y el precio final medio real de la electricidad.

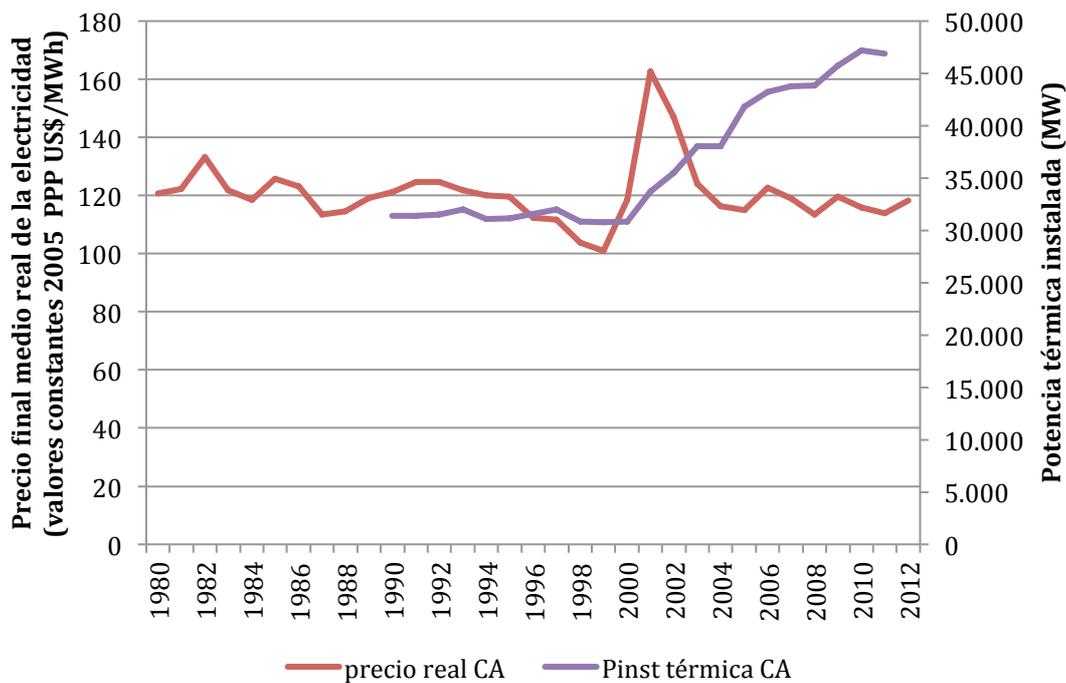


Figura 37. Precio final medio real y potencia térmica instalada en California

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EIA, PG&E y DWR.

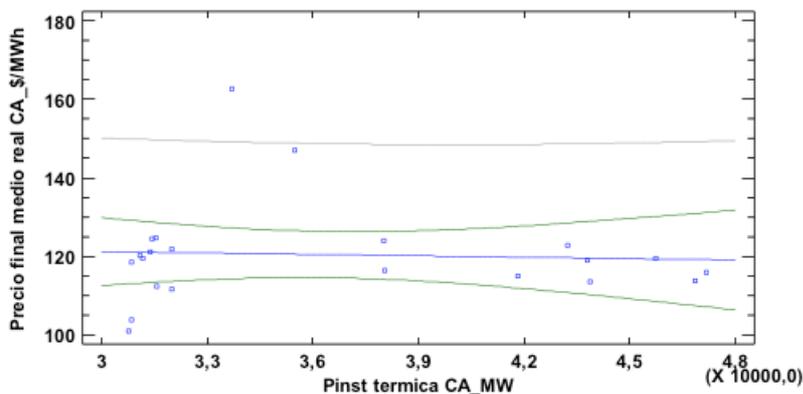


Figura 38. Dispersión precio final medio real y potencia térmica instalada en California

Según la Figura 37, la potencia térmica instalada crece desde el 2001 aunque este incremento no se refleja en el precio puesto que California es un mercado intervenido. La Figura 38 y en la Tabla 3, confirman que no existe una correlación significativa entre la potencia térmica instalada y el precio final medio real de la electricidad, $r=-0,06$ y $p=0,80$.

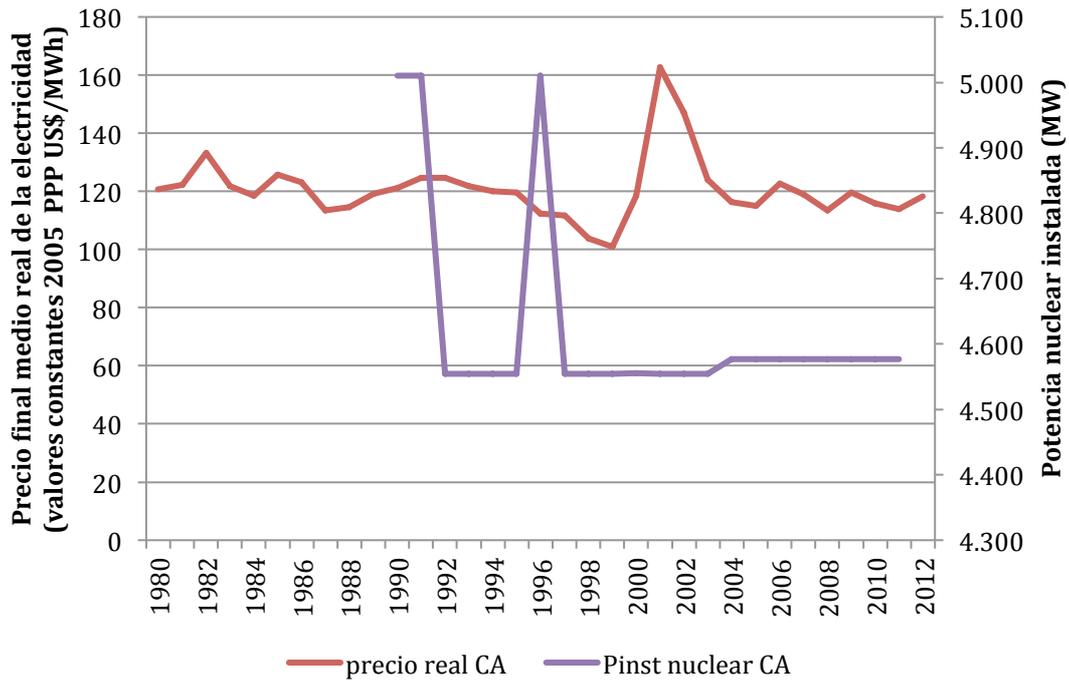


Figura 39. Precio final medio real y potencia nuclear instalada en California

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EIA, PG&E y DWR.

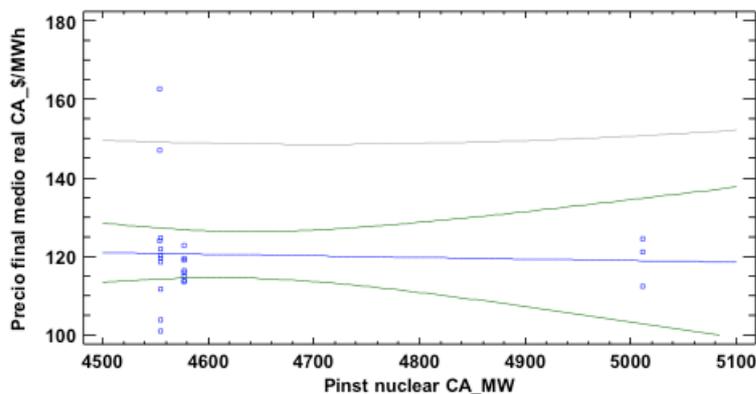


Figura 40. Dispersión precio final medio real y potencia nuclear instalada en California

En la Figura 39, Figura 40 y Tabla 3, se observa que no hay una correlación significativa entre la potencia nuclear instalada y el precio final medio real de la electricidad, $r=-0,05$ y $p=0,83$.

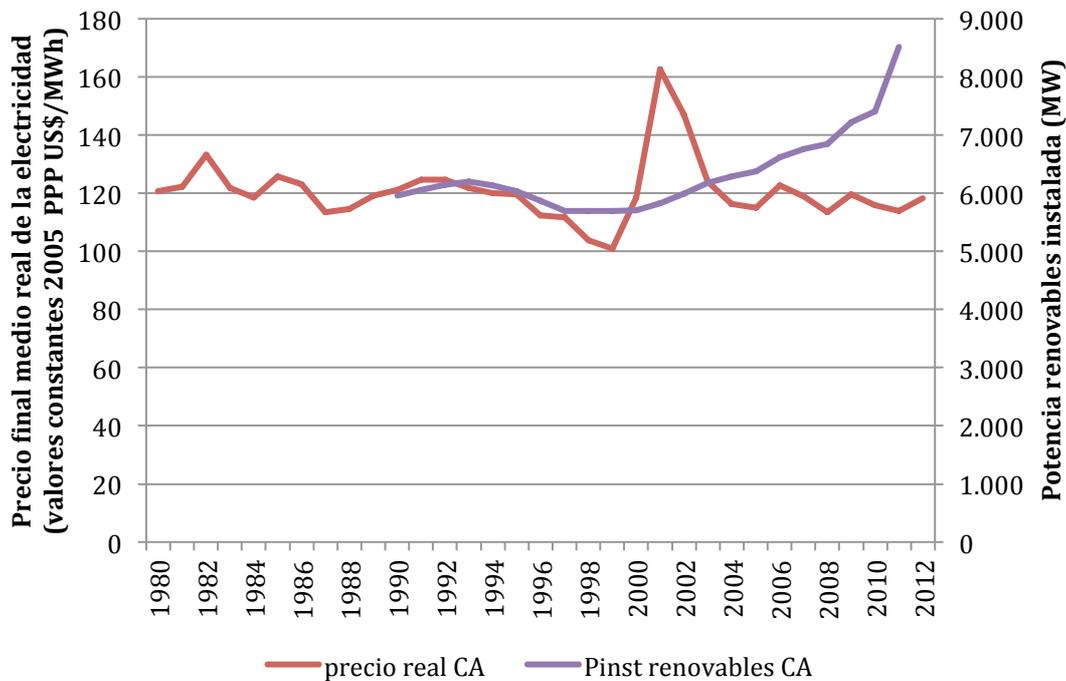


Figura 41. Precio final medio real y potencia de renovables instalada en California

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EIA, PG&E y DWR.

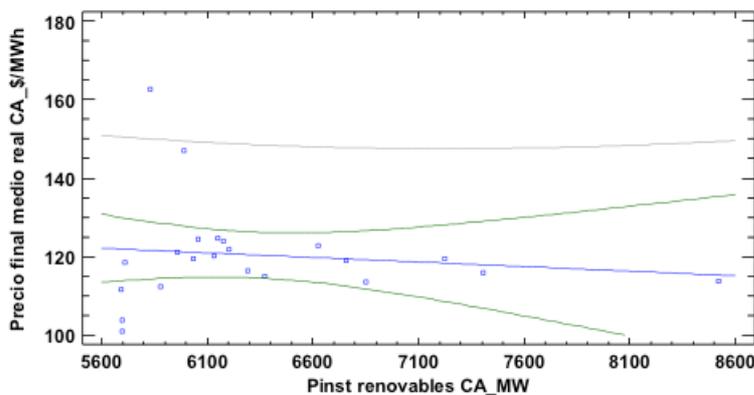


Figura 42. Dispersión precio final medio real y potencia de renovables instalada en California

En la Figura 41, Figura 42 y la Tabla 3 se verifica que no hay una correlación significativa entre la potencia de renovables instalada y el precio final medio real de la electricidad, presentando un coeficiente de correlación de -0,12 con una p muy alta de 0,58.

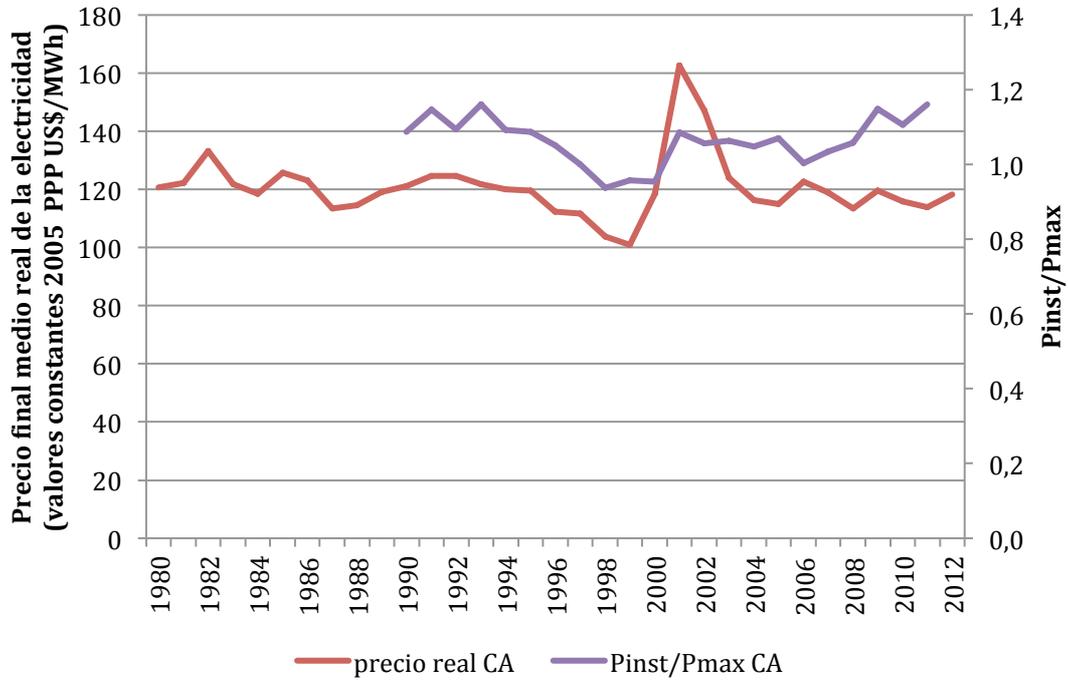


Figura 43. Precio final medio real y Pinst/Pmax en California

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EIA, CEC, PG&E y DWR.

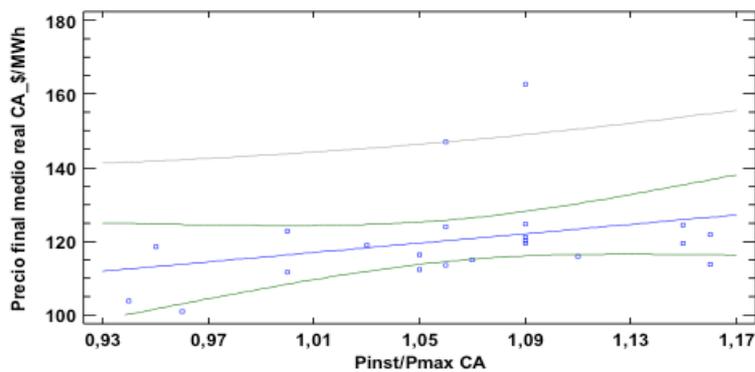


Figura 44. Dispersión precio final medio real y Pinst/Pmax en California

Según la Figura 43, Figura 44 y Tabla 3, vemos que el coeficiente de correlación entre el precio y la P_{inst}/P_{max} es de 0,32 con una p de 0,15, lo que nos indica que existe una gran probabilidad de que la correlación sea por azar.

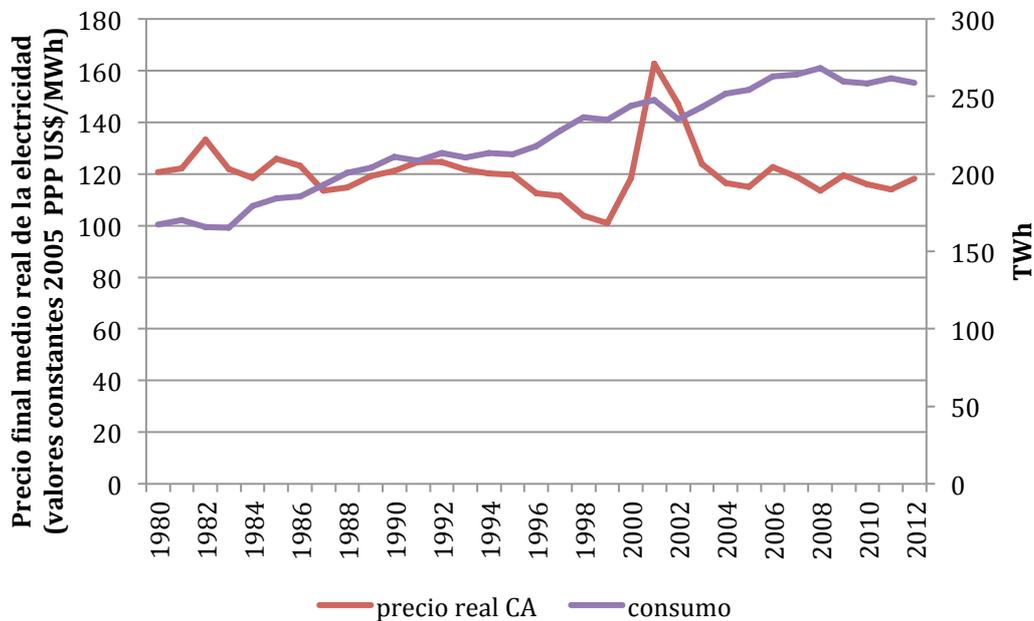


Figura 45. Precio final medio real y consumo en California

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EIA, PG&E y DWR.

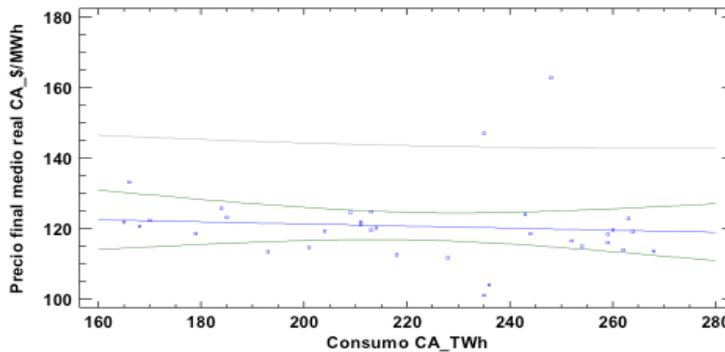


Figura 46. Dispersión precio final medio real y consumo en California

En la Figura 45, Figura 46 y Tabla 3 vemos que el coeficiente de correlación entre el precio final medio real de la electricidad y el consumo es prácticamente cero $r=-0,09$ y con una p muy alta de 0,62, demostrando que no hay una correlación significativa entre

el precio y el consumo. Sin embargo, se observa claramente una relación entre ambos durante la crisis energética, cuando en el 2001 el precio se dispara y el consumo se reduce en el año siguiente.

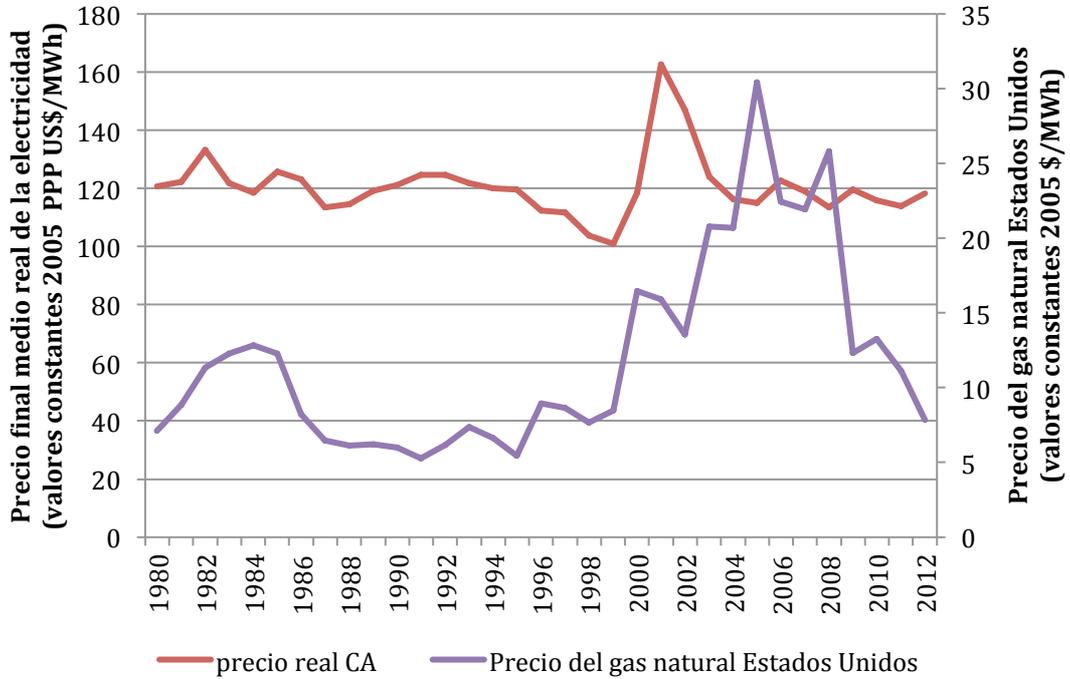


Figura 47. Precio final medio real en California y precio del gas natural en Estados Unidos

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EIA, PG&E, DWR y World Bank.

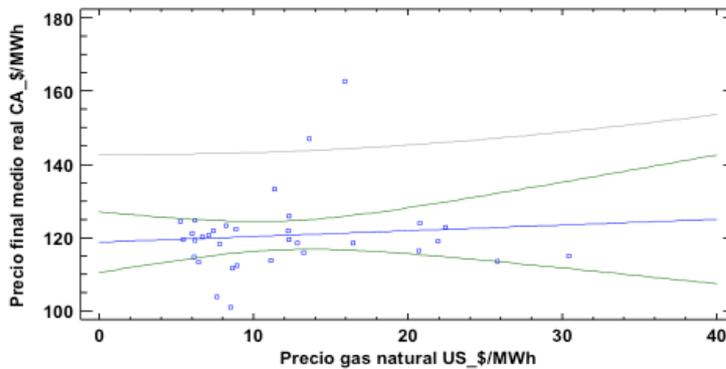


Figura 48. Dispersión precio final medio real en California y precio del gas natural en Estados Unidos

En la Figura 47, Figura 48 y Tabla 3, observamos que el precio final medio real de la electricidad y el precio del gas natural no presentan una correlación significativa.

Vemos claramente la característica de mercado intervenido de California cuando, tras el período de alta del precio del gas entre el año 2000 y el 2005, el precio del gas natural empieza a bajar a partir del 2006 mientras que el precio final medio real de la electricidad mantiene su comportamiento oscilatorio prácticamente constante.

5.6 Hitos en el sector eléctrico de California

En este apartado se analiza la evolución del precio final medio de la electricidad en el horizonte de los últimos 32 años, observando su relación con los hitos principales en el sector eléctrico de California.

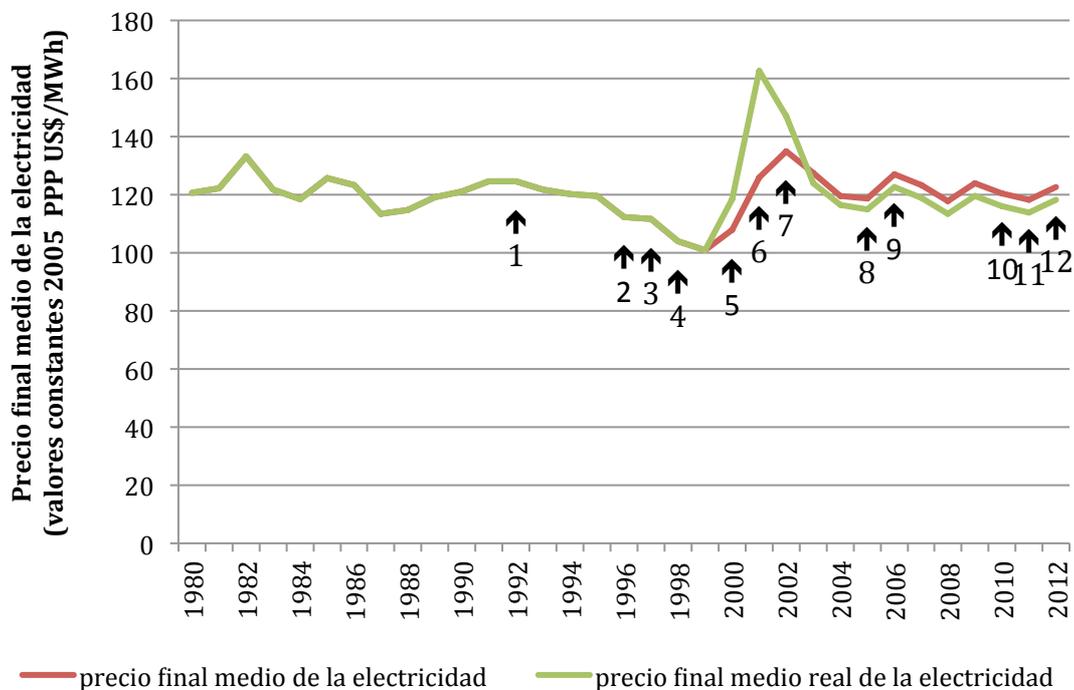


Figura 49. Evolución de las curvas de precio final medio de la electricidad en California

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EIA, PG&E y DWR.

La Figura 49 representa la evolución de las curvas del precio final medio de la electricidad y del precio final medio real de la electricidad, señalando los hitos del sector eléctrico de California enumerados en la Tabla 4. En 1992, con la publicación de la EPACT, el precio se encontraba en uno de sus valores máximos presentando entonces una tendencia decreciente hasta el año 1996, manteniéndose constante en 1997, los años previos al inicio de la reestructuración. En 1998, inicio de la reestructuración en California, el precio vuelve a descender considerablemente hasta el año 1999. En los

años siguientes el precio presenta una pendiente de elevación acentuada reflejando la crisis energética, la curva del precio final medio real alcanza su valor pico en el año 2001 destacando la enorme cantidad de costes diferidos si se compara con la curva del precio final medio. La intervención del gobierno aparte de reducir el precio final medio consigue que el pico máximo se alcance un año más tarde. En la Figura 47 vemos que es justamente en el año 2000 cuando el precio del gas natural presenta un incremento brusco elevándose todavía más en los años 2003, 2005 (en que alcanza su máximo) y 2008. Mientras que el precio final medio real baja a partir del 2002 aunque presenta un comportamiento oscilatorio con una ligera tendencia a la baja, donde los picos se dan en los años 2006 y 2009, que son los años siguientes a los dos mayores picos en el precio del gas, además en el año 2009 hubo una retracción en el consumo (ver Figura 45) a causa de la crisis económica mundial.

Si observamos la Figura 28 vemos que el mix de generación no presenta variaciones significativas a lo largo de los años, excepto en las dos fuentes de menor participación, el petróleo que en función de la estricta legislación de emisiones de GEI prácticamente desaparece del mix pasando de 3,3% a un 0,1%, y el carbón, que pasa de un 1,6% a un 0,7%. El gas natural y la hidráulica tienen un comportamiento complementario en prácticamente todos los años, donde la variación en la participación de una fuente normalmente se compensa con la otra. Por su parte, la generación nuclear se mantiene casi constante, entre los 16% y los 20%, excepto en el año 2012 cuando la planta nuclear *San Onofre Nuclear Generating Station (SONGS)* (2.150 MW) es desconectada a causa de una fuga radioactiva reduciendo la participación nuclear a un 9% incrementando así la generación térmica a gas natural, ya que la generación hidráulica también se ha reducido. La generación a partir de fuentes renovables tiene una participación significativa en el mix de generación de California, siendo la energía geotérmica la fuente mayoritaria, representando más del 50% de la generación renovable hasta el 2010 en que la eólica sufre un incremento considerable pasando a representar esta última un 30% de las renovables en el 2012, además de la solar fotovoltaica y térmica que mantienen un peso de entre un 2% y un 3% de las renovables, pasando a un 12% en el 2012.

Tabla 4. Hitos en el sector eléctrico de California

1	EPACT - Ley que establece el acceso de terceros a la red de transporte.	1992
2	Orden 888 de la FERC y aprobación de la ley AB 1890. Primeros pasos hacia la reestructuración.	1996
3	En diciembre de 1997 las tres mayores IOU emiten bonos, <i>rate reduction bonds</i> , para financiar la reducción del 10% en la tarifa, los cuales serán recuperados por un recargo en la tarifa.	1997
4	Inicio de la reestructuración con la entrada en vigor de la AB 1890 (creación del PX y CAISO, venta de los primeros activos de generación fósil)	1998
5	El precio de la electricidad en los mercados mayoristas regionales supera los 400\$/MWh en el verano llegando a valores pico de más 2000\$/MWh en el invierno.	2000
6	<p>En enero de 2001 el gobierno autoriza a que el DWR compre la energía eléctrica en nombre de las IOU, el PX suspende sus operaciones en el 31 de enero.</p> <p>Entre mayo y junio de 2001 el precio de la energía en el mercado mayorista baja bruscamente.</p> <p>La CPUC aprueba incrementos de hasta un 40% en la tarifa (efectivo en mayo) de los clientes de las dos mayores IOU para reembolsar los gastos de DWR con la compra de electricidad para sus clientes.</p> <p>En octubre la CPUC suspende la opción de los consumidores realizaren nuevos contratos con otros suministradores, eliminando la competencia en el mercado minorista.</p> <p>Inicio del SGIP como respuesta a la crisis del 2001 para reducir la carga en las horas punta.</p>	2001
7	Inicio del RPS en California, en el 2017 un 20% del suministro eléctrico a partir de fuentes renovables. El DWR emite bonos para recuperar sus gastos con las compras de energía eléctrica en nombre de las IOU.	2002
8	Emisión de 2,7 millones de bonos, <i>energy recovery bonds</i> , autorizados por el gobierno para financiar la quiebra de PG&E. Los costes de los bonos serán recuperados vía un cargo adicional en la tarifa para todos los clientes en el área geográfica de PG&E.	2005
9	Inicio del CSI, un programa específico para promover la generación solar.	2007

10	La CPUC vuelve a introducir de forma limitada y por fases la competencia en el mercado minorista para los consumidores no residenciales.	2010
11	Se expande la aplicación del RPS a todos los proveedores de energía eléctrica del estado ampliando su objetivo al 33% en el 2020.	2011
12	La nuclear SONGS se queda fuera de servicio reduciendo a la mitad la participación de la generación nuclear en el mix.	2012

6 El sector eléctrico en Brasil

6.1 La reestructuración del sector eléctrico

Al final de la década de 80 el sector eléctrico de Brasil se encontraba en una situación de crisis financiera derivada de un período de utilización de las tarifas para el control de la inflación y de las políticas de recaudación de recursos externos que llevaron a un gradual proceso de deterioro económico y financiero de las empresas del sector. Al inicio de los noventa, la insatisfacción del consumidor con las condiciones técnicas del sistema, junto con la falta de recursos para inversiones originada por la manipulación de las tarifas para controlar la inflación, fue un estímulo a la propagación de la ideología liberal, en sus aspectos de privatización y desregulación económica [Abreu, 1999].

Según [Silva, 2011] y [Kessler, 2006] la construcción del nuevo modelo institucional del sistema eléctrico brasileño, el *Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB)*, tuvo su inicio con la ley 8.631/93 que eliminaba el régimen de equalización tarifaria y la remuneración garantizada, creando así la obligatoriedad de la realización de contratos entre los generadores y los distribuidores. Hasta este momento las principales empresas se encontraban verticalmente integradas y eran de propiedad estatal. En 1995, las leyes 8.987 y 9.074 establecieron las reglas generales para la licitación de las concesiones (fijando una tarifa por área/ámbito de concesión geográfica), crearon las figuras del productor independiente de energía eléctrica y del consumidor libre y, además, aseguraron el libre acceso a las redes de transporte y distribución, introduciendo así la competencia en la generación y en la comercialización. En este mismo año tuvo inicio el proceso de privatización de las empresas distribuidoras.

En 1996 el gobierno contrató a la empresa norteamericana Coopers & Lybrand para que diseñara el proyecto de un nuevo modelo para el sector eléctrico. Tras algunas modificaciones, para adaptarlo a las especificidades del sistema eléctrico brasileño¹⁰

¹⁰ El sector eléctrico brasileño posee características muy peculiares en comparación con otros países. Brasil es un país tropical de gran extensión, con ríos caudalosos, cuencas hidrográficas alejadas entre sí, localizadas en regiones que tienen distintos regímenes de lluvias. Por ser ríos de altiplanicie, en general su inclinación es suave, y cuando son embalsados forman grandes lagos. Por lo tanto, la generación en Brasil

[D'Araújo, 2009], el proyecto pasó a implementarse de forma gradual. Los puntos fundamentales de este proyecto eran: la creación de un mercado mayorista, para desarrollar la competencia en la generación y comercialización; la desintegración vertical de las empresas, garantizando el libre acceso a las redes de distribución y transporte (ambos seguirían siendo actividades reguladas en régimen de monopolio natural); la creación de un operador independiente del sistema; además de la organización de las actividades financieras y de planificación en este nuevo escenario. Este mismo año se creó la Agencia Reguladora de Energía Eléctrica, *Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)*.

En 1998 se crea un mercado mayorista de electricidad, el *Mercado Atacadista de Energia (MAE)*, en el cual se realizarían todas las transacciones de compra y venta de electricidad a través del *Sistema Interligado Nacional (SIN)*¹¹. Se crea también la figura del operador del sistema, el *Operador Nacional do Sistema (ONS)*, responsable de la programación, operación y despacho de las centrales de generación que forman parte del SIN. La liberalización de la comercialización se inició el 27/05/1998 para los consumidores denominados libres, que correspondían a los consumidores con potencia contratada mayor que 10 MW y tensión igual o superior a 69 kV; y para los consumidores con potencia contratada de al menos 500 kW a cualquier tensión de suministro para adquirir energía exclusivamente de fuentes renovables. El 08/07/2000, el límite de potencia contratada de los consumidores libres fue reducido a 3MW para cualquier nivel de tensión.

En la transición al nuevo modelo de mercado, durante un período de cinco años, se firmaron contratos bilaterales obligatorios de compra y venta de electricidad (los llamados contratos iniciales) en los cuales participaron todas las empresas productoras y

es predominantemente hidráulica y el aprovechamiento de las centrales en los ríos se realiza en cascada. Las centrales de diferentes propietarios situadas en un mismo río, pueden llevar a que la decisión respecto a la producción de una determinada central, por cuenta y riesgo de su propietario, ocasione consecuencias negativas para los demás propietarios situados en otros puntos del río.

¹¹ El SIN es el sistema de coordinación y control del sistema de producción y transporte de electricidad de Brasil compuesto por las empresas de las regiones sur, sureste, centro-oeste, noreste y parte de la región norte, en el cual predominan las centrales hidroeléctricas de múltiples propietarios. Solamente un 1,7% de la energía requerida por el país se encuentra fuera del SIN.

distribuidoras, siendo definidos por la ANEEL las cantidades y los precios contratados. A partir del año 2003 hubo una reducción anual de 25% en el montante contratado, de tal modo que a partir del 2006 todo el mercado era atendido bajo la legislación de libre mercado.

Durante este periodo de transición del modelo estatal del sector eléctrico brasileño a un modelo de participación mixta (estatal/privado), surgieron incertidumbres naturales, debidas a la magnitud y características del sector, aplazándose así decisiones de inversiones a la espera de que las reglas estuviesen claras. Hubo retrasos en las obras programadas y cancelaciones en la construcción de otras que estaban previstas, en un entorno de aumento del consumo después de la implantación del Plano Real (programa brasileño de estabilización económica). A lo anterior se sumó un período hidrológico extremadamente desfavorable en las regiones noreste y sureste, que sufrieron respectivamente la primera y la segunda peor sequía de su historia, lo que, teniendo en cuenta que la matriz de generación brasileña era básicamente hidráulica, provocó también una bajada considerable en los niveles de los embalses [GCE, 2001].

Todos los factores descritos, unidos a la ausencia de políticas públicas en el área de energía y a la inexistencia de estudios prospectivos de planificación de la expansión del sector energético – habida cuenta que durante la reestructuración ningún organismo se hacía cargo de la planificación - se identifican como causantes de la crisis de abastecimiento energético sufrida entre mayo de 2001 y febrero de 2002.

En mayo de 2001, los cálculos del ONS señalaban la necesidad de reducir de forma inmediata un 20% del consumo de energía eléctrica en el país como único medio de impedir el completo vaciado de los embalses y de superar el grave periodo de estiaje. Por lo tanto, en este mismo mes, fue creada por el gobierno la *Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE)*, una cámara interministerial que tuvo el objetivo de proponer e implementar medidas para solucionar la crisis del sector a corto plazo, además de crear las condiciones para el desarrollo sostenible del sector eléctrico en el futuro. Su plan de acción estaba basado en: el racionamiento, el programa estratégico

del aumento de la oferta de energía eléctrica¹², el programa de urgencia del aumento de la oferta de energía eléctrica¹³ y la revitalización del modelo del sector eléctrico¹⁴.

La primera medida implementada fue un programa de racionamiento con el objetivo de reducir el consumo. Se fijaron diferentes metas por tipos de consumidores: para los residenciales y comerciales se fijó que deberían reducir su consumo hasta un 20% mientras que los industriales deberían efectuar una reducción entre un 20% y un 25%. Se establecieron también bonificaciones para los consumidores que cumpliesen con el objetivo y penalizaciones para los que no lo hicieran.

Tras el éxito del programa de racionamiento, el 28 de febrero de 2002, el ONS sugirió la finalización del mismo. El programa estructural de aumento de la oferta de energía eléctrica – generando un considerable incremento de la potencia instalada de centrales térmicas - y los niveles de los embalses observados en la época permitieron concluir que en 2002 y 2003 no habría prácticamente riesgos de déficit energético, incluso suponiendo que ocurriesen situaciones hidrológicas extremadamente desfavorables.

En julio de 2003, el Ministerio de Minas y Energía (MME) divulgó una nueva propuesta para un modelo institucional del sector eléctrico, ésta era el resultado de la primera acción del gobierno en el sentido de revisar las bases del modelo institucional vigente. Los principios básicos del nuevo modelo pueden ser resumidos en:

- promover la adecuación de las tarifas;
- garantizar la seguridad en el suministro;
- garantizar la estabilidad del marco regulatorio;

¹² Este programa se fundamentaba en un perfeccionamiento de los mecanismos de seguimiento y gestión de las obras de generación.

¹³ Este programa tenía como objetivo viabilizar el crecimiento de la generación y de la oferta de energía a corto plazo. Y para eso hubo lógicamente que asumir unos costes superiores a los necesarios para la construcción de centrales más eficientes a largo plazo.

¹⁴ La GCE creó un Comité de Revitalización del Modelo del Sector Eléctrico, con la misión de definir propuestas para corregir las disfunciones y proponer mejoras en el modelo. A través del reimpulso a las inversiones privadas, de la implantación de la competencia plena en el sector, de la normalización del funcionamiento del mercado y de la garantía de la oferta fiable de energía, atenuando el impacto en las tarifas.

- promover la inserción social a través de programas de universalización.

Los principales cambios respecto al antiguo modelo, introducidos por las Leyes 10.847 y 10.848 y el Decreto 5.163, fueron la creación de la *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)*, que reemplazó al MAE, y la creación de la *Empresa de Pesquisa Energética (EPE)*, el órgano responsable de elaborar los planes sectoriales de expansión del sector eléctrico¹⁵. Además, se alteró el sistema de compra de electricidad de las distribuidoras pasando a ser realizado a través de subastas (en la modalidad del menor coste), con contratación por separado para la energía proveniente de centrales nuevas y de centrales ya en operación, siendo obligatorio comprar la energía de las centrales nuevas para cubrir los incrementos de carga en un horizonte de 5 años, llevando a un incremento de la capacidad de generación en función de las previsiones de aumento de la demanda de las distribuidoras.

6.2 La evolución del mercado de energía eléctrica brasileño

6.2.1 El MAE

El MAE fue creado en 1998 pero no inició sus actividades de contabilización y liquidación hasta el año 2000. Su primera contabilización llegaría en el 2002 y la liquidación financiera parcial en el 2003 a causa, principalmente, de su caracterización como mercado autoregulado en el que existían conflictos de interés entre los agentes para la elaboración de sus reglas. Estas dificultades en la puesta en operación del MAE evidenciaron el fallo en la opción por el modelo de autorregulación. En el 2002 la ANEEL pasa a ser la responsable de elaborar y aprobar sus reglas y procedimientos.

Las relaciones comerciales entre los agentes participantes del MAE¹⁶ se regían principalmente por contratos bilaterales (85% a 90%) con plazo mínimo de dos años,

¹⁵ Los planes sectoriales de expansión del sector eléctrico son dos: el Plan de Expansión de Largo Plazo (PELP), para un horizonte igual o mayor que 20 años, y el Plan Decenal de Expansión (PDE), para horizontes inferiores a 10 años.

¹⁶ Los agentes participantes del MAE pertenecían a dos categorías: producción y consumo. Todos los agentes de generación, distribución/comercialización y consumidores libres están incluidos en éstas dos categorías.

siendo liquidados estos directamente entre las partes contratantes. Tanto la comercialización como la liquidación de energía resultante de la diferencia entre la energía contratada (contratos bilaterales) y la efectivamente producida o consumida era realizada a través del MAE. Dentro de este contexto, las reglas del MAE trataban casi exclusivamente del mercado a corto plazo o mercado spot. Las empresas generadoras, distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica registraban en el MAE sus volúmenes de energía contratada, así como los datos de lecturas, para que fuera posible determinar las diferencias entre lo producido o consumido y lo contratado. Estas diferencias eran liquidadas en el MAE, al precio MAE, para cada submercado (Norte, Sur, Sureste e Nordeste) y para cada nivel de demanda (valle, llano y punta), mensualmente.

En el estatuto del MAE eran tenidas en cuenta las especificidades del sistema eléctrico brasileño, considerando la total independencia entre las transacciones físicas y las transacciones financieras establecidas en los contratos bilaterales. Dentro del MAE, estaba el *Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)*, un mecanismo financiero de reparto del riesgo hidrológico creado para la optimización del sistema hidro-térmico que se realizaba a través de un despacho centralizado por el ONS. El MRE reubicaba la energía, transfiriendo el excedente de los que hubiesen generado por encima de su “energía asegurada”¹⁷ hacia los que hubiesen generado por debajo, por imposición del despacho óptimo del sistema. Se garantizaba así que todos los generadores participantes en éste mecanismo comercializaran la energía asegurada que les había sido asignada por la ANEEL, independientemente de su producción real de energía, siempre que las centrales participantes del MRE hubieran generado, en conjunto, energía suficiente.

El despacho de éstas centrales estaba hecho para producir la minimización de los costes operativos y el menor coste marginal, para lo que tenía en cuenta los flujos hidrológicos, los niveles de agua embalsada, los precios ofertados por las centrales

¹⁷ La “energía asegurada” es la cantidad de energía que el generador puede comprometer (volúmenes medios anuales) en los contratos de largo plazo. La energía asegurada de cada generador es establecida por la ANEEL en los contratos de concesión. La determinación del nivel anual de ésta energía lleva en consideración la variabilidad hidrológica a cual una determinada central está sometida, asociado a un mercado de energía de referencia calculado para un riesgo de suministro preestablecido. Éste nivel anual es traducido también en base mensual (estacionalidad) y modulado para cada período de comercialización.

térmicas y las restricciones del sistema de transporte. Siendo así, los generadores sujetos al despacho centralizado no tenían control sobre su nivel de generación para atender sus compromisos de venta basados en la “energía asegurada”. Y, tanto la programación, el despacho de la generación, como los precios del MAE estaban definidos por un modelo automatizado. La estructura del precio de la energía negociada en el MAE (precio MAE) estaba constituida por la interrelación de los datos utilizados por el ONS para la optimización de la operación del sistema y por los datos informados por los Agentes. Estos datos eran procesados a través de modelos de optimización que permitían obtener el coste marginal de operación.

Posteriormente el MAE, en noviembre de 2004, tras un período de funcionamiento en que interviene ANEEL, una vez reformuladas sus funciones y atribuciones, pasa a denominarse *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)*.

6.2.2 La Câmara de Comercialização de Energia (CCEE)

En la CCEE, coexisten dos ambientes de contratación, el ambiente de contratación regulada (ACR), en que participan los generadores y las distribuidoras, y el ambiente de contratación libre (ACL), en el que intervienen los generadores, comercializadores y los consumidores libres. En el ACL los acuerdos de compra y venta son establecidos mediante contratos bilaterales libremente pactados. Aunque los contratos firmados en este ambiente no sean administrados por la CCEE, esta debe tener los registros documentales y responsabilizarse por el proceso de contabilización y liquidación de las diferencias. Las contrataciones en el ACR son precedidas de licitaciones que funcionan en la modalidad de subastas a la baja con el criterio del menor precio ofertado. Una vez alcanzado el equilibrio entre oferta y demanda, son establecidos los contratos bilaterales denominados *Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR)* entre los generadores y distribuidores. En el ACR, las distribuidoras compran la energía necesaria para atender la demanda de los consumidores en su área de concesión, estando obligadas a contratar el 100% de su demanda, estando sujetas a penalizaciones en caso que quedasen expuestas al mercado de corto plazo. La contratación se da a través de un mecanismo de pool, en el cual, las distribuidoras forman un conjunto de contratación (el modelo del único comprador descrito en [Hunt y Shuttleworth, 1997] que compone la demanda total de las distribuidoras.



Figura 50. Ambientes para la contratación de energía en la CCEE

Fuente: [Silva, 2011].

Los contratos registrados en la CCEE no implican, necesariamente, un compromiso de entrega física de energía eléctrica por parte del agente vendedor, la energía puede ser entregada por otro generador del CCEE (el MRE), pero la responsabilidad contractual por la entrega de la energía sigue siendo del agente vendedor referido en el contrato.

La duración de los CCEAR depende del tipo de subasta realizada. Las modalidades principales son la subasta de energía eléctrica proveniente de centrales de generación existente y la subasta de energía eléctrica proveniente de nuevas centrales de generación¹⁸ en construcción. En la subasta de generación existente los CCEAR tienen el inicio del suministro en el año siguiente al de la subasta y un periodo de duración mínimo de cinco años y máximo de quince años, mientras que en las subastas de nueva generación el inicio del suministro es al tercer o quinto año después de la subasta y el plazo mínimo de duración es de quince años y como máximo treinta años.

¹⁸ Se consideran nuevas centrales de generación aquellas nuevas centrales o ampliación de las existentes que, hasta la fecha de publicación del respectivo pliego de subasta, no posean concesión, permiso o autorización.

Existen también otras subastas, como la de fuentes renovables, la de energía de reserva o la de ajuste. En la subasta de ajuste las distribuidoras pueden complementar el montante de energía eléctrica necesario para el abastecimiento de la totalidad de su demanda en caso que hubiera variaciones inesperadas en su mercado, debiendo iniciarse el suministro en los 4 meses siguientes a la subasta, con duraciones de contrato de hasta dos años. Sin embargo, el montante total contratado en las subastas de ajuste no puede exceder el 1% de la carga total contratada por cada agente de distribución.

Las distribuidoras reciben además incentivos por contratar a largo plazo, especialmente en las subastas de generación nueva (nuevas centrales en construcción), con inicio del suministro en el quinto año, ya que, de esta forma, pueden trasladar el 100% del coste de adquisición de la energía a los consumidores finales. Por el contrario, de no realizar estas contrataciones a largo plazo las distribuidoras tienen una limitación en las cantidades que pueden trasladar al consumidor. Esta limitación, es función del porcentaje de mercado de cada distribuidora.

Todos los contratos de compra y venta de energía, en el ACR o ACL, deben ser registrados en la CCEE y sirven de base para la contabilización de las diferencias entre la energía efectivamente producida o consumida y la contratada para la liquidación de las diferencias en el mercado de corto plazo, valorada al precio de liquidación de las diferencias (PLD). El PLD se determina semanalmente para los tres niveles de demanda (valle, llano y punta) y para cada submercado, estando limitado por valores mínimos y máximos establecidos por la ANEEL. Además, varía de acuerdo con el coste marginal de operación obtenido de una simulación realizada con el mismo modelo matemático utilizado por el ONS para definir el orden del despacho de las centrales.

6.3 Las políticas de las energías renovables en Brasil

El mix de generación de Brasil presenta una participación predominante de la energía hidráulica, que representa un 75% de la oferta interna de electricidad [EPE, 2013], hecho que le distingue de la mayoría de países, en los cuales predominan la generación térmica basada en la quema de combustibles fósiles. En este contexto energético podría no haber surgido interés por la promoción de otras fuentes renovables de energía, sin embargo la influencia de la preocupación colectiva por el incremento de la utilización

de las energías limpias en el escenario internacional y el problema del calentamiento global ayudaron a crear un ambiente político propicio para la promoción interna de las fuentes de energía renovables como otra vía para el aumento de la oferta eléctrica.

En 1994 se crea, por un decreto presidencial, el *Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM)* con el objetivo de llevar el suministro de electricidad a zonas aisladas del país no conectadas a la red convencional, a partir de tecnologías renovables, como la solar fotovoltaica, eólica, pequeñas centrales hidráulicas (PCH) y biomasa. Aunque el PRODEEM incentivaba la utilización de todas estas fuentes renovables, la fotovoltaica fue la más implantada para las siguientes aplicaciones: instalaciones de vivienda, instalaciones de bombeo de agua e instalaciones de alumbrado público, destinados únicamente a aplicaciones comunitarias. Según [Borges Neto et al., 2006] el programa fue ejecutado en 5 fases, más una especial llamada de bombeo, necesaria para atender, en 1998, una demanda de emergencia del Noreste del país debido a un período de sequía prolongado. Las estimaciones eran que al final del cuarto año se llegase a 9.300 instalaciones en todo el Brasil, atendiendo a 3.720.000 personas a un coste de US\$ 110 millones. Los sistemas no tuvieron costes para el usuario final, el programa obtuvo recursos no reembolsables de organismos como el *Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID)*, programas como el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNDU), recursos de gobiernos Federal, Estaduales y Municipales. Al ser un programa de tal envergadura tuvo diversos problemas a lo largo de los años que duró su implantación. En total fueron instalados 9 mil sistemas con un patrón típico de 500 Wp por instalación, totalizando aproximadamente 5 MWp, a un coste de 70 millones de dólares. En el 2005, los objetivos del programa fueron incorporados al programa “Luz para Todos”, que tenía como objetivo inicial llevar energía a 12 millones de personas hasta finales de 2008.

En abril de 2002, a partir de la ley 10.438/2002, se crea el *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)* que tenía como principales objetivos estratégicos la diversificación de la matriz energética brasileña y el incremento de la seguridad del suministro interno; la creación de empleos y formación de mano de obra; y la búsqueda de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, y como objetivo específico incrementar la participación de la eólica, biomasa y PCH en la generación de electricidad destinada al abastecimiento del SIN.

El PROINFA fue dividido en dos fases, la primera fase del programa tenía como objetivo añadir, hasta finales de 2006, 3.300 MW al SIN, repartido igualmente entre la eólica, la biomasa y la PCH. Para ser un generador elegible en el ámbito del PROINFA, era necesario encajarse en la modalidad de *Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE)*¹⁹, estando garantizada la contratación de estos generadores por la empresa Eletrobrás (compañía eléctrica pública controlada por el gobierno) mediante concurso público, durante 20 años a partir de la entrada en operación de la planta, recibiendo una tarifa fija definida por el gobierno para cada tipo de tecnología. El valor pagado por la energía adquirida, además de los costes administrativos, financieros y tributos incurridos por la Eletrobrás en la contratación de estas plantas eran prorrateados entre todos los tipos de consumidores atendidos por el SIN, con excepción de los consumidores de rentas bajas. En la segunda fase, tras alcanzar la meta de 3.300 MW de la primera fase, las fuentes eólica, PCH y biomasa, deberían atender al 10% del consumo anual de electricidad del país, objetivo para ser alcanzado en 20 años.

Al final del primer concurso público, realizado en octubre de 2004, fueron contratados 2.527,46 MW de las tres fuentes, 1.100 MW de eólica, 1.100 MW de PCH y 327,46 MW de biomasa. Tras la realización del segundo concurso público la biomasa no alcanzó su meta de 1.100 MW, siendo la diferencia complementada por la eólica y las PCH.

Según [Martins, 2010] algunas justificaciones por las que la biomasa no alcanzase los 1.100 MW previstos fueron: i) la coyuntura económica vigente en la época de la primera fase del programa en que el precio internacional en el mercado del azúcar hacía más atractivo a los productores invertir en un ramo del negocio ya conocida y dominada tecnológicamente, en vez de hacerlo en el ámbito del PROINFA; ii) el valor económico establecido para la biomasa fue considerado relativamente bajo; y iii) la existencia de incertidumbres en relación con la inversión necesaria para producir la energía a ser entregada a la red.

¹⁹ Según el Decreto 5.025 de 30 de marzo de 2004, el PIE es una persona jurídica o un grupo de empresas reunidas en un consorcio que reciben una concesión o autorización del poder concedente, para producir la energía eléctrica destinada al comercio de toda o parte de la energía producida, por su cuenta y riesgo.

Los proyectos del PROINFA obtuvieron financiación de diversos bancos públicos, como por ejemplo, *Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES)*, *Banco do Brasil*, *Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE)*, *Banco do Nordeste do Brasil* y *Caixa Econômica Federal*.

El plazo inicial para el inicio de la operación de las plantas de generación, contemplados en la primera fase del PROINFA era hasta el 30 de diciembre de 2006. Tras sucesivas prorrogas, la Ley 11.943, de 28 de mayo de 2009, fijó el 30 de diciembre de 2010 como la fecha tope para que estas plantas entrasen en operación, pero con la Medida Provisória nº 517 de 30 de diciembre de 2010 fue concedida una prórroga hasta el 30 de diciembre de 2011.

El PROINFA tuvo algunos problemas en la primera fase del programa, presentando diversas rescisiones contractuales, principalmente en el sector de la biomasa, que tuvo seis plantas excluidas del programa, además de retrasos en la construcción de los parques eólicos [Nogueira, 2011]. El PROINFA implantó hasta el 31 de diciembre de 2011, un total de 119 plantas con capacidad instalada de 2.649,87 MW, de las que 963,99 MW pertenecían a centrales eólicas, 1.152,54 MW a PCH y 533,34 MW a plantas de biomasa. Además se estima que el programa posibilitó la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero equivalentes a aproximadamente 2,5 millones de toneladas de CO₂eq/año.

Algunas de las dificultades encontradas durante la implantación del PROINFA fueron, según Hashimura [2012]: i) la definición de los PIE restringió la participación de las distribuidoras en el programa; ii) una vez que la capacidad de producción nacional no era suficiente para suplir la demanda del programa, la determinación del índice de nacionalización del 60% tuvo como resultado retrasos en la ejecución de las plantas y el aumento de los costes de instalación; iii) la regla de que las plantas con licencia ambiental más antigua tendrían prioridad en la habilitación generó mucha especulación en los primeros años del programa. Por esta razón, agentes que obtuvieron la habilitación sin estar en condiciones de construir la planta y sin tener garantías para la obtención de financiación pasaron a ganar dinero vendiendo sus proyectos.

No se prevé el lanzamiento de la segunda fase del PROINFA, toda vez que, actualmente, las subastas específicas (de fuentes de energía renovables o de energía de

reserva) son consideradas más adecuadas para el fomento de las fuentes de energía renovables en el país.

6.4 Datos

6.4.1 Datos macroeconómicos

Los datos del PIB (PIB nominal y PIB real 2005) que se ha utilizado provienen del Fondo Monetario Internacional (FMI), excepto los datos del PIB nominal para los años 1980 hasta 1989 que no están disponibles, se ha utilizado para este período los datos del *Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)* (el organismo responsable por las estadísticas del país). Los datos para los otros años coinciden con el FMI. Con estos datos se ha calculado el deflactor del PIB para poder transformar los precios finales medios nominales en valores constantes.

En la Figura 51 se observa la evolución del PIB nominal y el PIB real en valores constantes de 1995, este último en escala logarítmica para que se puedan visualizar los valores de todos los años, debido a los altos índices de inflación de los años 80 y el período de hiperinflación a principios de los 90 y hasta el año 1994 en que se implanta el programa de estabilización - Plan Real - basado en la introducción de una nueva moneda y en medidas institucionales tendentes a garantizar el valor estable de la misma.

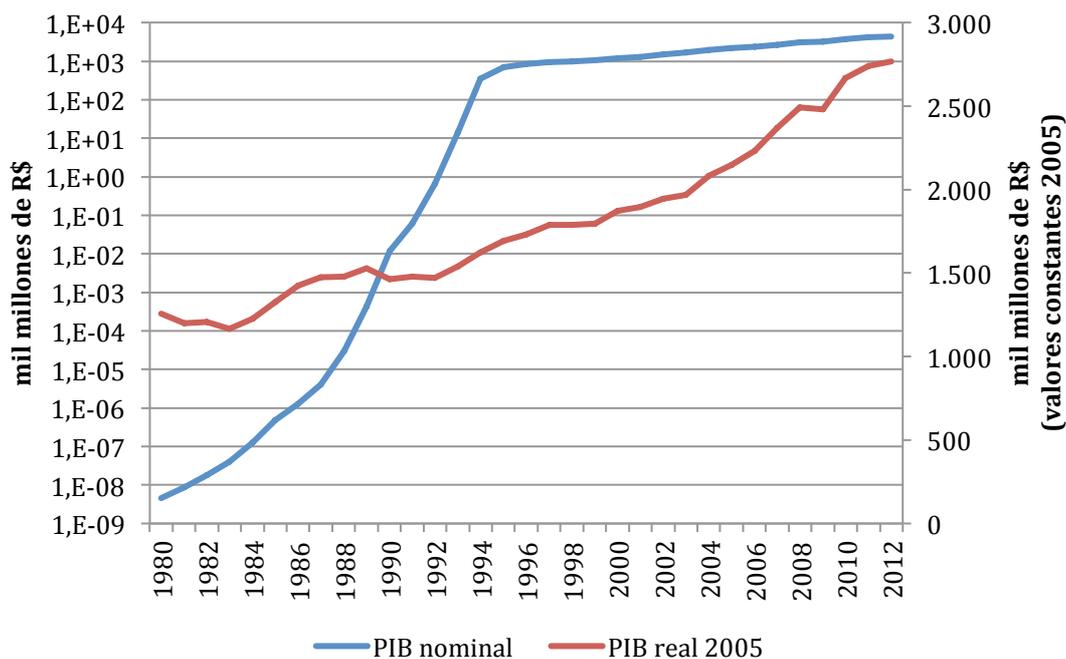


Figura 51. Evolución del PIB nominal y PIB real de Brasil

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del FMI y IBGE.

Para la comparación de las curvas de precio final medio de la electricidad entre los cuatro países se ha utilizado el PPP como factor de conversión. Los datos del PPP para Brasil proceden de dos fuentes: la OCDE, con un histórico desde 1995 hasta 2012 y el “*Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA)*”²⁰ con un histórico que va desde 1980 hasta 2010. En la Figura 52 están representados los datos del PPP para las dos fuentes. En ella se observa que los datos disponibles de la OCDE coinciden prácticamente con los datos del IPEA para el mismo período. La discrepancia entre las fuentes, como se puede ver en la Figura 53 y la Figura 54 es inferior al 0,2%, excepto para los años 2009 y 2010 que se acerca al 2%. Puesto que los datos de la OCDE solamente están disponibles a partir del año 1995, se han utilizado los datos del IPEA desde 1980 hasta 1994, pasando a utilizar directamente los datos de la OCDE para el período de 1995 hasta 2012.

²⁰ El IPEA es una fundación pública federal vinculada a la presidencia de la república para soporte técnico e institucional, cuyas actividades de investigación proporcionan soporte técnico e institucional a las acciones gubernamentales para la formulación y reformulación de políticas públicas y programas de desarrollo brasileños.

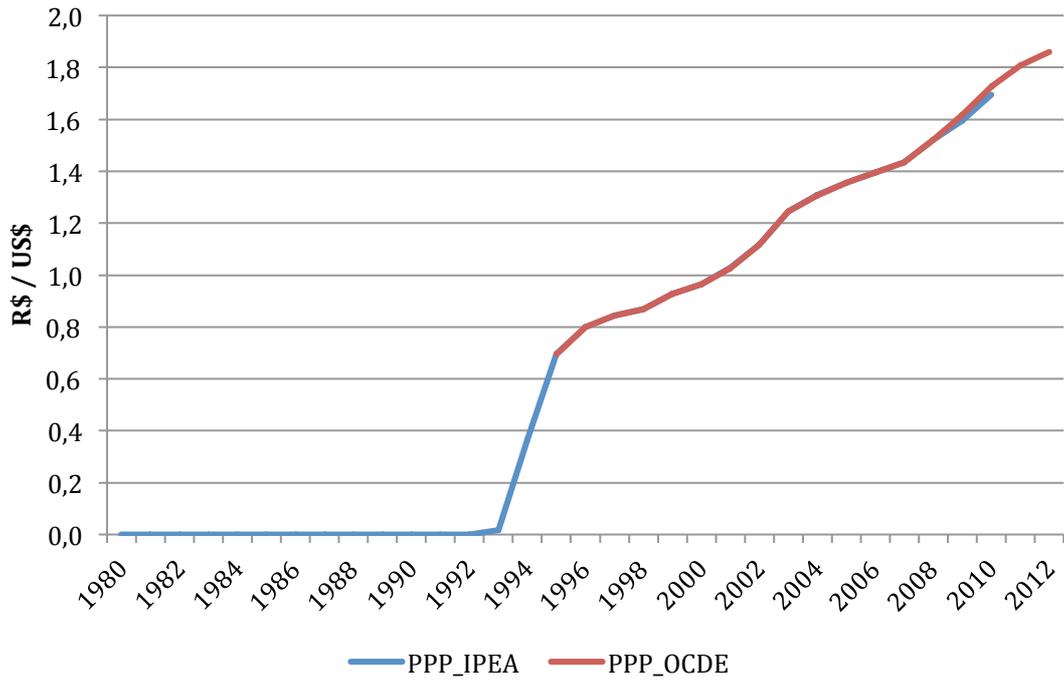


Figura 52. Evolución del PPP de Brasil

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la OCDE y IPEA.

Discrepancia

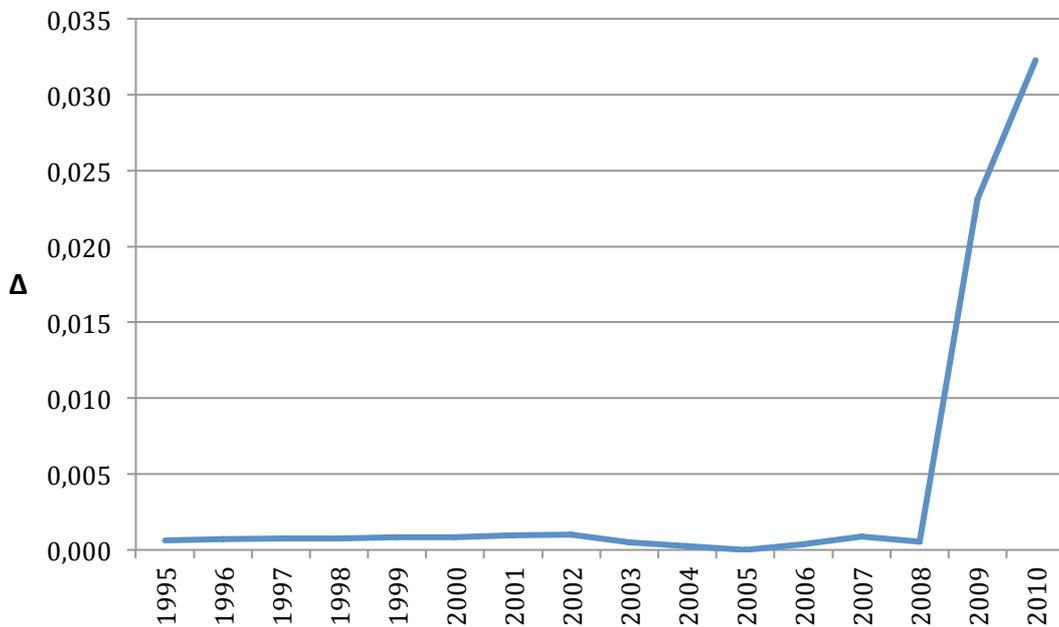


Figura 53. Discrepancia absoluta entre los datos del IPEA y de la OCDE

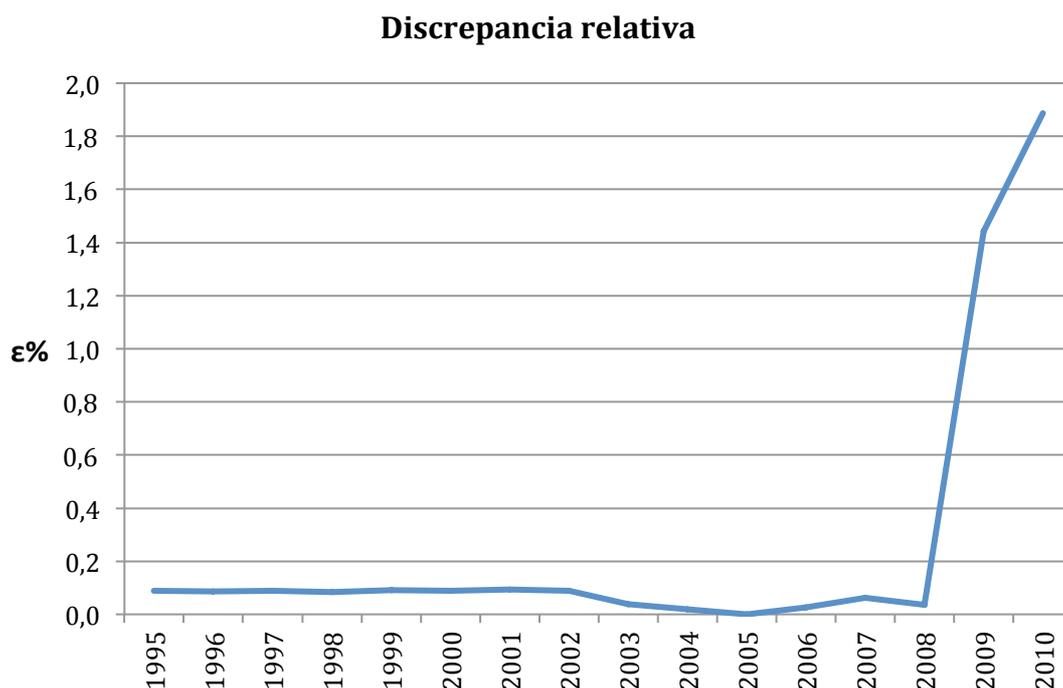


Figura 54. Discrepancia relativa entre los datos del IPEA y de la OCDE

6.4.2 Datos del sistema eléctrico de potencia

Los datos de potencia instalada y generación por tecnología proceden del informe *Balanzo Energético Nacional (BNE)* publicado por la EPE. En la Figura 55 están representados los datos anuales del mix de generación por tipo de combustible y en la Figura 56 los datos anuales de potencia instalada por tipo de tecnología. Los datos de potencia máxima demanda en el sistema provienen del ONS. En la Figura 57 se observan los datos de potencia máxima demandada, potencia instalada y el cociente entre la potencia instalada y la potencia máxima.

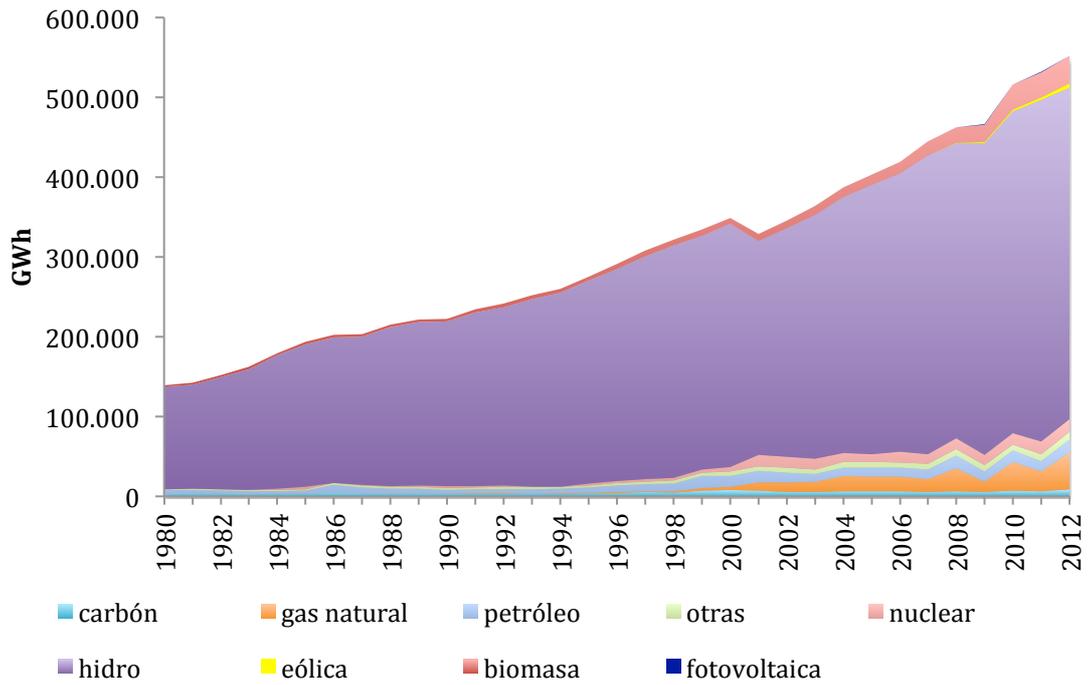


Figura 55. Mix de generación de Brasil

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EPE.

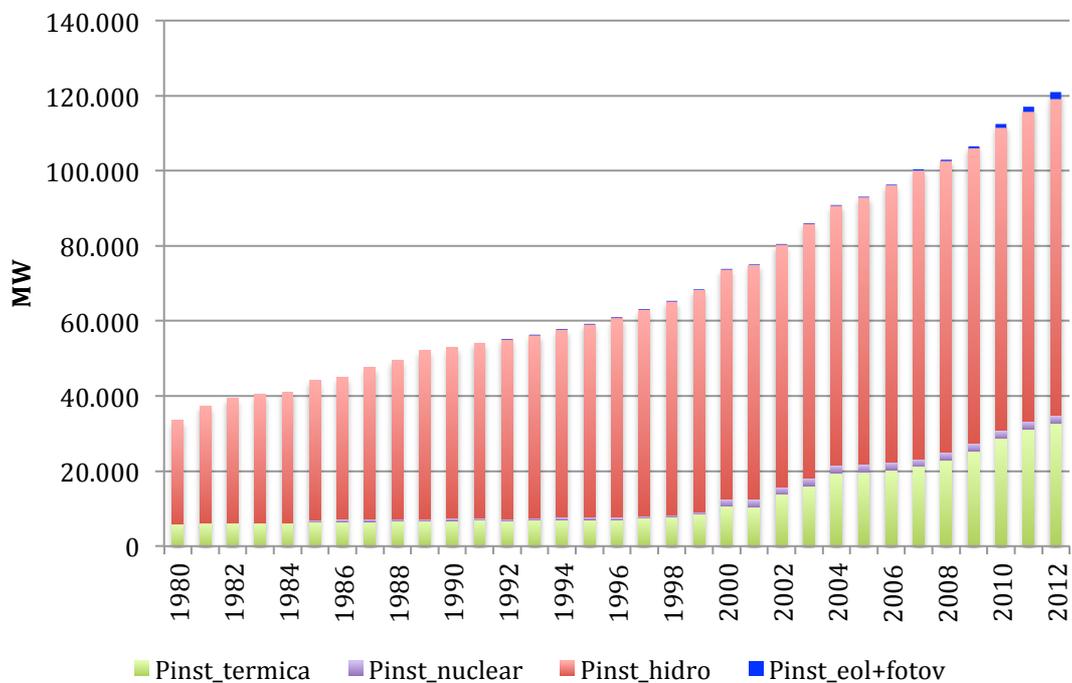


Figura 56. Potencia instalada por tipo de tecnología 1980 - 2012

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EPE.

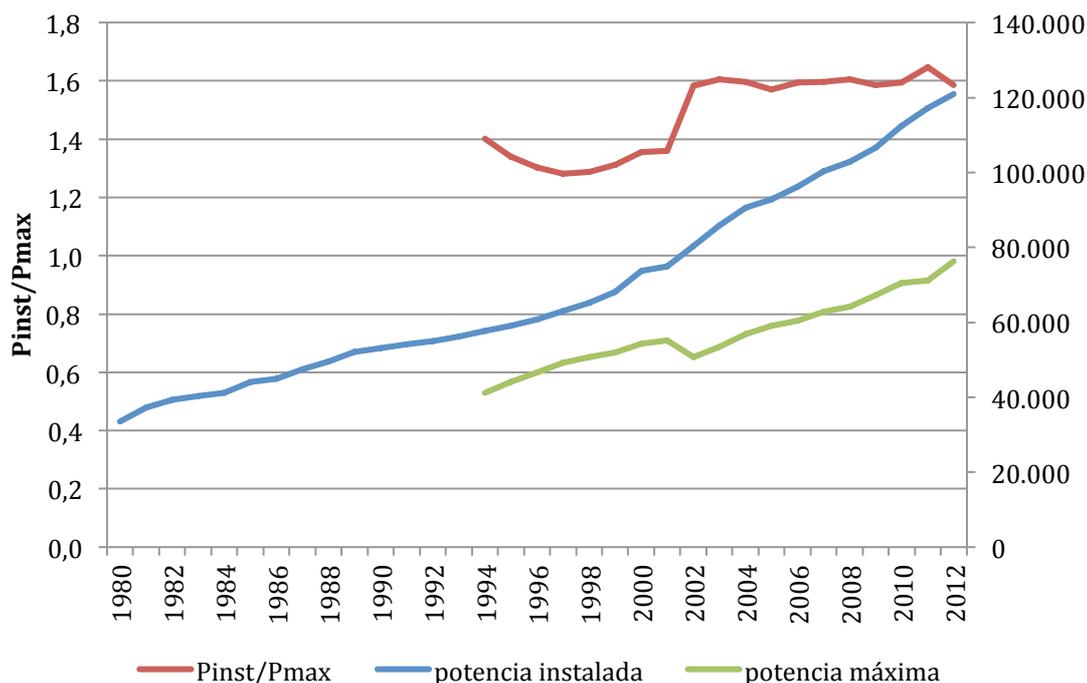


Figura 57. Potencia instalada, demanda máxima y Pinst/Pmax

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EPE y ONS.

Para los datos de consumo hay tres fuentes distintas, la Eletrobras, la EPE y la ANEEL. Considerando que los datos de la Eletrobras y de la EPE corresponden al consumo total, que representa la suma de los consumidores a tarifa regulada (también conocidos como consumidores cautivos) y consumidores libres, mientras que los datos de la ANEEL incluyen solamente el consumo cautivo. En la Figura 58 están representados los datos de las tres fuentes. En la Figura 59 la gráfica de la discrepancia entre los datos de Eletrobras y EPE y en la Figura 60 la gráfica de la discrepancia relativa entre las dos curvas con respecto al valor medio. En las gráficas de discrepancia se observa que entre los años 2002-2005 y 2008-2009 las discrepancias relativas son superiores al 1%, llegando casi al 4% en el 2004. Por lo tanto se ha decidido utilizar los datos de la Eletrobras hasta el año 1994 y a partir del 1995 se ha utilizado la media de los dos valores.

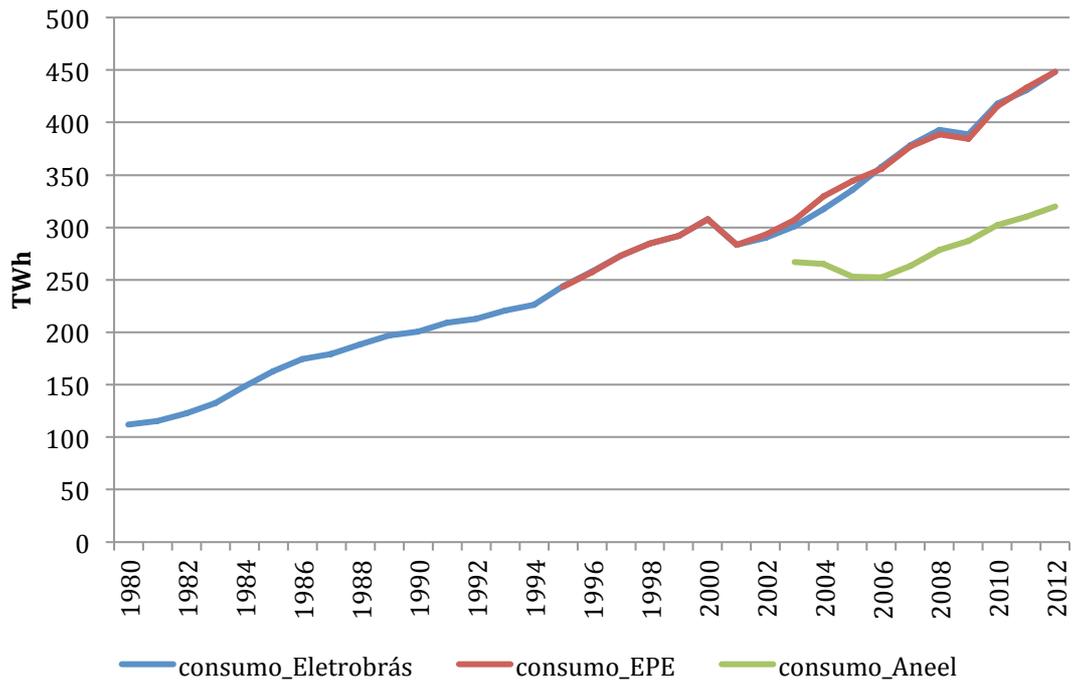


Figura 58. Evolución del consumo de electricidad en Brasil

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EPE y Eletrobras.

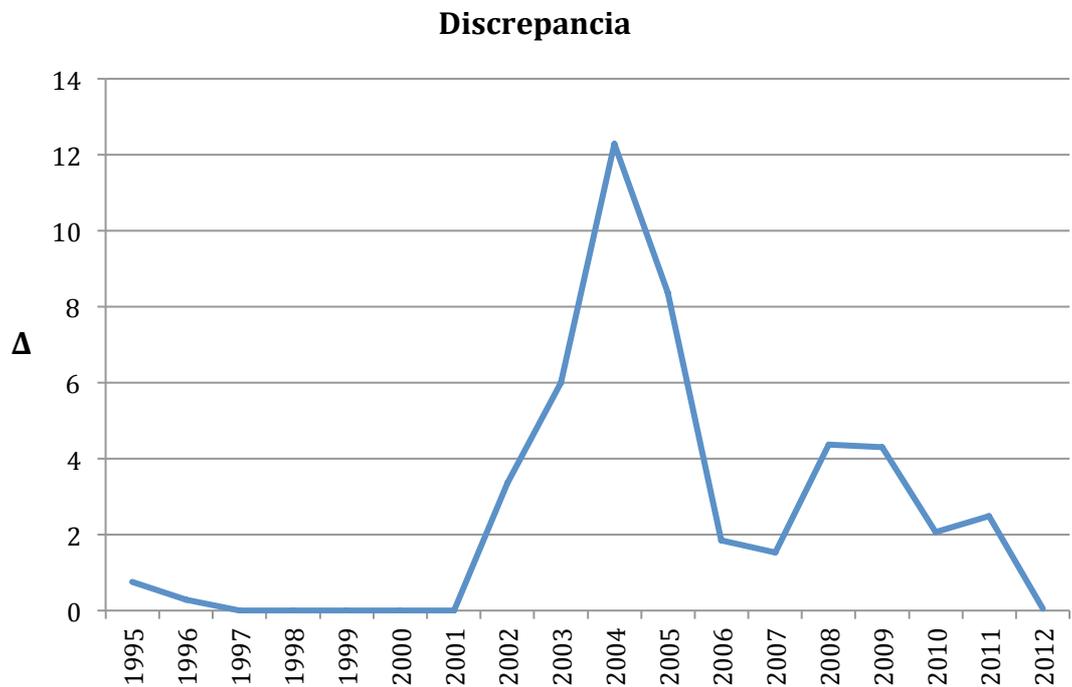


Figura 59. Discrepancia absoluta entre los datos de la Eletrobras y la EPE

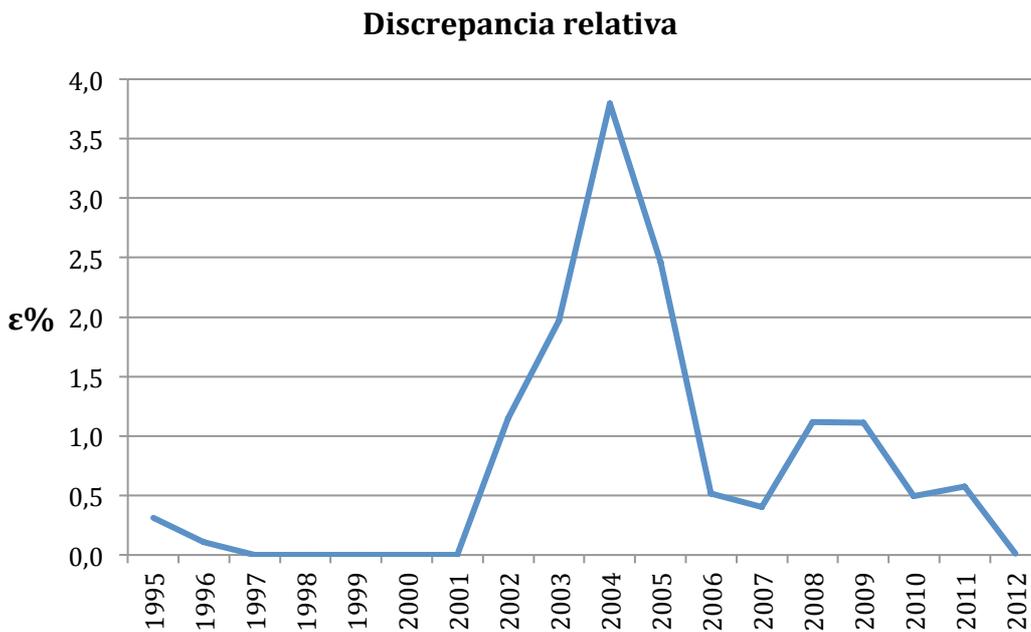


Figura 60. Discrepancia relativa entre los datos de la Eletrobras y la EPE

Los datos de extensión de la red de transporte en km proceden del informe anual del ONS [ONS, 2000] con un histórico disponible desde el 2000 hasta el 2012, como se observa en Figura 61.

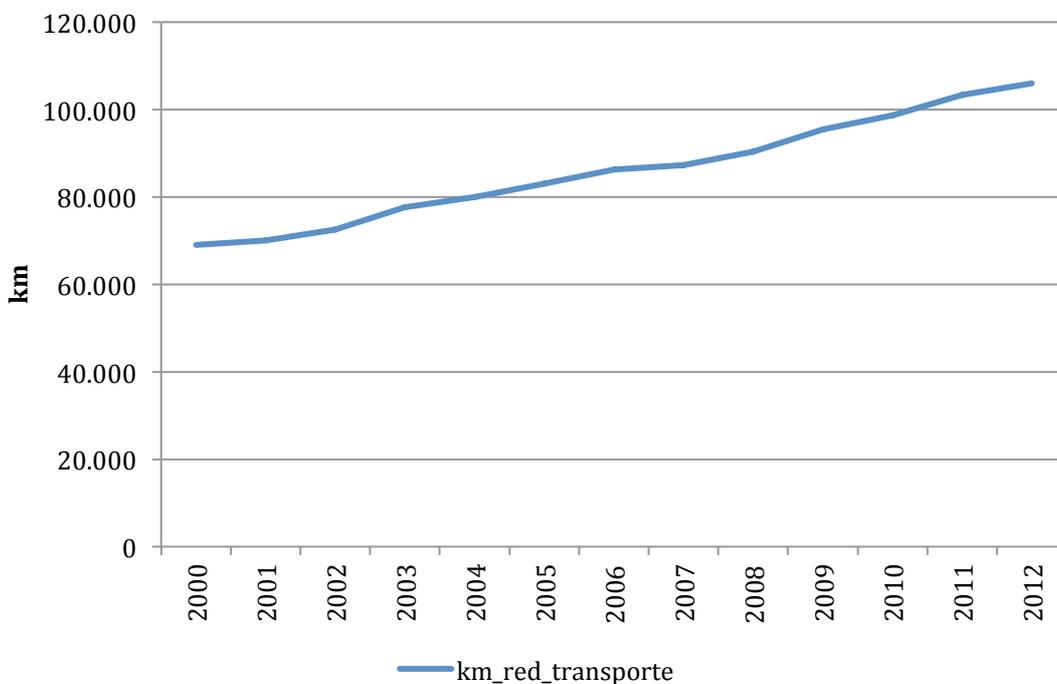


Figura 61. Evolución de la extensión de la red de transporte

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del ONS.

6.4.3 Datos de costes y precios del sector

Los costes de la electricidad en Brasil están compuestos por: el precio de la electricidad en el mercado mayorista o a través de contratos bilaterales; los costes de comercialización; los impuestos; los costes de construcción, operación y mantenimiento de las redes de transporte y distribución; y los “*encargos setoriais*”, que son contribuciones instituidas a través de resoluciones de la ANEEL con el fin de obtener recursos y financiar necesidades específicas del sector eléctrico: los costes de I+D y de los programas de eficiencia energética; los costes de la *Reserva Global de Reversão (RGR)*, una cuota con el fin de indemnizar los activos de las concesiones vencidas y retomadas, y financiar la expansión y mejora de estos servicios; los costes de la *Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)*, una cuota con el objeto de prorratear los costes de los combustibles para la generación térmica en zonas aisladas del país, especialmente en la región norte; los costes de la *Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)* que corresponde al coste de las actividades del regulador (ANEEL); los costes del operador del sistema (ONS); los costes del PROINFA; los costes de la *Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)*, una cuota con el fin de estimular la competitividad de la generación eólica, PCH, térmica de biomasa, térmica a gas y térmica a carbón, en las zonas conectadas al SIN, promover la universalización del servicio de energía eléctrica en todo el territorio nacional y subsidios para los consumidores de renta baja; los costes del *Encargo de Serviços do Sistema (ESS)*, una cuota para cubrir los costes de los servicios complementarios y restricciones del SIN; los costes de la *Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)*, una cuota destinada a compensar el uso del agua y tierras productivas para fines de generación; los costes del *Encargo de Energia de Reserva (EER)*, cuota destinada a contratar la energía de reserva para aumentar la seguridad del suministro en el SIN.

En la Figura 62 tenemos una estimación de la estructura del precio de la electricidad para los consumidores a tarifa regulada (cautivos) de las distribuidoras de Brasil en el año 2012 realizada por la *Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE)*, la asociación de empresas distribuidoras de Brasil. Observamos que la energía representa el mayor porcentaje, un 35%, que la segunda mayor participación la tienen los impuestos con un 27%, seguido por la distribución con un 18%, los “encargos” con un 12% y el transporte con un 8%. Los datos totales anuales de los

costes de la electricidad por componentes para Brasil no están disponibles públicamente, por lo tanto no se ha podido obtener la gráfica de evolución del precio de la electricidad.

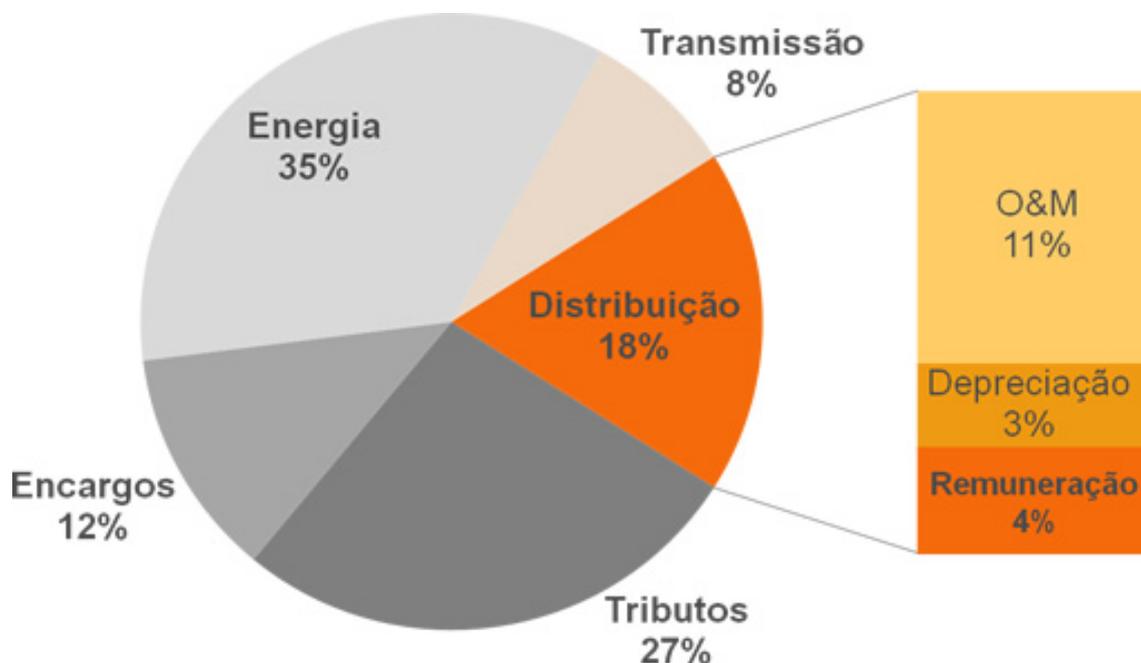


Figura 62. Estructura de la tarifa media de electricidad en 2012

Fuente: Consultoria ABRADDEE.

Los datos del precio final medio de la electricidad provienen de ANEEL y de Eletrobras. En el caso de Brasil no se han detectado costes diferidos en el tiempo que hayan sido directamente reflejados en la tarifa. Para el precio final medio de la electricidad se han utilizado los datos de tarifa media de Eletrobras, para el período desde 1980 hasta 2002 (a partir del 2003 los datos de Eletrobras provienen de ANEEL), publicados en la página del Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), una fundación federal pública vinculada a la presidencia de la república responsable de publicar periódicamente los datos económicos y financieros del país. A partir del 2003 se han utilizado los datos de tarifa media publicados por ANEEL (ANEEL sólo dispone de datos a partir del 2003), teniendo en cuenta que desde la reestructuración del sector eléctrico brasileño y la creación de los consumidores libres estos datos se refieren solamente a los consumidores cautivos (los que permanecieron en la tarifa regulada con la distribuidora de la zona) que representan en el 2012 un 70% del consumo total del país. Los datos no incluyen los impuestos, que son el ICMS - impuesto sobre

circulación de mercancías y servicios, PIS - programa de integración social y COFINS – contribución para financiación de la seguridad social.

En la Figura 63 se observa la evolución de los datos de la tarifa media de Eletrobras y de la ANEEL, teniendo en cuenta que antes de 1994 los valores son prácticamente cero debido a los altos índices de inflación en los años 80 y el período de hiperinflación a principios de los 90, tal y como se ha mencionado en los datos del PIB. Sin embargo, el último valor de Eletrobras relativo al año 2010, presenta una reducción de un 10% respecto al valor del año anterior, mientras que el valor publicado por la ANEEL, presenta un crecimiento de un 2% respecto al valor del año anterior. Las discrepancias entre los datos de la ANEEL y Eletrobras, como se puede ver en la Figura 64 y la Figura 65, es inferior al 1%, excepto para el valor del año 2010 que fue de casi un 12%.

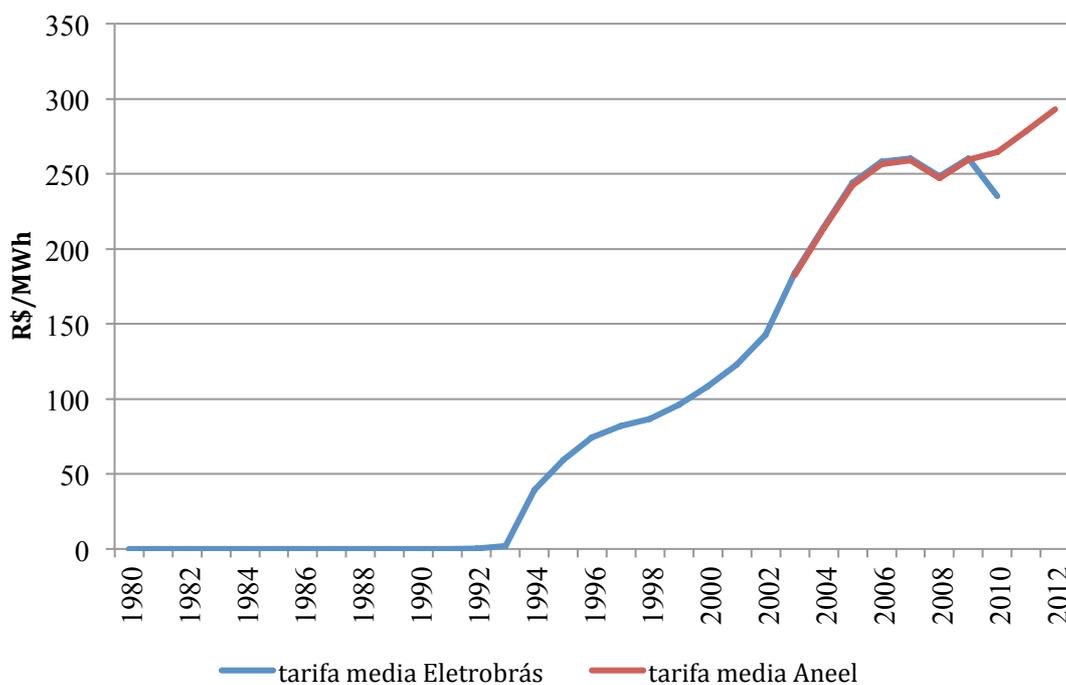


Figura 63. Evolución de la tarifa media Eletrobras y ANEEL

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Eletrobras y Aneel.

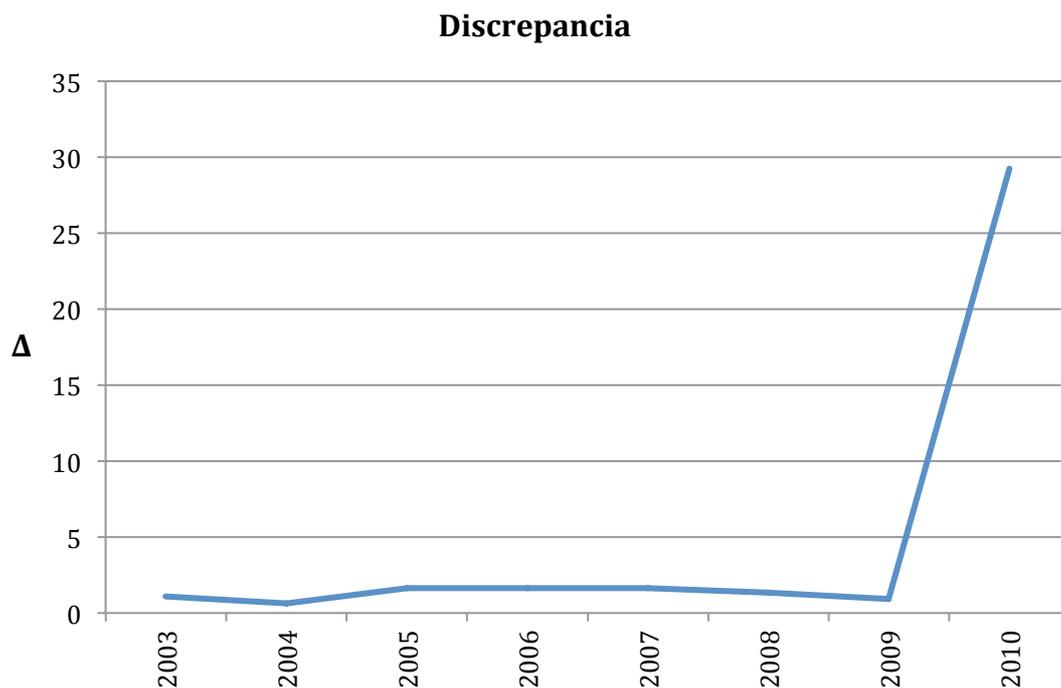


Figura 64. Discrepancia absoluta entre los datos Eletrobras y ANEEL

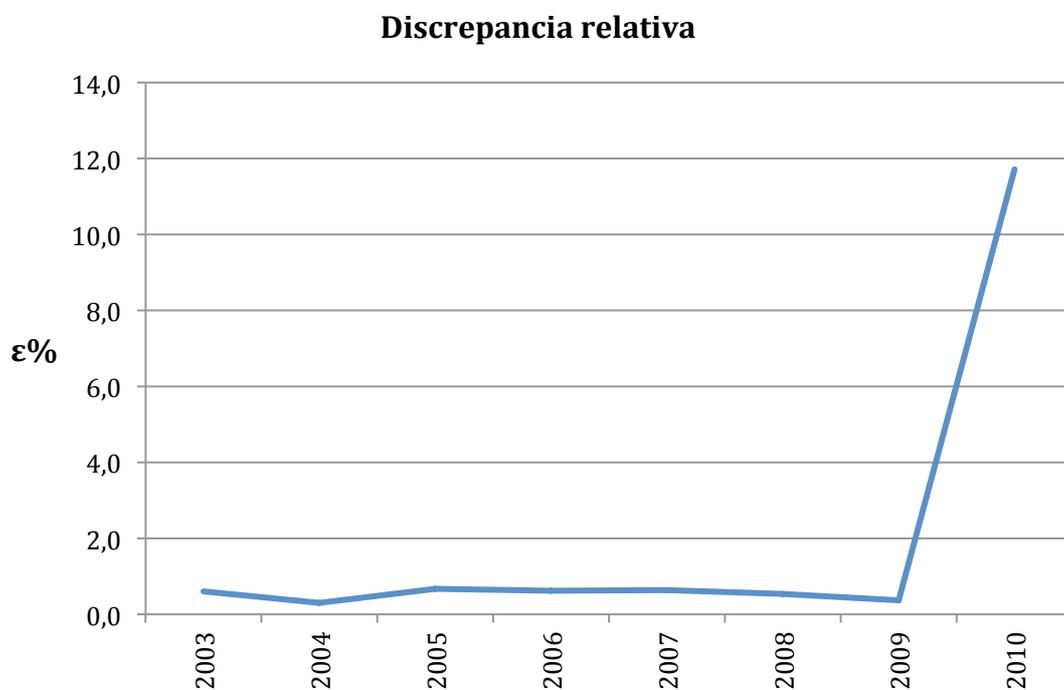


Figura 65. Discrepancia relativa entre los datos Eletrobras y ANEEL

6.5 Variables con influencia en el precio de la electricidad

En este apartado se relaciona la curva de precio final medio real de la electricidad con cada una de las variables que podrían tener alguna influencia en éste y se calcula el coeficiente de correlación entre ambos.

Tabla 5. Correlación entre el precio final medio real BR y las variables

	r	r²	p
Pinst hidráulica	0,50	0,25	0,00
Pinst térmica	0,60	0,36	0,00
Pinst nuclear	0,58	0,34	0,00
Pinst renovables	0,35	0,12	0,04
Pinst/Pmax	0,79	0,62	0,00
Consumo	0,43	0,19	0,01
Extensión red transporte	0,01	0,00	0,97
Precio gas natural Brasil	-0,28	0,08	0,40

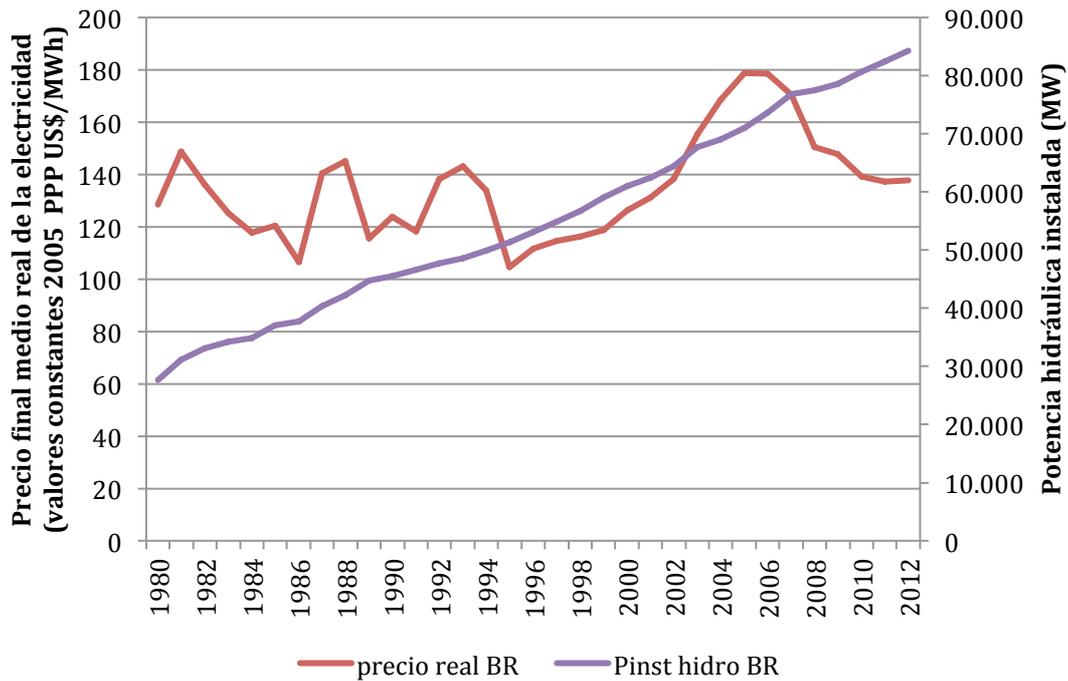


Figura 66. Precio final medio real y potencia hidráulica instalada en Brasil

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EPE, Eletrobras y Aneel.

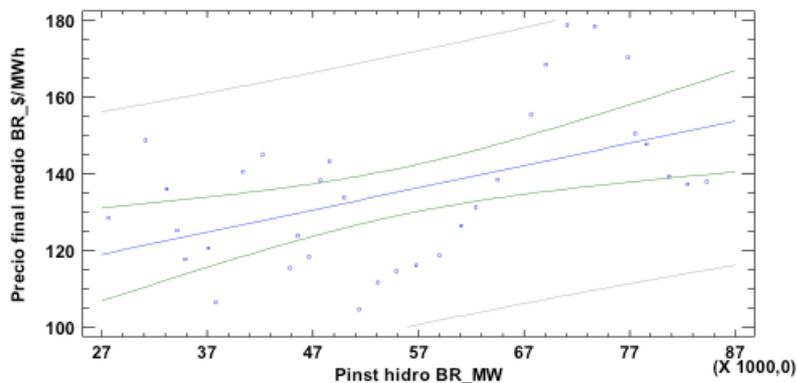


Figura 67. Dispersión precio final medio real y potencia hidráulica instalada en Brasil

En la Figura 66, la Figura 67 y Tabla 5, vemos que hay una correlación directa entre el precio final medio real de la electricidad y la potencia hidráulica instalada, con un coeficiente de correlación de 0,50 y una $p < 0,01$. En la Figura 66 se observa que la correlación se da sobre todo a partir del inicio de la reestructuración del sector eléctrico brasileño en 1995 hasta el 2005 cuando ambos presentan un comportamiento creciente.

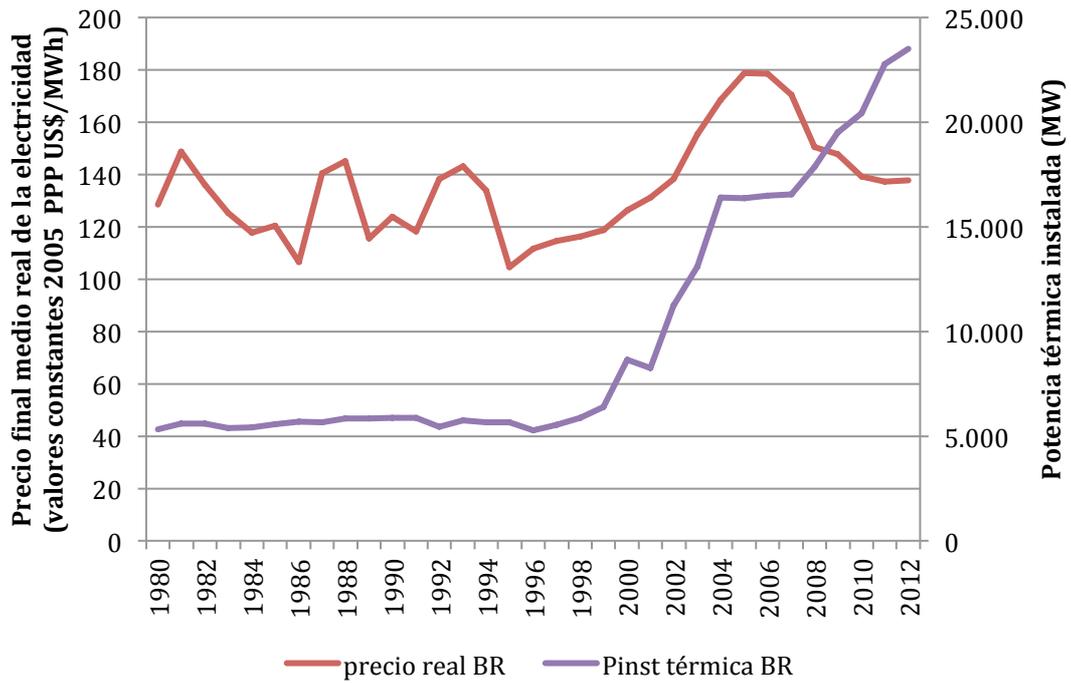


Figura 68. Precio final medio real y potencia térmica instalada en Brasil

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EPE, Eletrobras y Aneel.

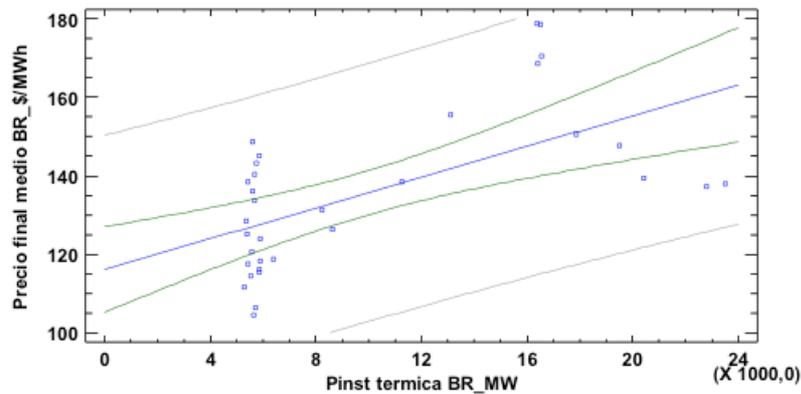


Figura 69. Dispersión precio final medio real y potencia térmica instalada en Brasil

En la Figura 68, Figura 69 y Tabla 5, se observa que existe una correlación directa entre el precio final medio real de la electricidad y la potencia térmica instalada, con un coeficiente de correlación de 0,60 y una $p < 0,001$. En la Figura 68 vemos que la

correlación se da principalmente entre 1996 y 2004 cuando ambas curvas presentan la misma tendencia creciente.

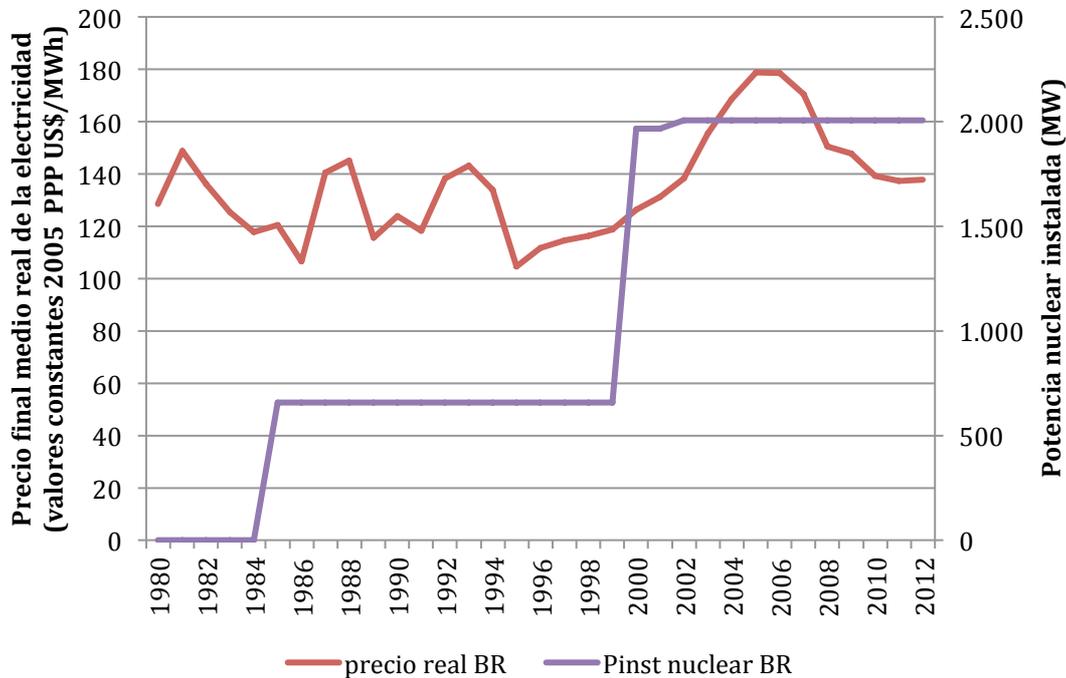


Figura 70. Precio final medio real y potencia nuclear instalada en Brasil

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EPE, Eletrobras y Aneel.

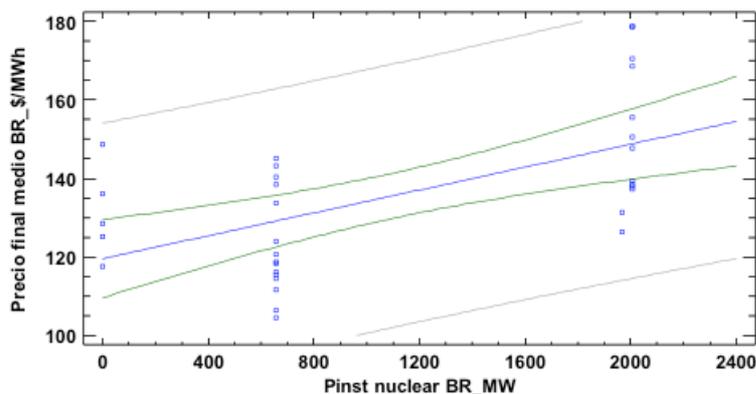


Figura 71. Dispersión precio final medio real y potencia nuclear instalada en Brasil

En la Figura 71 y Tabla 5 se observa que existe una correlación directa entre el precio final medio real de la electricidad y la potencia nuclear instalada, con un coeficiente de

correlación de 0,58 y una $p < 0,001$. Aunque en la Figura 70 vemos que la curva de potencia nuclear instalada se caracteriza por tener dos escalones que representan la puesta en servicio de las dos centrales nucleares de Brasil.

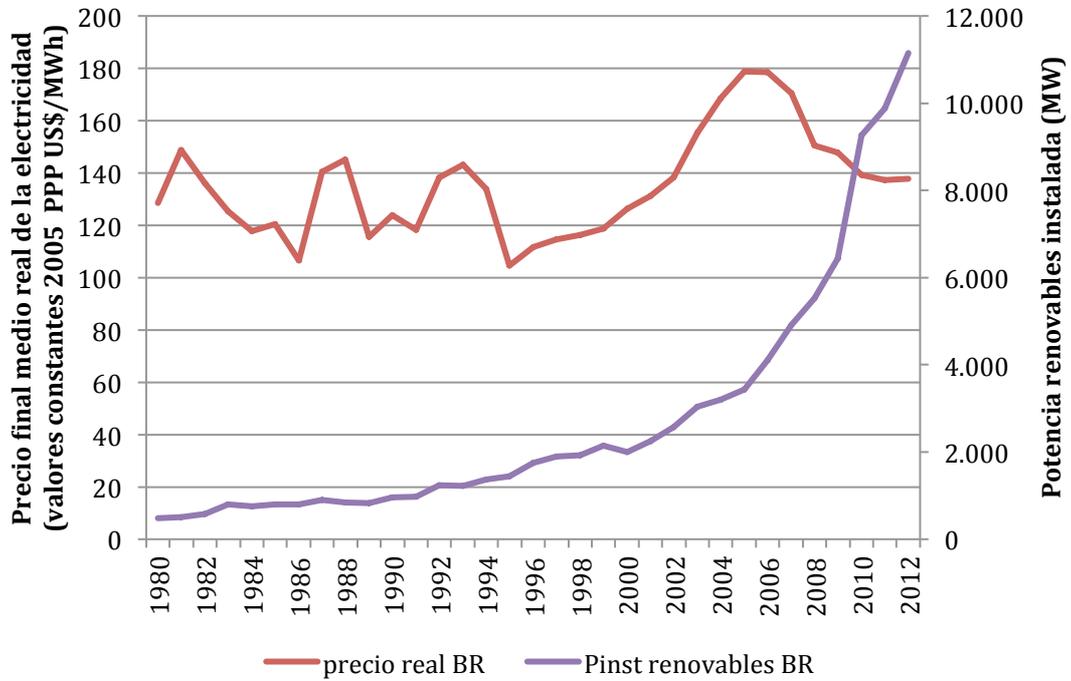


Figura 72. Precio final medio real y potencia de renovables instalada en Brasil

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EPE, Eletrobras y Aneel.

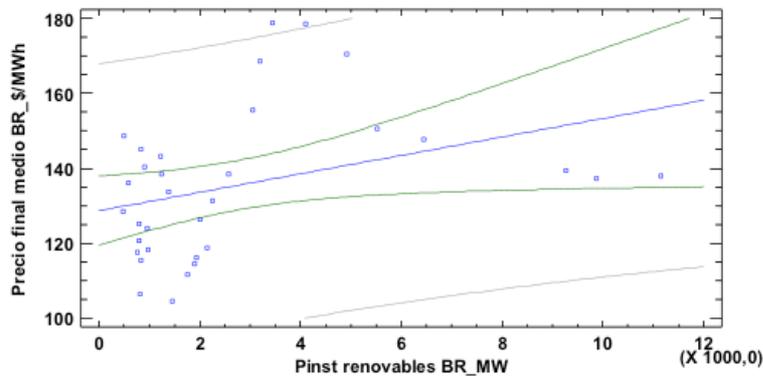


Figura 73. Dispersión precio final medio real y potencia de renovables instalada en Brasil

En la Figura 72, Figura 73 y Tabla 5, se observa que existe una correlación directa entre el precio final medio real de la electricidad y la potencia de renovables instalada, con $r=0,35$ y $p=0,04$. En la Figura 72 vemos que la correlación se da principalmente entre 1995 y 2005, cuando ambas curvas presentan la misma tendencia creciente.

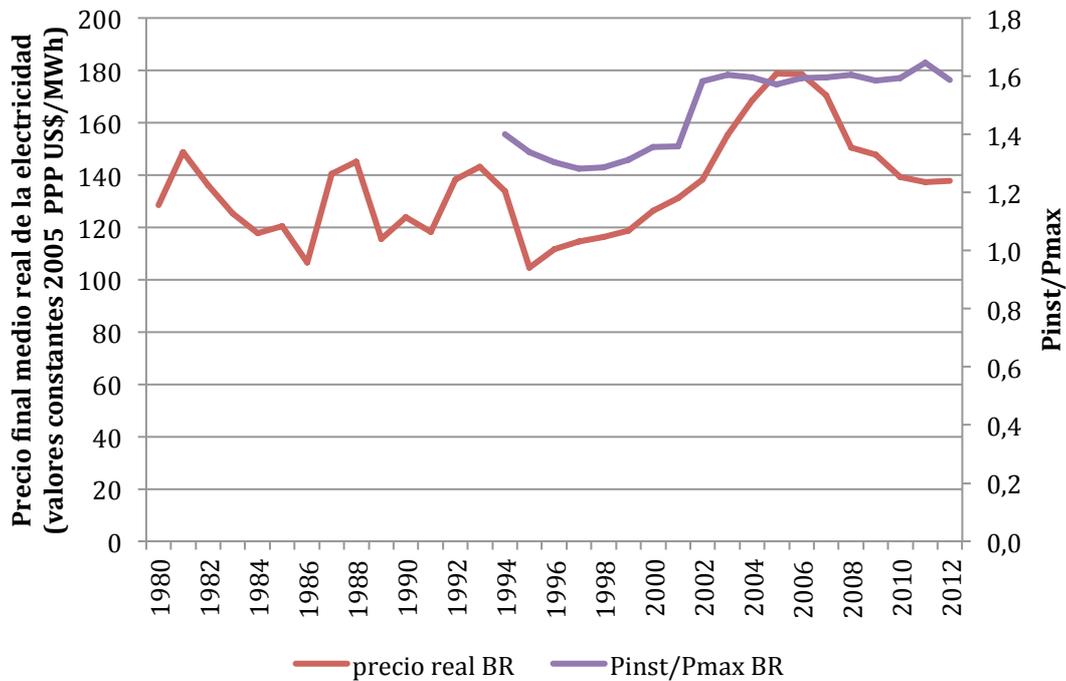


Figura 74. Precio final medio real y Pinst/Pmax en Brasil

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EPE, ONS, Eletrobras y Aneel.

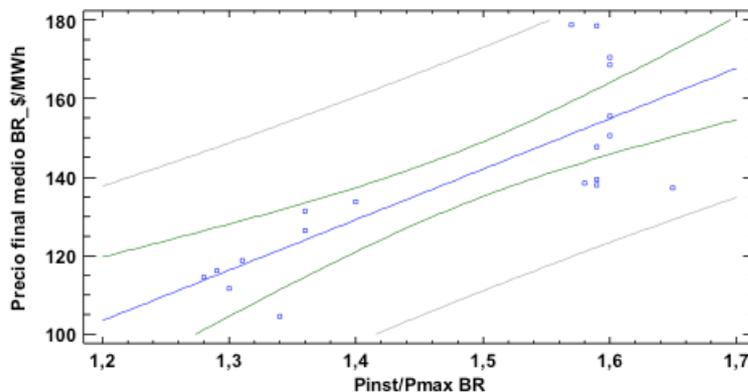


Figura 75. Dispersión precio final medio real y Pinst/Pmax en Brasil

Según la Figura 74, Figura 75 y Tabla 5, existe una correlación alta positiva entre el precio final medio real de la electricidad y la Pinst/Pmax con un coeficiente de correlación de 0,79 y una $p < 0,001$. Vemos en la Figura 74 que esta correlación se da principalmente entre 1994 y 2003, cuando ambas curvas presentan la misma tendencia.

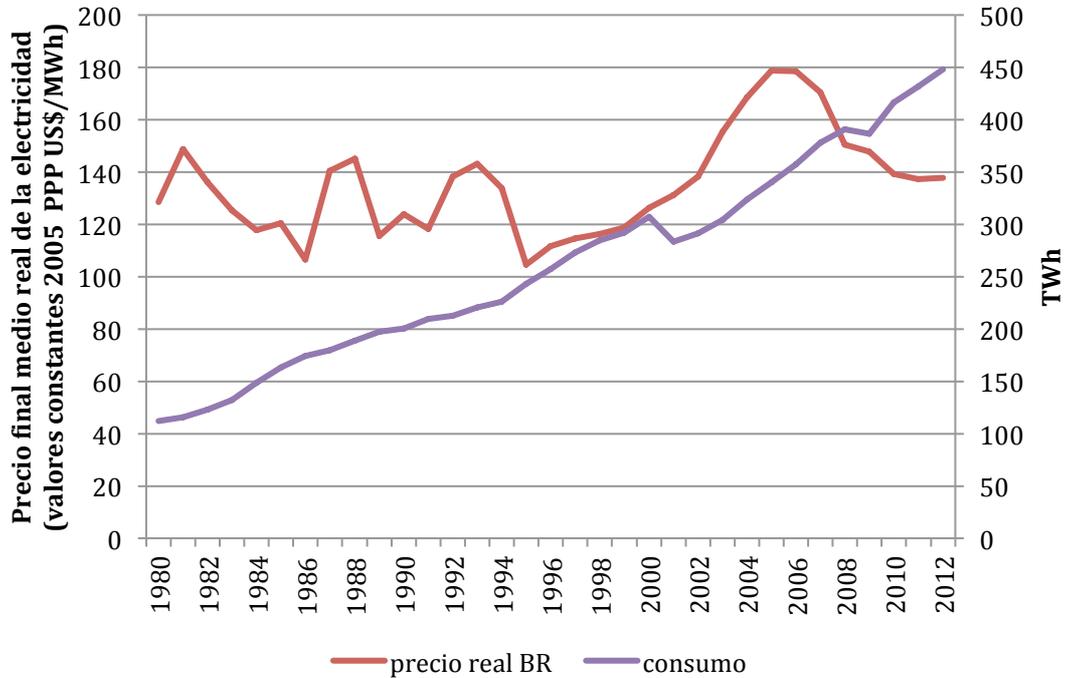


Figura 76. Precio final medio real y consumo en Brasil

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EPE, Eletrobras y Aneel.

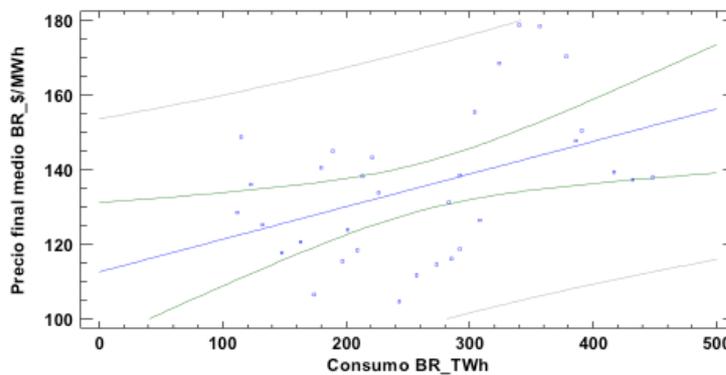


Figura 77. Dispersión precio final medio real y consumo en Brasil

En la Figura 76, se observa que existe una correlación directa entre el precio final medio real de la electricidad y el consumo, con un coeficiente de correlación de 0,43 y una p de 0,01. Vemos en la Figura 76 que esta correlación se da sobre todo entre 1995 y 2005, cuando el precio crece a la vez que el consumo.

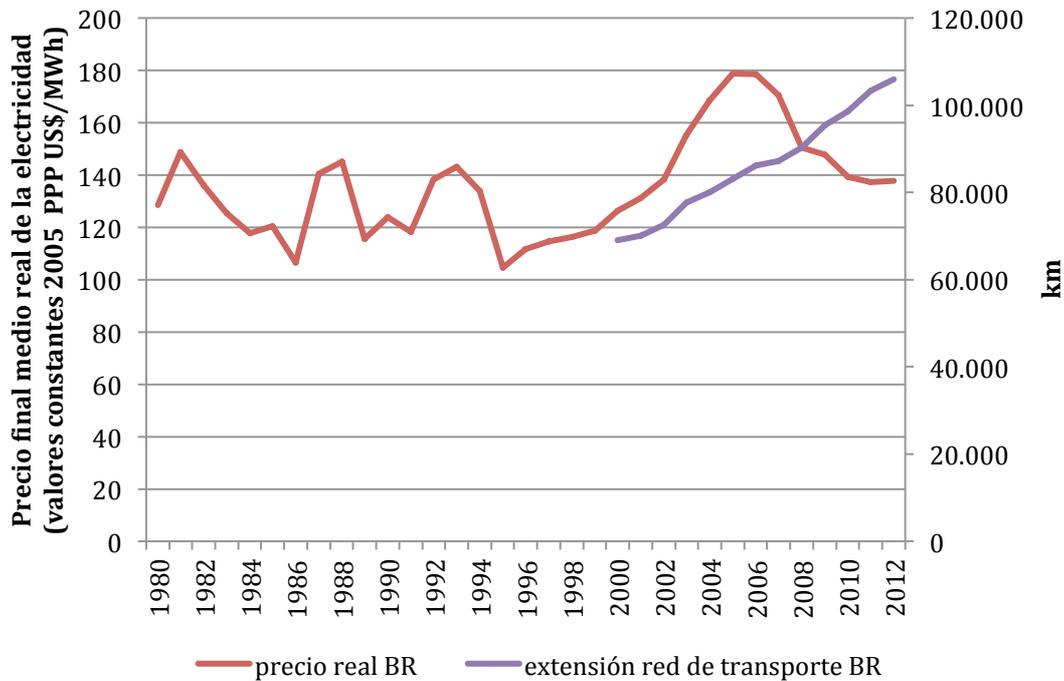


Figura 78. Precio final medio real y extensión de la red de transporte en Brasil

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del ONS, Eletrobras y Aneel.

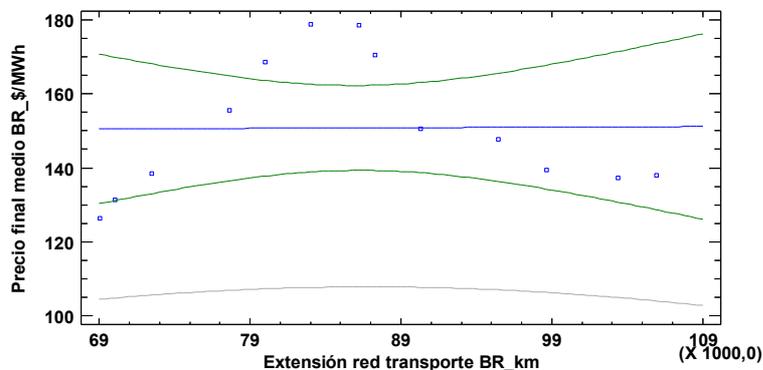


Figura 79. Precio final medio real y extensión de la red de transporte en Brasil

Según la Figura 78, Figura 79 y Tabla 5, se observa que no hay una correlación significativa entre el precio final medio real de la electricidad y la extensión de la red de transporte, se obtiene un coeficiente de correlación de 0,01 con una p muy alta de 0,97.

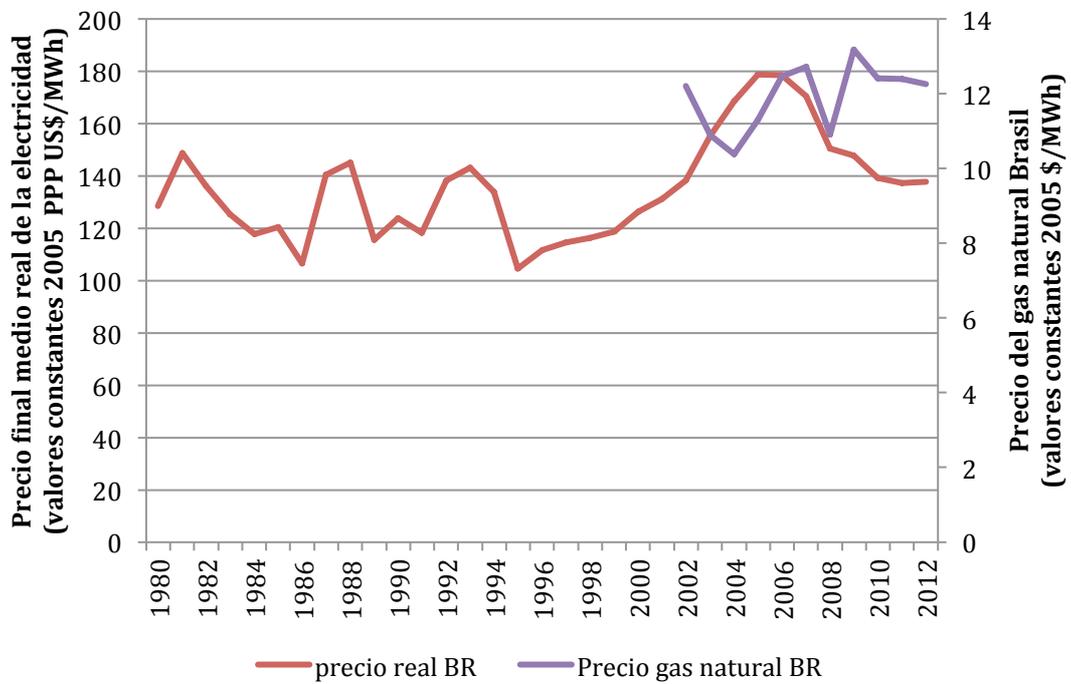


Figura 80. Precio final medio real en Brasil y precio del gas natural en Brasil

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Eletrobras, Aneel y Petrobras.

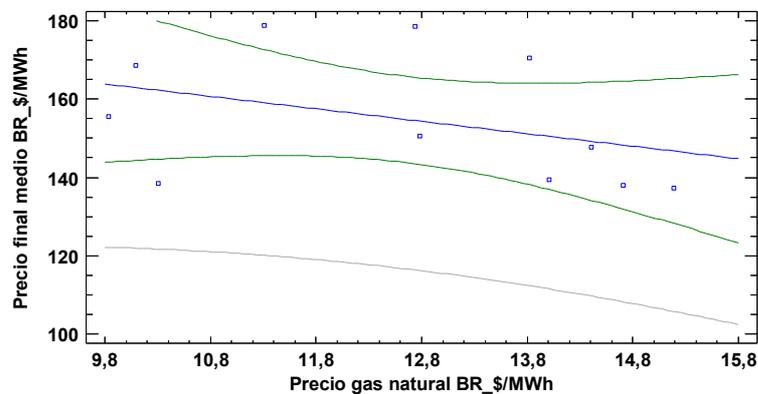


Figura 81. Dispersión precio final medio real en Brasil y precio del gas natural en Brasil

En la Figura 80, Figura 81 y Tabla 5, se observa que no hay una correlación significativa entre el precio del gas natural y el precio final medio real de la electricidad. se obtiene un coeficiente de correlación de 0,28 y una p de 0,40. Cabe resaltar que el histórico de datos disponibles para el precio del gas natural es muy corto correspondiendo solamente a los últimos 10 años, los datos proceden de la PETROBRAS.

6.6 Hitos en el sector eléctrico de Brasil

En este apartado se analiza la evolución del precio final medio real de la electricidad en el horizonte de los últimos 32 años, observando su relación con los hitos principales en el sector eléctrico de Brasil.

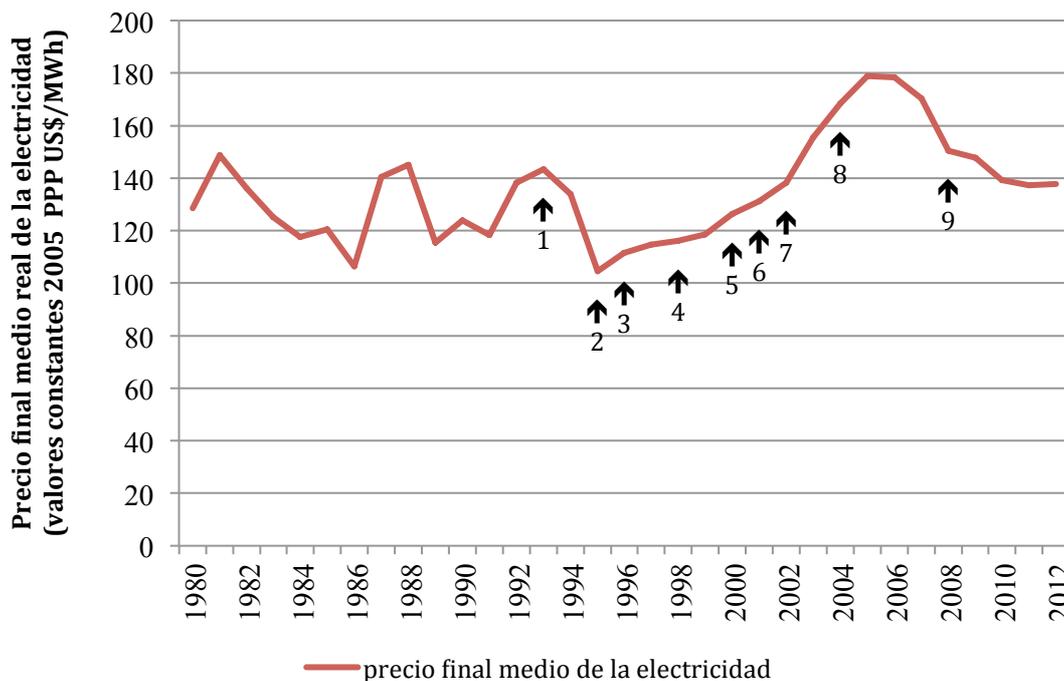


Figura 82. Evolución del precio final medio de la electricidad en Brasil

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Eletrobras y Aneel.

La Figura 82 muestra la evolución del precio final medio de la electricidad, señalando los principales acontecimientos en el sector eléctrico de Brasil enumerados en la Tabla 6. En los años 80 se observan oscilaciones en la curva del precio que reflejan el período de utilización de las tarifas con intereses políticos. En el hito 1, año 1993, el precio se encuentra en uno de sus valores máximos, momento en que se empieza a diseñar el

nuevo modelo institucional del sistema eléctrico brasileño. En el año 1995, año en que empieza realmente la reestructuración del sector eléctrico brasileño, el precio se encuentra en su punto más bajo, presentando un comportamiento creciente a partir de este año y hasta el 2005. En el 2000 la pendiente de crecimiento del precio se incrementa significativamente, además se observa una reducción en el consumo como consecuencia de la crisis del suministro y del racionamiento en el 2001 (ver Figura 76). En la gráfica P_{inst}/P_{max} (Figura 74) se observa cómo se encontraba ajustada la P_{inst}/P_{max} hasta este periodo cuando, a partir del 2002, esta situación cambia debido, por un lado, a la reducción del consumo pero también, por otro lado, al consecuente incremento en la potencia instalada. Además, en la Figura 55 se observa la reducción de la participación de la hidráulica en el mix de generación en el 2001, siendo compensada por centrales térmicas a gas y por la entrada en operación de la segunda central nuclear del país (Angra 2), con una potencia de 1350 MW, lo que prácticamente triplicaba la potencia nuclear total instalada en aquel momento.

En los años siguientes a este período de racionamiento el precio sigue incrementándose, en 2002 se crea el PROINFA y la CDE, y sigue aumentando la participación de las térmicas a gas en el mix. Las renovables pasan a incrementar su participación más rápidamente, observándose como prácticamente triplican su participación del 2000 al 2012, pasando del 2,13% al 7,26%.

En 2004, se implanta el nuevo modelo del sector eléctrico, y el MAE es reemplazado por la CCEE y se crea la EPE. A partir del año 2006 el precio cambia su tendencia de ascenso pasando a decrecer en los años siguientes. En el año 2008 se determina la contratación de energía de reserva por medio de subastas para aumentar la seguridad del suministro, se crea el EER. En el año 2009 el precio se mantiene prácticamente constante, se observan los efectos de la crisis económica en la reducción del consumo de electricidad (ver Figura 76), volviendo a descender más rápidamente en el 2010 y tendiendo a estabilizarse en los dos años siguientes.

Tabla 6. Hitos en el sector eléctrico de Brasil

1	Ley 8.631 - Elimina la ecualización tarifaria y la remuneración garantizada.	1993
2	Inicio de la reestructuración y privatización del sector eléctrico brasileño, proyecto RE-SEB. La ley 8.987 introduce un proceso de licitación pública para las concesiones fijando la tarifa para cada área de concesión geográfica. La ley 9.074 establece el acceso de terceros a las redes de transporte y distribución, y crea la figura del productor independiente.	1995
3	Ley 9.074 - Creación de la agencia reguladora ANEEL.	1996
4	Ley 9648 - Creación del mercado mayorista MAE y del operador del sistema ONS. Firma de los contratos iniciales a través de la ANEEL.	1998
5	El MAE inicia sus operaciones	2000
6	Inicio del racionamiento en el mes de mayo.	2001
7	Fin del racionamiento en el mes de marzo. La ley 10.438 crea la CDE y del PROINFA.	2002
8	La leyes 10.847 y 10.848 establecen el Nuevo Modelo del Sector Eléctrico, el MAE es reemplazado por la CCEE. Creación de la EPE.	2004
9	El Decreto 6.353 crea la EER.	2008

7 El sector eléctrico en España

7.1 La reestructuración del sector eléctrico

A finales de los 80, el sector eléctrico español se encontraba en una situación difícil, en un entorno de crisis económica, con elevada inflación, altos tipos de interés real y bajo crecimiento de la demanda. Este sector presentaba una elevada capacidad ociosa, debido a la política de diversificación en línea con las directrices de la Agencia Internacional de la Energía de reducir la dependencia del petróleo fomentando la construcción de centrales de combustibles alternativos al petróleo, dejando las centrales de fuel con un papel de reserva. Además, en un típico escenario de insuficiencia tarifaria, consecuencia de la utilización de los precios de la electricidad para contener la inflación. En 1988, se establece un nuevo sistema de cálculo de las tarifas eléctricas que permite disminuir el desequilibrio financiero de las empresas. El sistema se llamaba Marco Legal y Estable (MLE), y se basaba en una metodología de amortización y retribución de las inversiones, una retribución de los costes de producción y distribución en base a valores estándar, un sistema de compensaciones entre los agentes y una corrección por desviaciones al finalizar el año [Marcos, 2001].

En este mismo período del intercambio de activos, el gobierno y las empresas eléctricas concertaron también la nacionalización de la red de alta tensión mediante la participación mayoritaria del sector público en una sociedad mixta que tenía por objetivo asegurar la optimización de la explotación del conjunto de instalaciones de producción y transporte. Por lo tanto, a partir de la Ley 49/84 y del Real Decreto 91/85 se constituyó Red Eléctrica de España S.A. (inicialmente, REDESA) para asumir la propiedad de toda la red de alta tensión y desempeñar una función central en el sistema eléctrico nacional. Fue la primera empresa del mundo dedicada en exclusividad al transporte y operación del sistema eléctrico.

Antes de 1985, la red de alta tensión pertenecía a las diferentes compañías eléctricas, la mayor parte de las cuales se configuraban como “empresas de ciclo completo”: generaban electricidad, la transportaban por medio de sus redes de transporte y distribución, y la suministraban a los consumidores ubicados en el mercado que tradicionalmente tenían asignado. Pero, a partir de la constitución de REDESA la

integración vertical de las empresas de ciclo completo fue liquidada debido a la separación de la actividad de transporte de las demás. Sin embargo, la creación de REDESA aún tuvo una consecuencia de mayor calado, ya que esta compañía fue el instrumento utilizado para establecer la explotación unificada del sistema.

Durante los años noventa, de vigencia del MLE, hubo una mejora significativa en la situación económico-financiera de las empresas, a lo que también ayudó la existencia de una sobrecapacidad, que dispensaba nuevas inversiones en generación, y la estabilidad económica que proporcionó la integración real en la UE. Sin embargo, con el MLE no existía competencia entre las empresas y no se proporcionaban los incentivos adecuados a la reducción de precios. Como consecuencia, de esta situación y de los aires liberalizadores que empezaban a correr por Europa, en 1995 se publica la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN), que aunque no llegó a desarrollarse, ya preveía la creación de un Sistema de Generación Independiente, funcionando en régimen de competencia, además de mantener un régimen regulado para las instalaciones de generación ya existentes. A principios de 1995, el gobierno da un paso más hacia la reestructuración del sector eléctrico español creando la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE) para actuar como órgano regulador del sistema eléctrico.

En este momento el sector eléctrico español se caracterizaba por presentar una estructura empresarial altamente concentrada estando compuesto por 4 grupos: con dos grandes empresas, Endesa e Iberdrola, controlando aproximadamente 80% de toda la electricidad generada, y el 20% restante estaba repartido entre Unión Fenosa, Hidroeléctrica del Cantábrico, ambas mucho más pequeñas, y varias otras empresas marginales [Unda, 1998]. Esta situación era el fiel reflejo de un intenso proceso de fusiones y adquisiciones, iniciado en el sector eléctrico a mediados de los años 80 con la creación del Grupo Endesa, y que se consolidó en los 90 tras la fusión de Iberduero e Hidrola, creándose Iberdrola.

En 1996 fue aprobado, por el Consejo de la Unión Europea, la Directiva sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, con el fin de liberalizar e introducir competencia en el sistema eléctrico. España fue uno de los primeros países en adherirse a esta Directiva, con la entrada en vigor de la Ley 54/1997 del Sector

Eléctrico en 1 de enero de 1998, que introdujo nuevas reglas para las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización de la electricidad. Al principio de la reestructuración casi todas las compañías eléctricas eran de capital privado, exceptuándose el principal generador existente en esos momentos que era Endesa, parcialmente de capital público y que se privatizó este año con la cuarta OPV²¹ sobre el 33% de su capital.

A través de una segmentación vertical de las distintas actividades responsables del suministro eléctrico, se introducen cambios importantes en la regulación. Se establece para las empresas eléctricas la separación jurídica entre actividades reguladas y no reguladas. En la generación de energía eléctrica, se reconoce el derecho a la libre instalación y se organiza su funcionamiento bajo el principio de libre competencia. Se liberaliza la comercialización de electricidad para los grandes consumidores y se establece un calendario de liberalización para el resto. Para garantizar la competencia en la generación y comercialización de electricidad, garantizando el libre acceso a las redes eléctricas, las actividades de transporte y distribución de electricidad permanecen reguladas por el gobierno, quien determina anualmente los ingresos de las empresas y las tarifas que deben cobrar por el uso de la red (peaje).

Se ratifican las funciones de REE como operador del sistema, responsable de la gestión técnica del sistema y que se convierte en una compañía privada en 1999²². Se crea un mercado mayorista de electricidad, la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL), que será la responsable de la gestión económica del sistema y que más adelante pasará a llamarse Operador del Mercado Ibérico – Polo Español (OMIE). También se crea la Comisión Nacional de Energía (CNE)²³, como el ente regulador de los sistemas energéticos, para velar por la competencia en el mercado eléctrico y en de los hidrocarburos tanto líquidos como gaseosos, absorbiendo éste a la antigua CNSE.

²¹ Oferta pública de venta - OPV

²² Una parte importante del capital social de la compañía sale a bolsa, iniciando así el proceso de la privatización de REE. Tras la salida a bolsa, en la década siguiente suceden cambios en el accionariado, reduciendo la participación del capital público al 20% y el restante 80% queda como free float.

²³ En 2013 la CNE desaparece y sus funciones fueron asumidas parcialmente por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

El proceso de liberalización de la comercialización empezó el 1 de enero de 1998, cualificando a los consumidores con niveles de consumo superior a 15 GWh para que pudieran elegir libremente a su proveedor, finalizando cinco años después, el 1 de enero de 2003, cuando se introdujo la elegibilidad plena a todos los consumidores a mercado libre, aunque el sistema de tarifas integrales solo fue eliminado en julio de 2009.

La introducción del modelo de liberalización no vino acompañada de un cambio profundo en la estructura tarifaria vigente hasta entonces. Durante el período de transición en el cual seguían existiendo las tarifas integrales con una estructura compleja mientras se permitía a los clientes cualificados elegir entre permanecer acogidos a tarifa, u obtener su suministro del comercializador en el mercado, se empezó a generar un déficit en los ingresos del sector, debido a que las tarifas integrales no recogían adecuadamente la evolución de los costes de suministro.

El déficit de actividades empieza a aparecer en el año 2000, debido a que el coste de la energía liquidado a los distribuidores era superior al coste previsto para la energía en las tarifas integrales. A la vista del persistente crecimiento del déficit acumulado y de la diferencia entre el precio del mercado mayorista y el reconocido en la tarifa, a principios de 2006 el Gobierno empieza a tomar medidas para intentar solucionar este problema. Hasta el 2006, como se puede ver en la Figura 83 [CNE, 2012b], el déficit en las actividades reguladas es debido a la diferencia entre el coste de la energía y el valor reconocido en las tarifas, a partir de 2007, el déficit en las actividades reguladas se debe a la insuficiencia de las tarifas de acceso.



Figura 83. Evolución del déficit de actividades regulada

Fuente: [CNE, 2012b].

7.2 El mercado de energía eléctrica español

El mercado eléctrico mayorista español es un conjunto de distintos mercados: los mercados diario e intradiario, gestionados por OMIE; los mercados de operación técnica, gestionados por REE y los mercados de derivados de energía.

En el mercado diario se negocia la energía eléctrica con entrega física para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y compra por parte de los agentes del mercado. Los generadores actúan como vendedores, y los comercializadores y los clientes directos a mercado como compradores. Las ofertas de compra y venta son presentadas el día D-1 antes de las 10:00 h de la mañana a través de la declaración de un precio y una cantidad de energía hora a hora (siendo el precio creciente para las ofertas de venta y decreciente para las de compra), como si hubiera 24 mercados distintos, uno para cada hora. Existen dos tipos de ofertas, las simples, que no presentan ninguna restricción, y las complejas, que pueden incluir condición de indivisibilidad, condición de ingresos mínimos, condición de parada programada y condición de variación de capacidad de producción (condición de gradiente de carga).

OMIE, tras estudiar las ofertas, genera las curvas de las ofertas de compra y venta, obteniendo en el punto de cruce de las dos curvas el precio marginal del MWh para cada hora del día D (que corresponde a la última oferta casada) y el montante de energía negociado. En otras palabras todos los productores reciben el mismo precio por su electricidad, independiente del precio de sus ofertas. De esta primera etapa de casación se obtiene el programa diario base de funcionamiento, en el cual se consideran además los contratos bilaterales y la energía de los productores en régimen especial. Este programa es enviado al operador del sistema para que evalúe la viabilidad técnica de la asignación, si se cumplen las restricciones técnicas requeridas, entonces el programa es factible, si no, algunas ofertas anteriormente aceptadas son eliminadas y se incorporan otras para obtener el programa diario viable, teniendo en cuenta además la asignación de los servicios complementarios. También hay un mercado intradiario para hacer los ajustes necesarios entre la demanda y la oferta. Este mercado se compone de seis subastas espaciadas a lo largo del día D, y cada una aplica a un horizonte de programación particular para las horas siguientes.

Tras las sucesivas sesiones del mercado intradiario, el operador del sistema realiza la programación de unidades correspondientes a las ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español, considerando todas las transacciones formalizadas para cada período de programación, obtiene el programa horario final como consecuencia del programa diario viable y de la casación de ofertas en el mercado intradiario, una vez resueltas, en su caso, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior.

Todos los participantes del mercado de electricidad tienen la libertad de usar el sistema de mercados a plazo como mecanismo de cobertura contra el riesgo asociado a la volatilidad de los precios en el mercado de corto plazo. Por lo tanto, en el medio y largo plazo los agentes pueden contratar a través del mercado organizado de derivados, del mercado no organizado de derivados, o de las subastas organizadas para los Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso (CESUR). El mercado organizado está gestionado por OMIP/OMIClear, a través del que se pueden contratar futuros con o sin entrega física de energía eléctrica. OMIClear es la cámara de compensación donde se realiza la liquidación de los contratos registrados (liquidación diaria de ganancias y pérdidas durante el período de negociación, liquidación financiera de las operaciones en

el período de entrega, y, si es el caso, de futuros con entrega física de la energía, la notificación y envío de las posiciones a la entidad responsable de la liquidación física de los contratos. En el mercado no organizado de derivados, la negociación y contratación de productos financieros a plazo se hace directamente entre las partes, sin cámara de compensaciones y los contratos no están normalizados (contando, normalmente, con la colaboración de un bróker), por lo que estos mercados se denominan OTC (Over the Counter) [Yusta, 2013].

La subasta CESUR es un mecanismo de compra de energía implantado en España a partir de junio de 2007, destinada inicialmente a los consumidores acogidos a la tarifa regulada (y a partir de 2009 a la tarifa de último recurso) para fomentar la liquidez de los mercados a plazo, y estabilizar el coste de la tarifa haciendo previsible el coste de adquisición de la energía para los consumidores acogidos al suministro regulado. La CESUR es una subasta de precio descendente, de carácter trimestral, donde son asignados contratos financieros para el suministro de clientes a tarifa entre los vendedores, y estos ofertan precios de suministro de la curva de carga subastada en distintas rondas en las que el precio va reduciéndose sucesivamente.

7.3 El marco regulatorio español sobre energías renovables

El desarrollo sostenible y la reducción de la dependencia energética exterior han tenido un papel central en la política energética española en los últimos años. La elevada dependencia energética de España debido a la escasez de recursos fósiles autóctonos y los compromisos adquiridos con la firma del protocolo de Kioto ha llevado a que se optara por la utilización de las energías renovables y la eficiencia en la generación de electricidad.

En 2012 las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en España alcanzan un incremento del 18,7% respecto a 1990, año base del Protocolo de Kioto. En el periodo 2008-2012 España emitió una media un 24,5% superior a las emisiones del año base, superando así el 15% asignado por el Protocolo de Kioto. El sector energético es el mayor responsable del conjunto de las emisiones, que en 2012 representó el 78% del total, siendo la generación de electricidad el 23% del total. En el sector eléctrico es donde había más posibilidades de reducir las emisiones a un menor coste. Las energías

renovables en España evitaron en 2012 la emisión de 38 millones de toneladas de CO₂ y cerca de 200 millones de toneladas de CO₂ durante el periodo 2008-2012. La aportación de las energías renovables, sobre todo la eólica, a este resultado de reducción de emisiones es muy importante, puesto que las renovables (incluyendo la hidráulica) representaron un 30% de la generación de electricidad en 2012.

La aprobación de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico estableció los principios de un nuevo modelo de funcionamiento en cuanto a la producción eléctrica basado en la libre competencia. Para posibilitar un desarrollo sostenible cumpliendo con los compromisos adquiridos por España en relación con la reducción de emisiones en un sistema de competencia de mercado, dicha Ley estableció la existencia de un régimen especial de producción de energía eléctrica, como un régimen diferenciado del ordinario. En su artículo 27 se indica: “La actividad de producción de energía eléctrica tendrá la consideración de producción en régimen especial en los siguientes casos, cuando se realice desde instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW:

- a) Instalaciones que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético.
- b) Cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocombustible, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.
- c) Cuando se utilicen como energía primaria residuos no renovables. También tendrá la consideración de producción en régimen especial la producción de energía eléctrica desde instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético.”

Además esta Ley marcó un objetivo del 12% del consumo de energía primaria proveniente de fuentes renovables en el año 2010.

El régimen retributivo para el Régimen Especial establecido en la Ley 54/1997 era de una prima más el precio final medio del mercado, para instalaciones de cogeneración,

biomasa o residuos con potencia instalada hasta 50MW, y las demás podían participar directamente en el mercado recibiendo una prima, más el precio marginal horario y, en su caso, una remuneración por garantía de potencia y por servicios complementarios, imputándoseles el coste de los desvíos.

Por otro lado, el Real Decreto 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración, vino a desarrollar la Ley 54/1997, estableciendo que las primas del Régimen Especial deben ser actualizadas anualmente y revisadas cada 4 años.

Como respuesta al compromiso asumido en la Ley 54/1997 respecto al objetivo del desarrollo a alcanzar por las energías renovables, en 1999 el gobierno elaboró el Plan de Fomento de Energías Renovables (PFER) señalando objetivos de crecimiento de cada tecnología renovable de forma que la producción con energías renovables corresponda al 12% del consumo total de energía primaria en 2010.

El Real Decreto Ley 6/2000 de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios, introdujo mejoras en la regulación de los incentivos de acceso al mercado de los productores en régimen especial, definió las obligaciones de entrega del programa de cesión de energía para los productores que participaran en el mercado y estableció una cantidad determinada en concepto de garantía de potencia para las instalaciones del Régimen Especial que participaran en el mercado.

El Real Decreto 841/2002 desarrolla el RD-Ley 6/2000 y estableció la obligatoriedad de participación en el mercado para las instalaciones de potencia $> 50\text{MW}$. Además, se permitió la opción de contratación entre generadores en Régimen Especial y comercializadores, percibiendo la prima correspondiente por la energía vendida. Se fijaba el procedimiento de cálculo y liquidación de los desvíos distinguiéndose entre aquellos productores que, siempre que su desvío superase un determinado umbral, tenían que hacer frente al coste de los mismos, y el resto de los productores que en ningún caso debían soportar dicho coste. Se estableció también una prima específica para aquellas instalaciones que utilizaban únicamente energía solar térmica como energía primaria para la generación eléctrica.

El Real Decreto 436/2004, que derogó al RD2818/1998, tenía como objetivo unificar la normativa de desarrollo de la Ley 54/1997 en lo que se refiere a la producción de energía eléctrica en Régimen Especial, estableciendo el esquema legal y económico para el Régimen Especial, con el fin de crear un sistema estable y previsible de cara a fomentar la inversión en instalaciones renovables para poder alcanzar los objetivos del PFER. Para conseguirlo, se definía un sistema basado en la libre voluntad del titular de la instalación para optar por:

- Vender la electricidad a la empresa distribuidora a tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, definida como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia (la relación entre los costes previstos necesarios para retribuir las actividades de suministro de energía eléctrica y la previsión de la demanda de usuario final) cuyo importe dependía de la potencia y de los años transcurridos desde la fecha de puesta en marcha de la instalación, imputándose el coste de los desvíos.
- Vender la electricidad directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo el precio negociado en el mercado más un incentivo por participar en él, así como, en su caso, una prima.

El RD 436/2004 pretendía garantizar a los titulares de instalaciones en Régimen Especial una retribución razonable para sus inversiones en cualquiera de los dos mecanismos de retribución, aunque incentivaba la participación en el mercado considerando que con ello se conseguiría una menor intervención administrativa en la fijación de los precios de la energía eléctrica, y una imputación más eficiente de los costes del sistema respecto a la gestión de desvíos y a la prestación de servicios complementarios.

El Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 sustituyó al PFER que venía presentando resultados insuficientes. Se mantuvo el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía primaria en 2010, y se incorporaron otros dos objetivos comunitarios indicativos (Libro Blanco 1997 de la Unión Europea) para el año 2010 de 29,4% de generación eléctrica con renovables y 5,75% de biocarburantes en transporte.

El Real Decreto 661/2007, sustituyó al RD 436/2004 manteniendo su esquema básico. Se mantenía la doble opción de retribución (tarifa regulada o mercado). La generación renovable que participa en el mercado recibía una prima variable en función del precio horario del mercado y unos límites superior e inferior “cap & floor” (desapareciendo el incentivo económico establecido en la anterior normativa). Se eliminaba la prima cuando el precio del mercado fuera suficientemente elevado para garantizar una rentabilidad razonable, y protegía al promotor cuando los ingresos derivados del precio del mercado eran excesivamente bajos. La liquidación de las tarifas y primas dejaba de ser una atribución de las distribuidoras pasando a la CNE. Además, se establecían unos objetivos de potencia instalada coincidentes con los del PER 2005-2010, y una vez alcanzado el 85% del objetivo de potencia para un grupo o subgrupo, se definía el plazo máximo que tenían las nuevas instalaciones que desean acogerse a este real decreto para ser inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción en Régimen Especial y tener derecho al régimen económico establecido en este real decreto.

Una de las tecnologías que más se fomentaron dentro del RD 661/2007 fue la solar fotovoltaica, el régimen económico establecido era muy favorable para los inversores provocando un auge espectacular en construcción de instalaciones de este tipo, alcanzando en pocos meses los 371 MW de potencia instalada previstos como cupo para esta tecnología. Este rápido, y de cierta forma, descontrolado crecimiento (en 2008 habían 2973 MW de potencia fotovoltaica instalada) fue el principal motivo de la publicación del Real Decreto 1578/2008, exclusivamente destinado a regular un nuevo régimen retributivo para la tecnología solar fotovoltaica, sobre todo mediante la reducción del precio fijado para la venta de electricidad al sistema y estableciendo un nuevo sistema de objetivos de potencia instalada en el territorio nacional, más flexible que el existente en el RD661/2007 para este tipo de tecnología. El RD 1578/2008 clasificaba las nuevas instalaciones en dos tipologías según la ubicación: cubiertas (tipo I) y suelo (tipo II), estableciéndose cupos anuales de potencia por tipología a instalar con varias subastas anuales en las cuales la prima ofrecida refleja la oferta del mercado para estas instalaciones.

En función de la creciente incidencia del régimen retributivo de las energías renovables en el déficit de tarifa, se aprueba el RD-Ley 6/2009 con el fin de establecer unos mecanismos respecto al sistema de retribución de las instalaciones de Régimen Especial

(excepto la fotovoltaica que ya estaba regulada por el RD 1578/2008) garantizando así la sostenibilidad del sistema, tanto desde el punto de vista técnico como económico. Se crea un Registro de Preasignación de Retribución, en el cual las instalaciones deben estar inscritas para tener derecho al régimen económico del RD 661/2007, de forma que quede claro qué proyectos cumplen las condiciones de poder ejecutarse, su potencia, el impacto en los costes de la tarifa eléctrica y su calendario.

Finalizado el período de vigencia del PER 2005-2010, que consiguió incrementar considerablemente la aportación de energías renovables en España, incluso superando el objetivo de generación eléctrica renovable con un 32,3% en el 2010 (siendo la eólica la tecnología que más ha contribuido con un 14,56%, representando un 45% de la producción eléctrica renovable), el gobierno elaboró el PER. El PER 2011-2020 era un nuevo plan que presentaba un diseño de nuevos escenarios y la incorporación de objetivos acordes con la Directiva 2009/28/CE que establecía, como objetivos generales conseguir, una cuota mínima del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea, el mismo objetivo establecido para España, y una cuota mínima del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020. Objetivos que, a su vez, han quedado recogidos en la Ley 2/2011, de Economía Sostenible.

El RD 1614/2010 y el RD-Ley 14/2010 trataban de resolver determinadas ineficiencias en la aplicación del RD-Ley 6/2009 regulando aspectos de carácter económico para las tecnologías eólica, solar termoeléctrica y solar fotovoltaicas. El punto principal del RD 1614/2010 es la limitación de las horas equivalentes de funcionamiento con derecho a prima para las instalaciones de tecnologías eólica y solar termoeléctrica. Siendo las “horas equivalentes de funcionamiento” el cociente entre la producción neta anual en kWh y la potencia nominal de la instalación en kW. El RD-Ley 14/2010 limita las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas en función de la zona solar climática y de la tecnología empleada en las mismas (instalación fija, instalación con seguimiento a 1 eje, instalación con seguimiento a 2 ejes) con derecho a prima.

El RD 1699/2011 el llamado decreto del autoconsumo, impulsó la implantación de instalaciones de pequeña-mediana potencia sobre suelos urbanos, agilizando y

flexibilizando las tramitaciones, con el objeto de implantar un nuevo marco regulatorio que favoreciese las instalaciones previstas a medio plazo. Aunque nada dice al respecto del balance neto (*net metering*), existente ya en muchos países, consistente en que el usuario consume su electricidad y, en caso de excedente, por cada kWh generado tiene derecho a no pagar un kWh consumido en la red convencional.

El RD-Ley 1/2012 suspendió los procedimientos de pre-asignación de retribución y suprimió las primas e incentivos para nuevas instalaciones en Régimen Especial. Dándose dos justificaciones para la suspensión temporal de estos incentivos, 1) técnica: las energías renovables han superado con creces en 2010 los objetivos potenciales instalados previstos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 para la energía eólica, solar termoeléctrica y solar fotovoltaica, y hay margen para cumplir los objetivos de 2020, 2) económica: reducir el desequilibrio entre los costes de producción y el valor de las primas, disminuyendo el gasto público y el déficit de tarifa.

7.4 Datos

7.4.1 Datos macroeconómicos

Los datos del PIB (PIB nominal y PIB real 2005) que se han utilizado provienen de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos – OCDE. Con estos datos se ha calculado el deflactor del PIB para poder transformar los precios finales medios nominales en valores constantes.

En la Figura 84 se observa la evolución del PIB nominal y el PIB real en valores constantes del 2005.

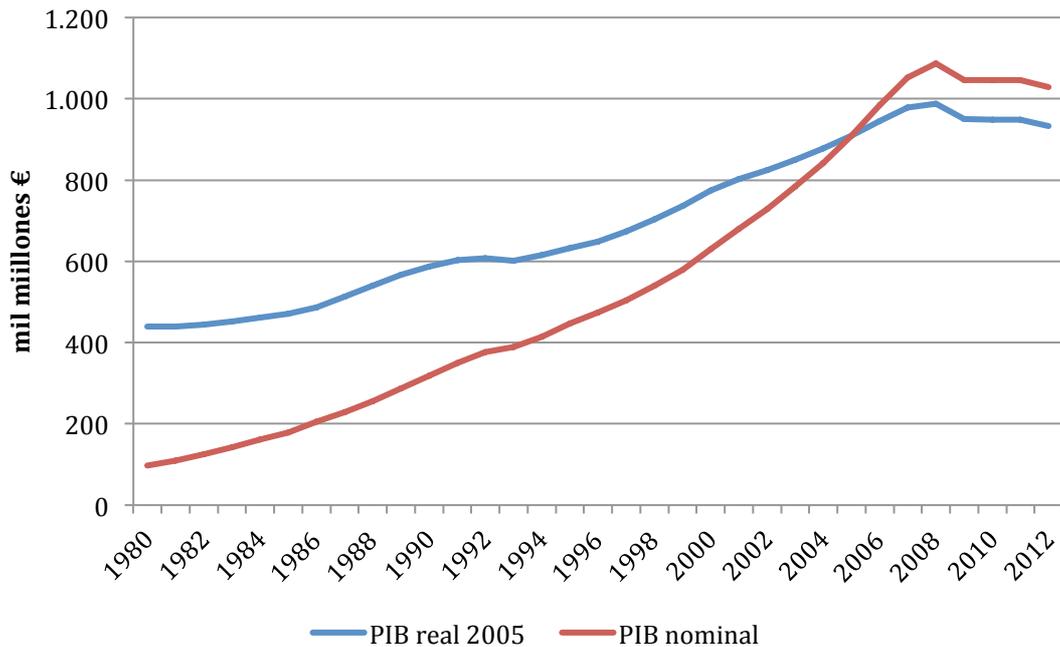


Figura 84. Evolución del PIB nominal y PIB real de España

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la OCDE.

Para la comparación de las curvas de precio final medio de la electricidad entre los cuatro países se ha utilizado el PPP como factor de conversión. Los datos del PPP para España (Figura 85) proceden de la OCDE.

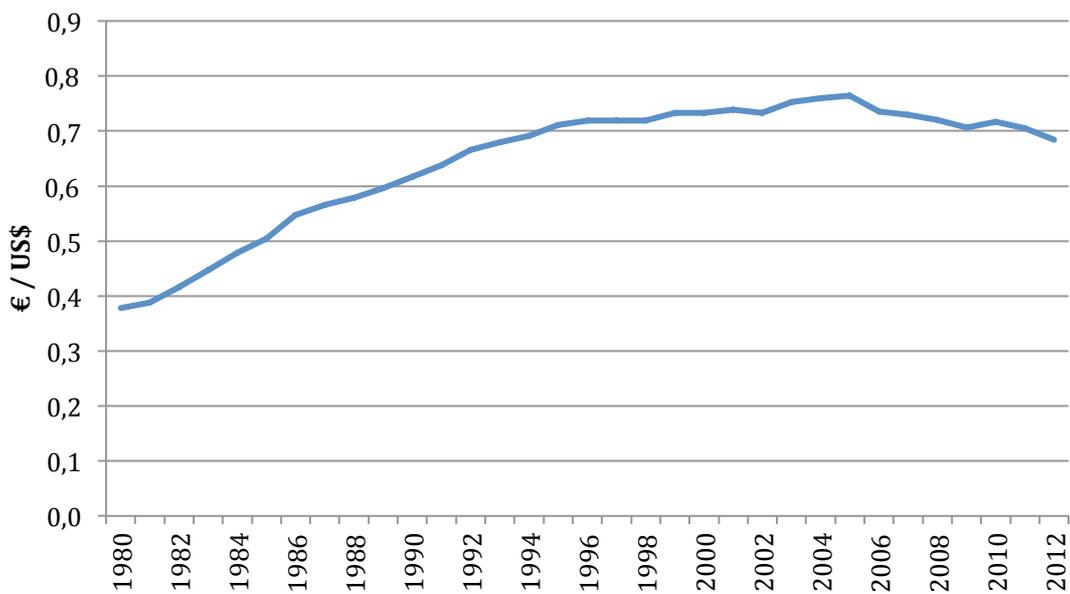


Figura 85. Evolución del PPP de España

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la OCDE.

7.4.2 Datos del sistema eléctrico de potencia

Los datos de potencia instalada y generación por tipo de tecnología proceden de dos fuentes distintas, el Ministerio de Industria Energía y Turismo [MINETUR, 1980] y Red Eléctrica de España – REE [REE, 2013]. En la Figura 86 están representados los datos anuales del mix de generación del Ministerio y en la Figura 87 los datos anuales del mix de generación de REE. En la Figura 88 tenemos los datos anuales de potencia instalada por tecnología del Ministerio y en la Figura 89 los datos anuales de la potencia instalada de REE. En los datos del Ministerio, tanto de generación como de potencia instalada, las tecnologías eólica y solar solamente empiezan a aparecer a partir del año 2006, antes estaban incorporadas en la hidráulica. Además, para las dos fuentes, en la tecnología solar están contempladas la fotovoltaica y la solar térmica. Se observa también que hay diferencias entre los datos de ambas fuentes, especialmente en los últimos años cuando se observan reducciones en la potencia instalada. Destacar también que, aunque el histórico de datos del Ministerio sea más largo, los datos de REE son más fiables puesto que ésta es la que emite directamente estos datos.

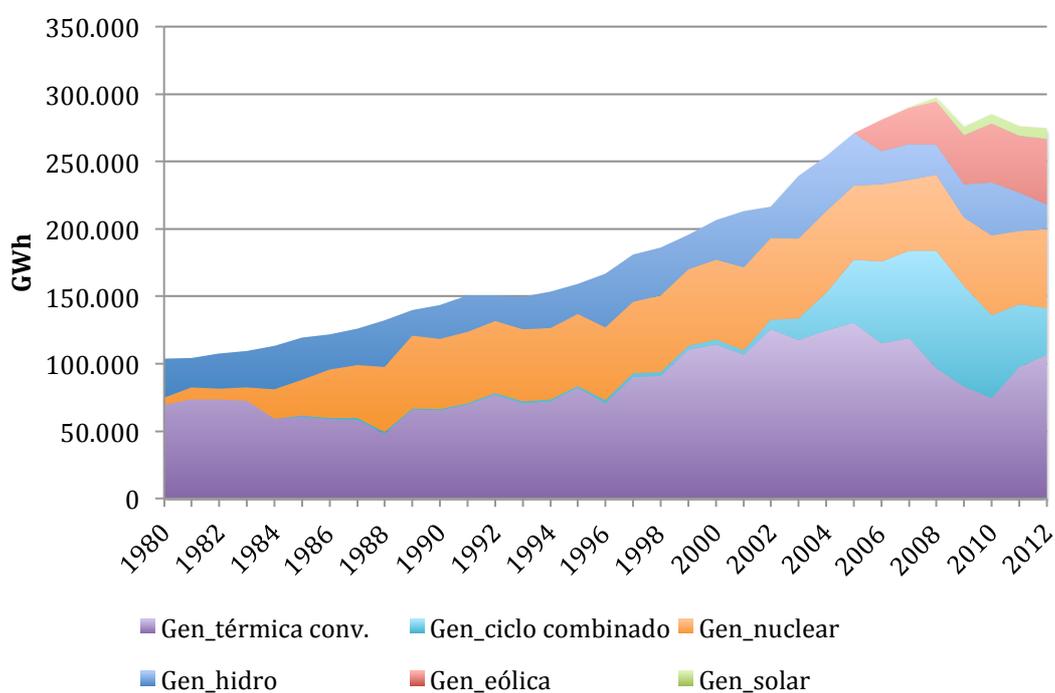


Figura 86. Mix de generación de España 1980 – 2012 (MINETUR)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del MINETUR.

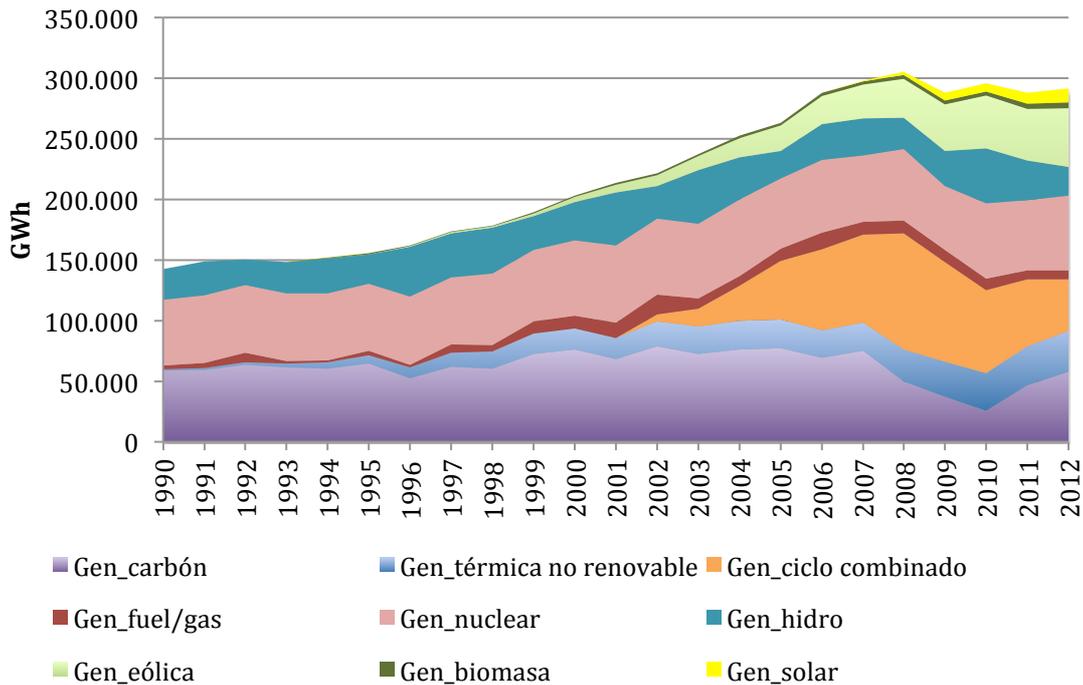


Figura 87. Mix de generación de España 1980 – 2012 (REE)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.

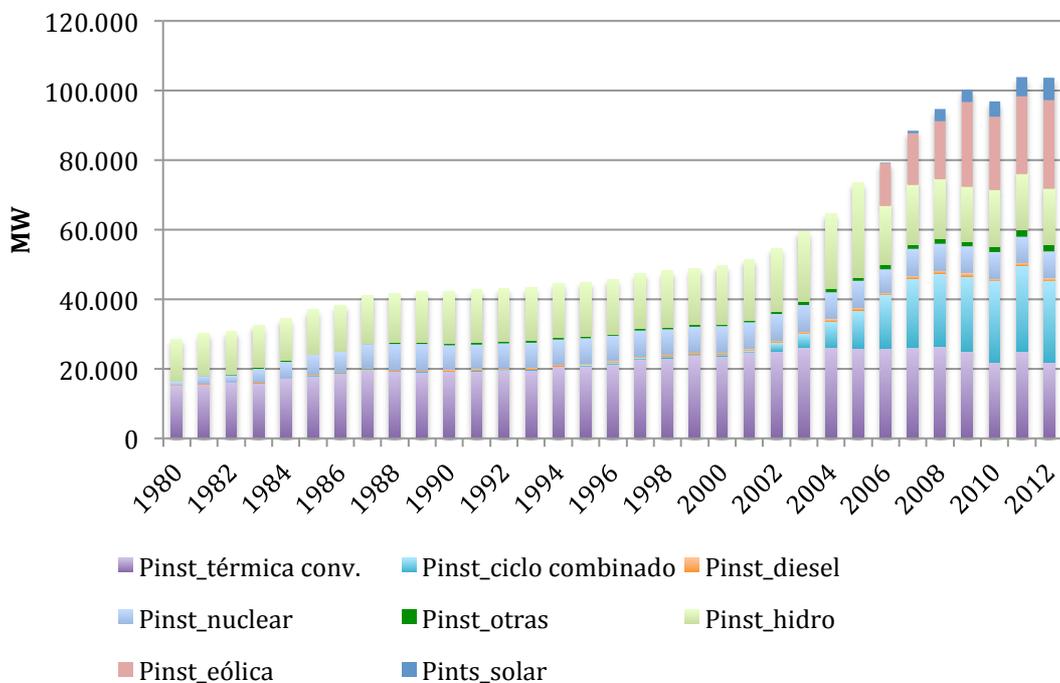


Figura 88. Potencia instalada por tipo de tecnología 1980 – 2012 (MINETUR)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de MINETUR.

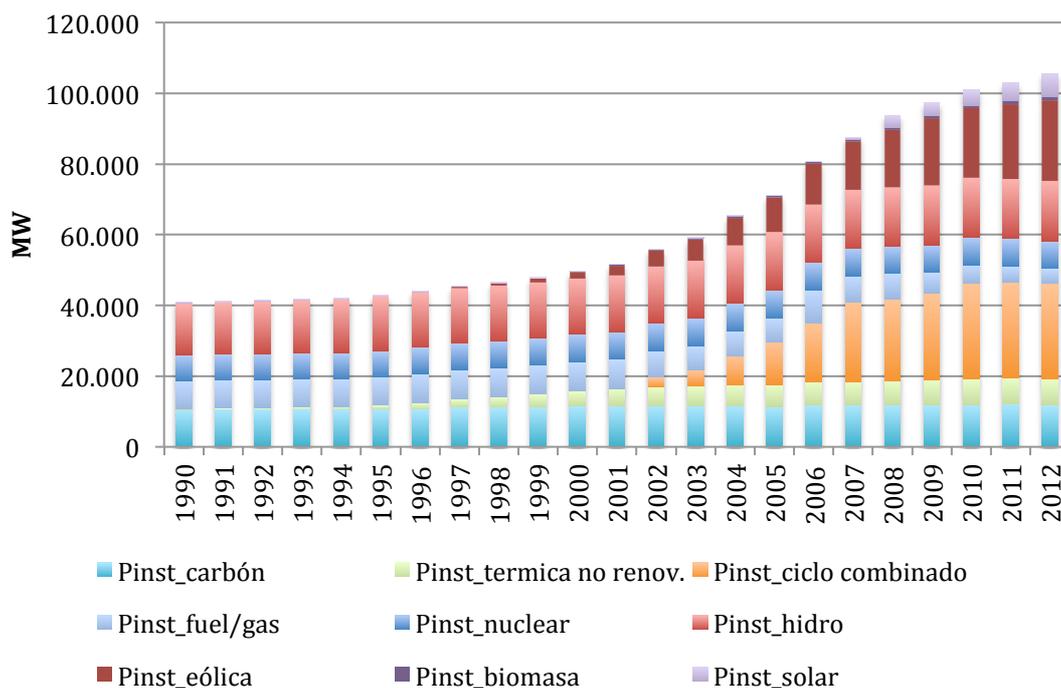


Figura 89. Potencia instalada por tipo de tecnología 1990 – 2012 (REE)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.

Los datos de potencia máxima demandada en el sistema provienen de REE, mientras que para los datos de potencia instalada hay dos fuentes: REE [REE, 2013a] con un histórico desde 1990 hasta 2012, y el Ministerio de Industria Energía y Turismo [MINETUR, 1980] con datos desde 1980 hasta 2012. En la Figura 90 están representados los datos de potencia instalada de las dos fuentes, en la Figura 91 la gráfica de discrepancia entre los datos, y en la Figura 92 la gráfica de discrepancia relativa entre las dos curvas con respecto al valor medio. En las gráficas de discrepancia se observa que en los años 1994 y 2004 las discrepancias relativas son superiores al 6% y en el 2002 se acerca al 8%, mientras que en los otros años está alrededor del 4% o menos. Además, la gráfica de potencia instalada del Ministerio para los últimos años presenta un comportamiento oscilatorio poco fiable. Por lo tanto, se ha decidido utilizar los datos del Ministerio durante los diez primeros años, cuando esta es la única fuente disponible, luego se ha realizado una interpolación entre el período de 1990 hasta el año 2000, que es el período en que empiezan los datos de REE hasta el punto de intersección entre las dos curvas, y a partir del 2001 se pasan a utilizar directamente los datos de REE. En la Figura 93 vemos los datos de potencia máxima demandada, potencia instalada y el cociente entre la potencia instalada y la potencia máxima.

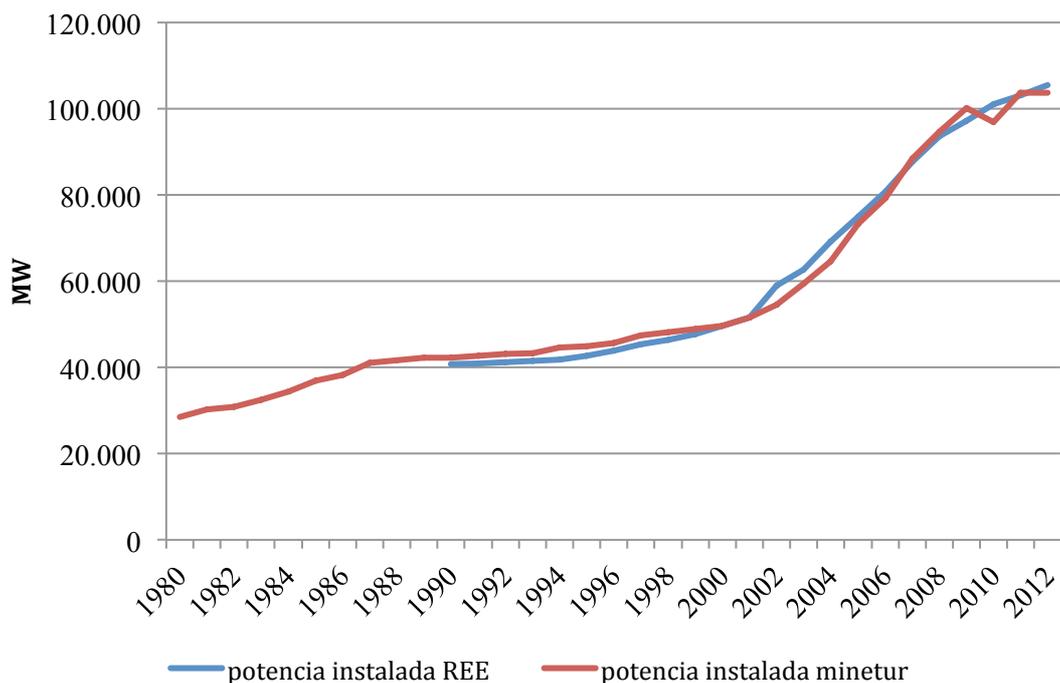


Figura 90. Evolución de la potencia instalada en España

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE y MINETUR.



Figura 91. Discrepancia absoluta entre los datos de REE y MINETUR

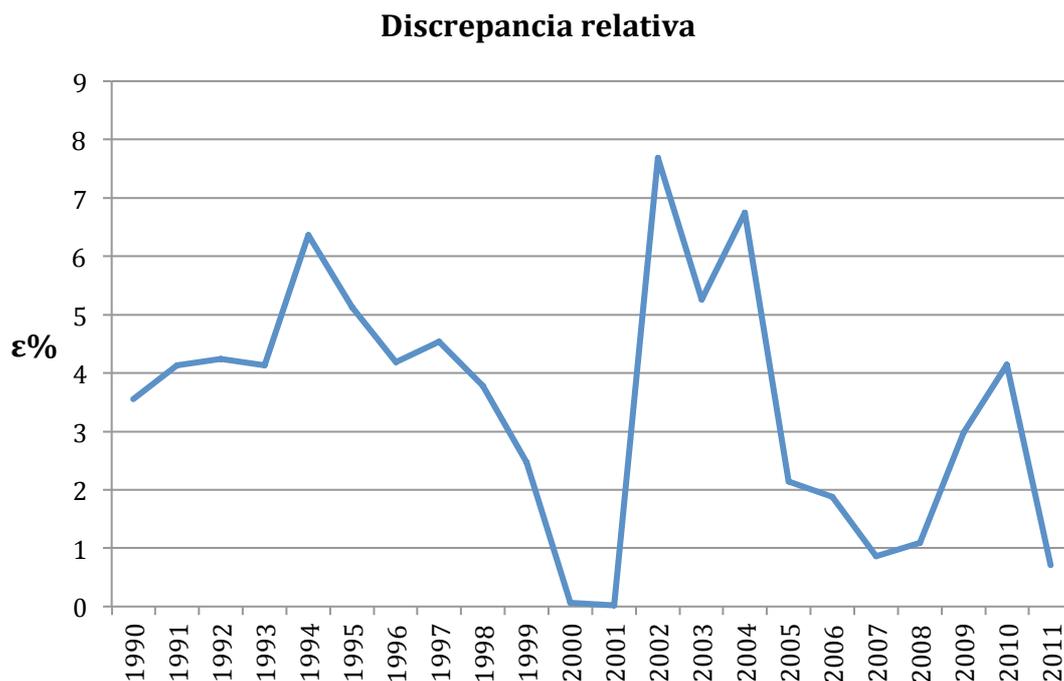


Figura 92. Discrepancia relativa entre los datos de REE y MINETUR

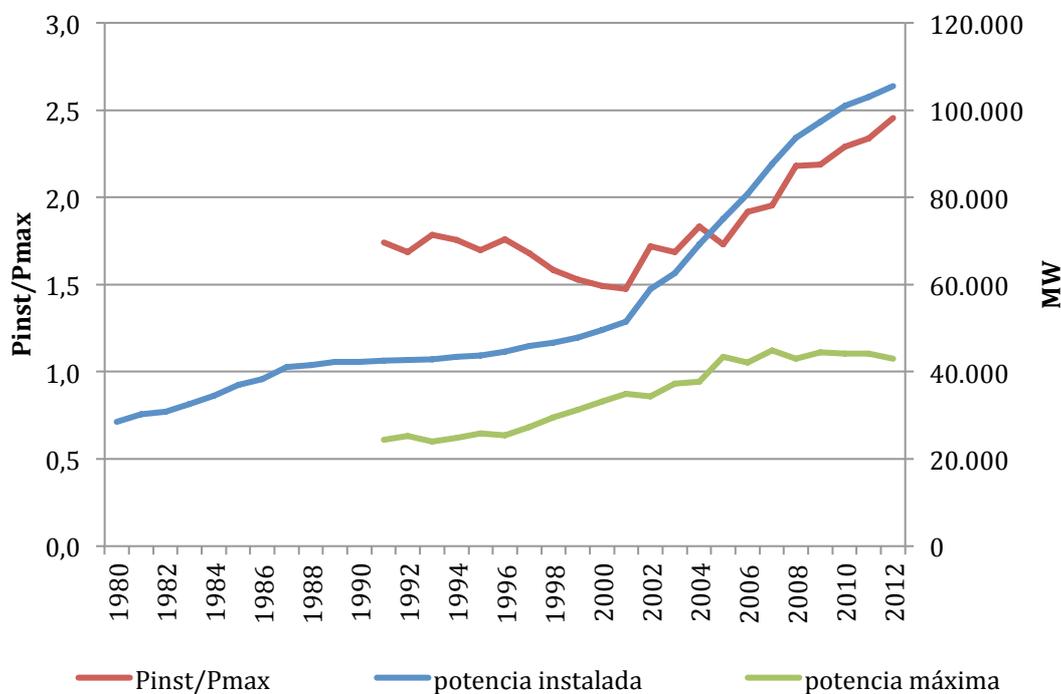


Figura 93. Potencia instalada, demanda máxima y Pinst/Pmax

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE y MINETUR.

Los datos de consumo total nacional provienen del Ministerio de Industria Energía y Turismo [MINETUR, 1980] y de la CNE [CNE, 2001a], conforme se observa en la Figura 94. En la Figura 95 está representada la gráfica de discrepancia entre las dos fuentes de datos y en la Figura 96 la gráfica de discrepancia relativa entre las dos curvas con respecto al valor medio. En la gráfica de discrepancia relativa se observa que la ésta es del 6,7% en el año 1998 y va oscilando a la baja en los años siguientes. Como los datos de la CNE solamente están disponibles a partir del año 1998, se han utilizado los datos del Ministerio para los primeros años hasta el año 2000, que es el primer año de menor discrepancia relativa, a partir de entonces se ha pasado a utilizar los datos de la CNE.

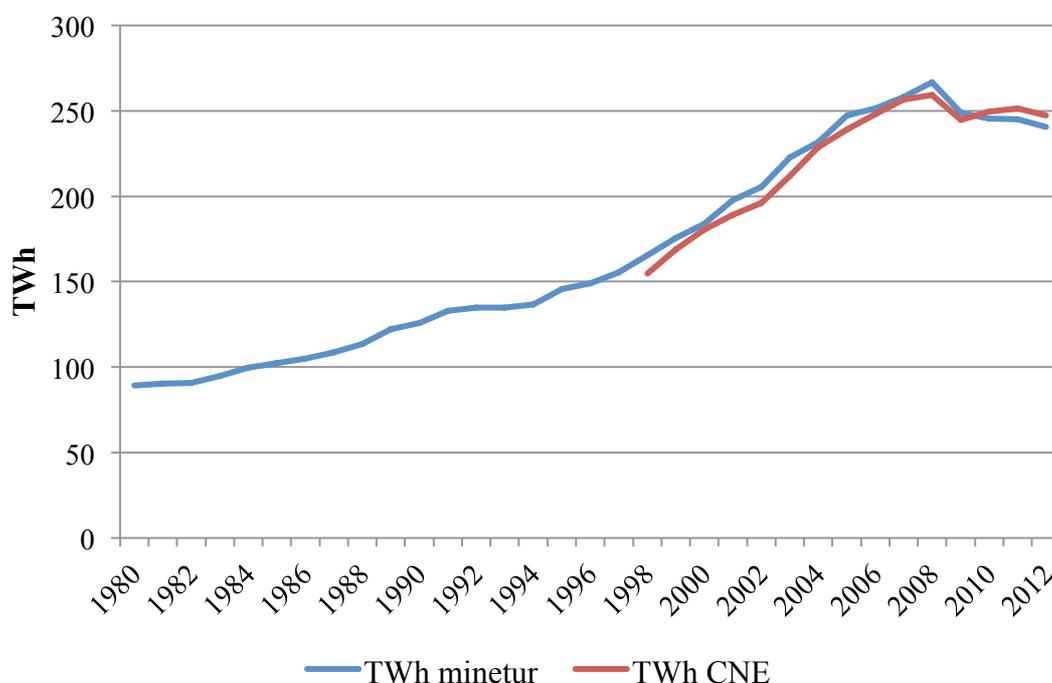


Figura 94. Evolución del consumo de electricidad en España

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE y MINETUR.

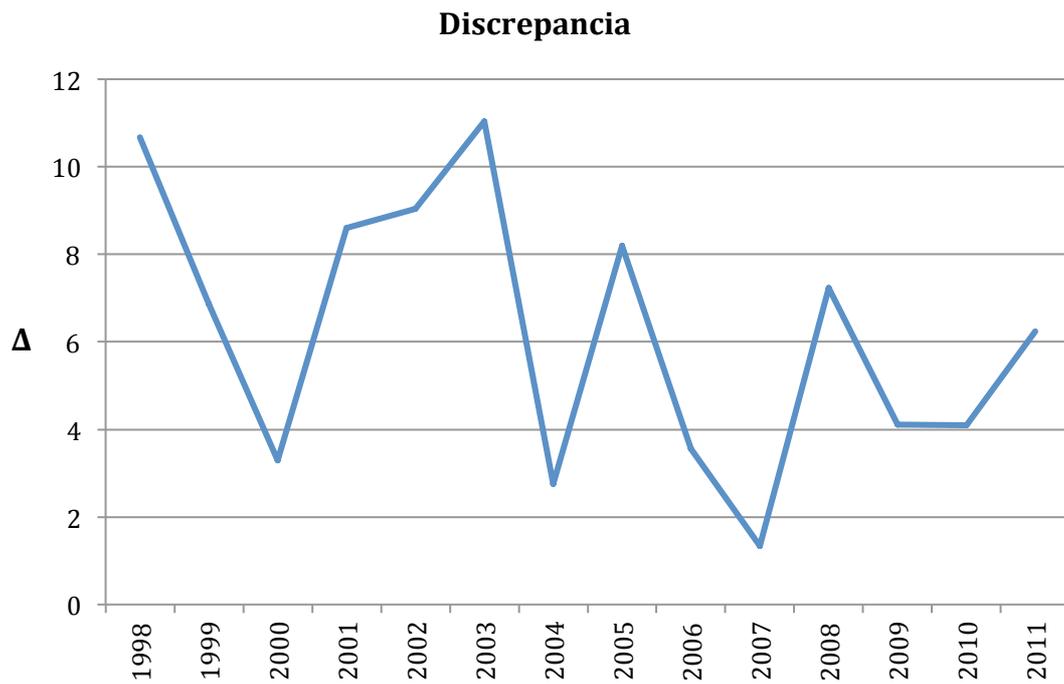


Figura 95. Discrepancia absoluta entre los datos del MINETUR y CNE

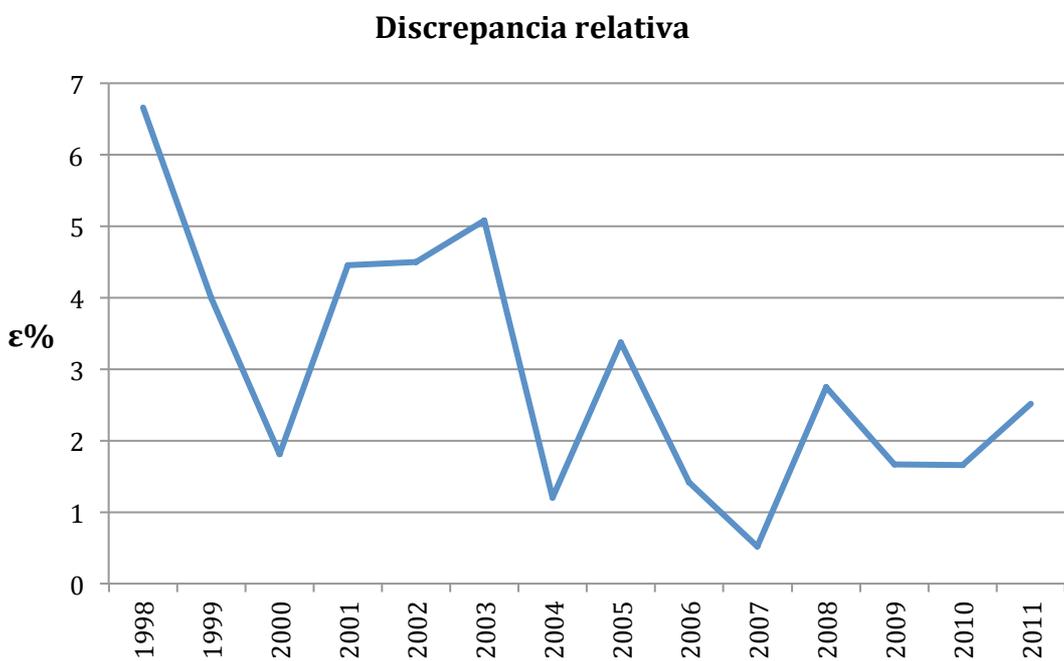


Figura 96. Discrepancia relativa entre los datos de MINETUR y CNE

Los datos de extensión de la red de transporte en km provienen de REE [REE, 2013b], con un histórico iniciando en 1990 hasta 2012, como se puede apreciar en la Figura 97.

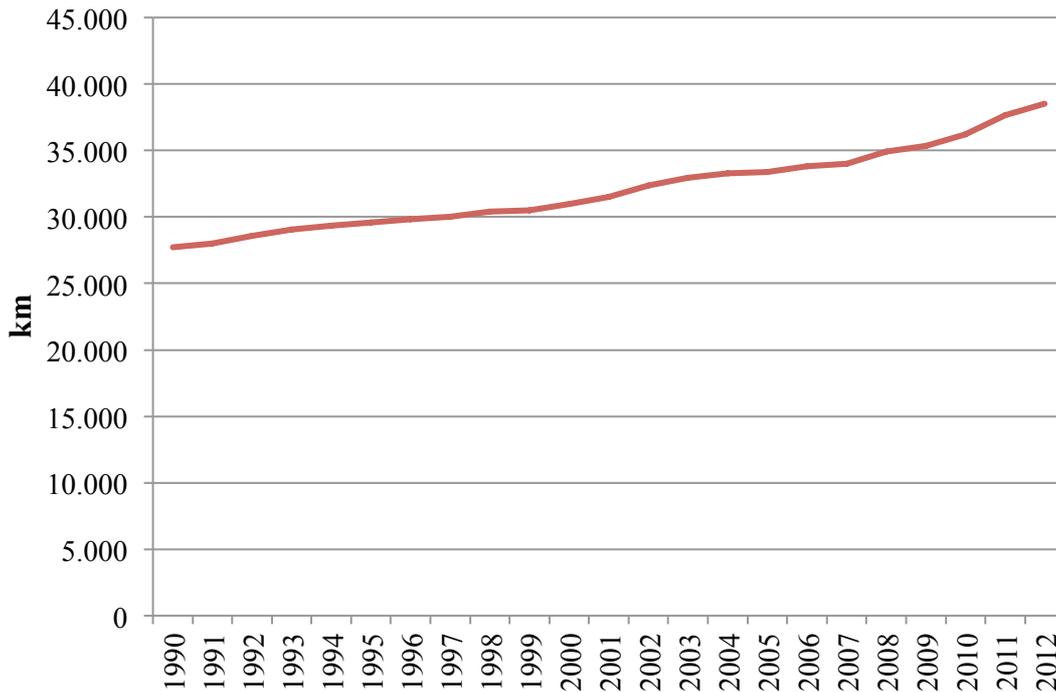


Figura 97. Evolución de la extensión de la red de transporte

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.

7.4.3 Datos de costes y precios del sector

El precio de la electricidad en España está compuesto por: el precio de la electricidad en el mercado mayorista o a través de los contratos bilaterales; los costes de comercialización; los impuestos; los costes de construcción, operación y mantenimiento de las redes de transporte y distribución; el coste de los servicios del operador del sistema (REE); el coste de los servicios del operador del mercado (OMIE); el coste de las actividades del regulador (CNE); las primas al régimen especial (a las plantas de energías renovables y cogeneración que necesitan apoyos para ser rentables); el coste del plan de ahorro y eficiencia energética, cuyo objetivo es reducir el consumo y las emisiones de carbono; el coste del plan de viabilidad ELCOGÁS, que corresponde a los costes de operación de la primera central de demostración de la tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado en España utilizando carbón; el coste del bono social, que es la compensación a los clientes vulnerables para que no les afecten los incrementos en las tarifas; los costes de compensación extrapeninsulares, cuyo objetivo es que los consumidores de las islas y las ciudades autónomas, donde es más caro generar electricidad, tengan suministro eléctrico al mismo precio que los de la

península; los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, que comprende la moratoria nuclear, otros costes de las nucleares, la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones; y finalmente las anualidades para recuperar el déficit de tarifa.

La Figura 98 representa el precio de la electricidad desglosado en sus componentes, los datos proceden de la CNE [CNE, 1998], [CNE, 2001a] y no incluyen impuestos. Observamos la importancia de la componente de mercado en todos los años, el considerable incremento de las primas y también de las anualidades del déficit principalmente en los últimos años. Según la clasificación de los componentes del precio de la electricidad en los tres grupos, mercado de generación, mercado de suministro y regulado, explicada anteriormente en el capítulo 3 “El sector eléctrico en el Reino Unido”, en la Figura 99 tenemos la participación porcentual de los componentes del grupo de mercado de generación y la suma de los componentes de los grupos regulado y mercado de suministro en el precio de la electricidad, donde vemos claramente que los componentes de mercado de generación representan un 50% o más del precio en casi todos los años, excepto en 2010 y 2012 en que se reduce a un 40%.

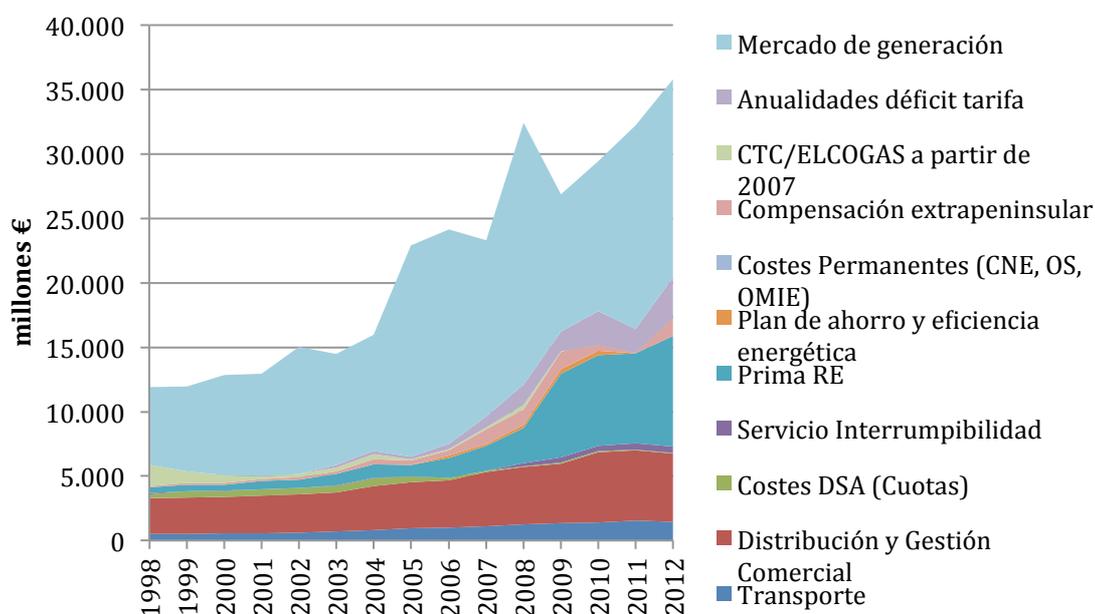


Figura 98. Componentes del precio de la electricidad en España

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE.

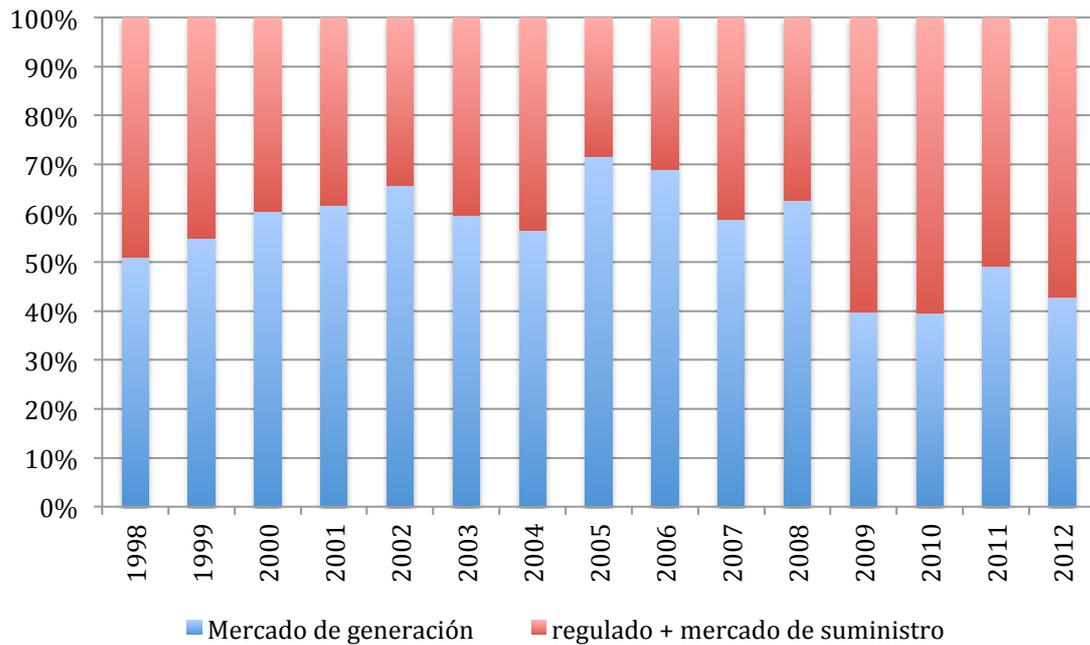


Figura 99. Participación de las componentes del precio de la electricidad en España

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE.

En el cálculo del precio final medio de la electricidad se han tenido en cuenta los costes diferidos en el tiempo: el déficit de tarifa anual en el sector eléctrico. Con estos datos se han corregido los datos de facturación anual de la electricidad imputando los gastos al año en que fueron incurridos y restando las anualidades pagadas en cada año. Los datos de facturación anual de la electricidad están disponibles en dos fuentes, la CNE y el Ministerio de Industria Energía y Turismo (Figura 100), iniciándose los datos de la CNE en el año 1998, mientras que el histórico del Ministerio retrocede al año 1980. En la Figura 101 está representada la gráfica de la discrepancia entre los datos de la CNE y del Ministerio y en la Figura 102 la gráfica de discrepancia relativa entre las dos curvas con respecto al valor medio. Como los datos de la CNE solamente están disponibles a partir del año 1998, se han utilizado los datos del Ministerio para los primeros años hasta el año 2000, a partir del 2001, que es el año de menor discrepancia relativa, se han pasado a utilizar directamente los datos de la CNE ya que hay una enorme discrepancia entre las dos fuentes y los datos de la CNE son los datos oficiales de facturación de las empresas mientras que los datos del ministerio provienen de encuestas realizadas a las empresas mediante distintos cuestionarios.

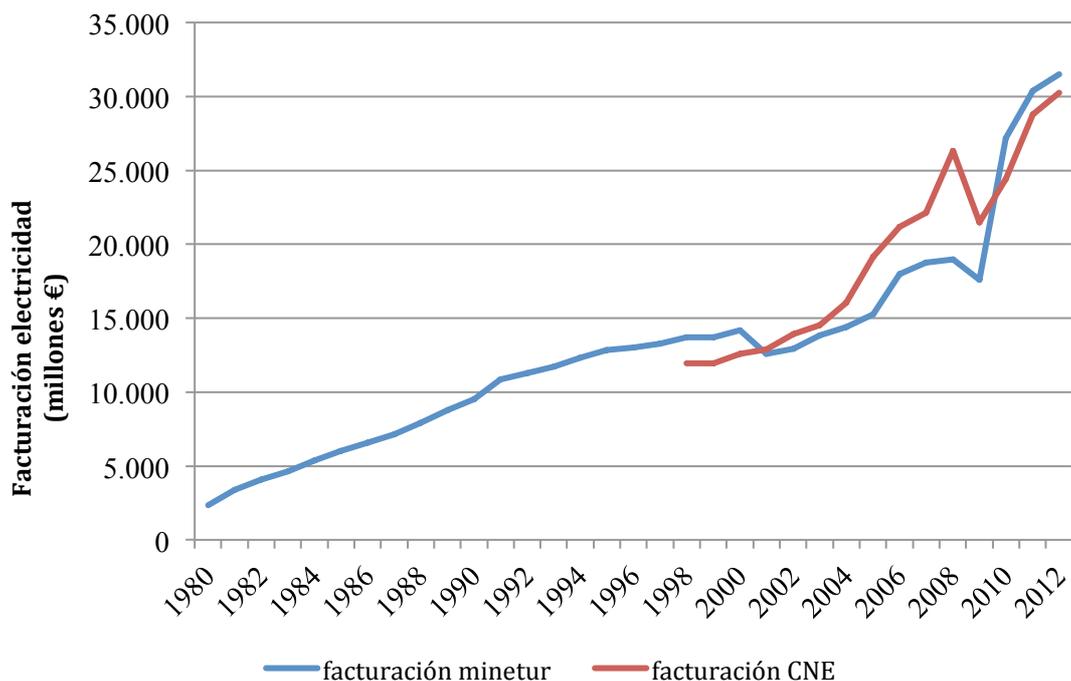


Figura 100. Evolución de la facturación de la electricidad en España

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE y MINETUR.

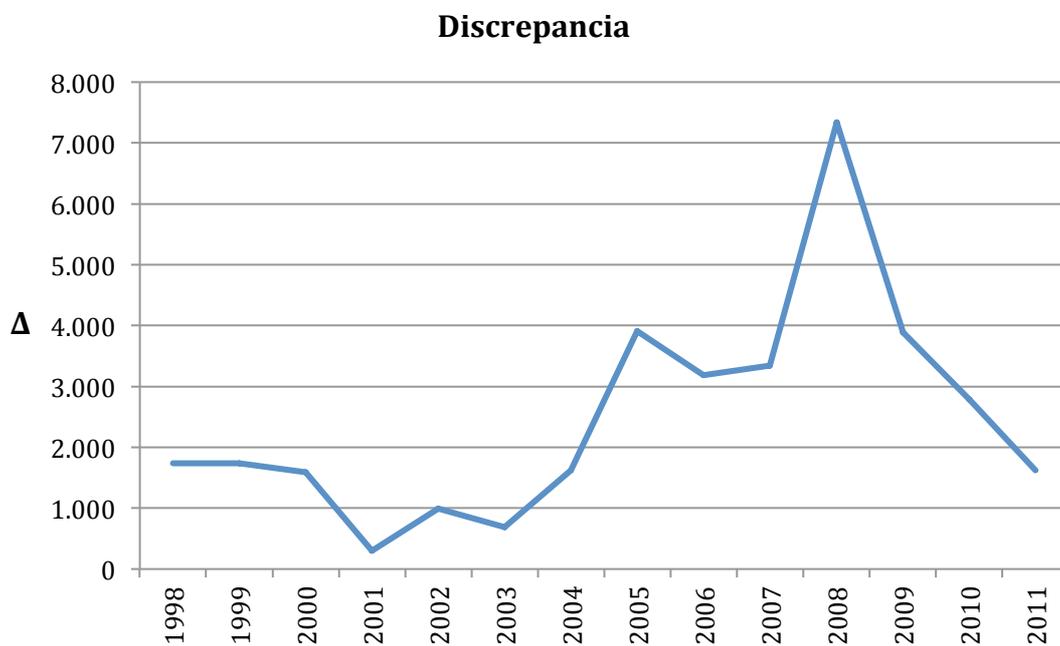


Figura 101. Discrepancia absoluta entre los datos de la CNE y MINERTUR

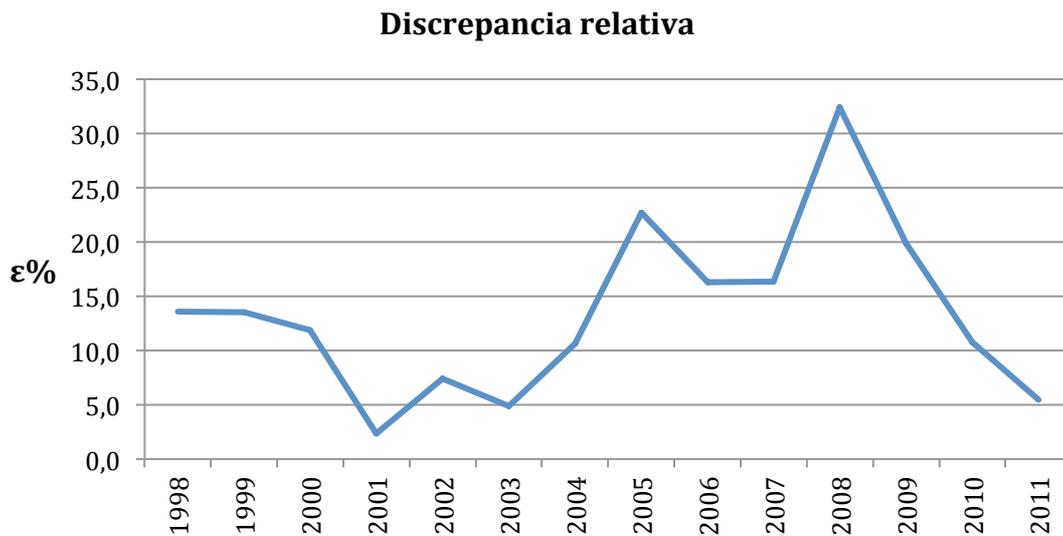


Figura 102. Discrepancia relativa entre los datos de la CNE y MINETUR

Los datos del déficit de tarifa provienen de los informes de la CNE sobre la liquidación anual [CNE, 2001a]. En la Figura 103 se observa la gráfica de costes diferidos, representando el déficit generado y las correspondientes anualidades pagadas. Tras la corrección de los datos de facturación anual de la electricidad con respecto al déficit, se ha dividido este valor entre el consumo final anual (datos Ministerio y CNE), obteniendo así el precio final medio real de la electricidad.

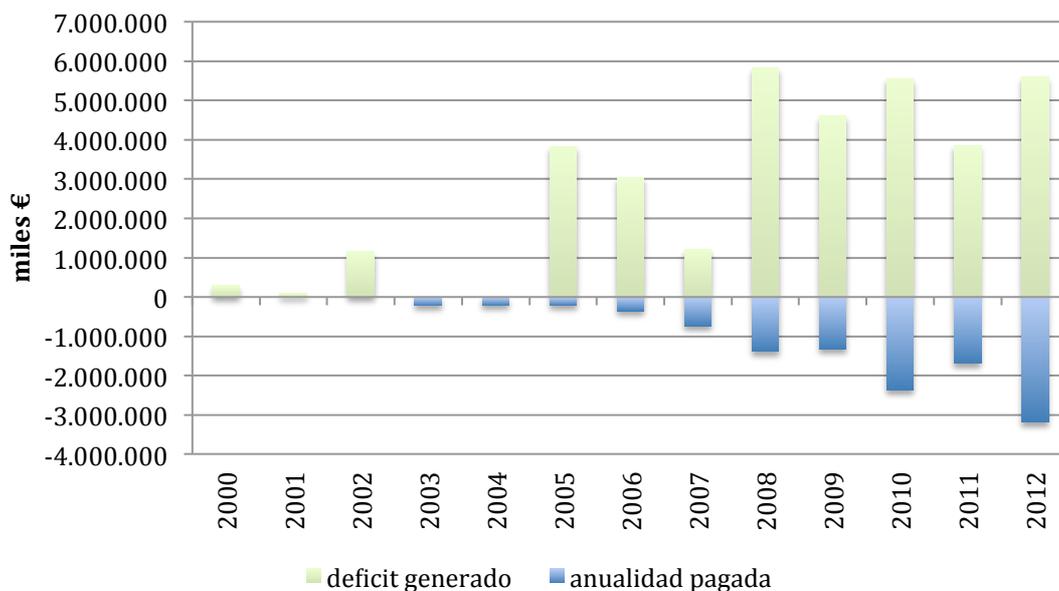


Figura 103. Costes diferidos en el tiempo

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE.

7.5 Variables con influencia en el precio de la electricidad

En este apartado se relaciona la curva de precio final medio de la electricidad con cada una de las variables que podrían tener alguna influencia en éste y se calcula el coeficiente de correlación entre ambos.

Tabla 7. Correlación entre el precio final medio real ES y las variables

	r	r²	p
Pinst hidráulica	-0,68	0,46	0,00
Pinst térmica	-0,41	0,17	0,02
Pinst nuclear	-0,51	0,27	0,00
Pinst renovables	0,03	0,00	0,88
Pinst/Pmax	0,37	0,14	0,09
Consumo	-0,68	0,46	0,00
Extensión red transporte	-0,21	0,04	0,35
Precio gas natural Europa	-0,06	0,00	0,75

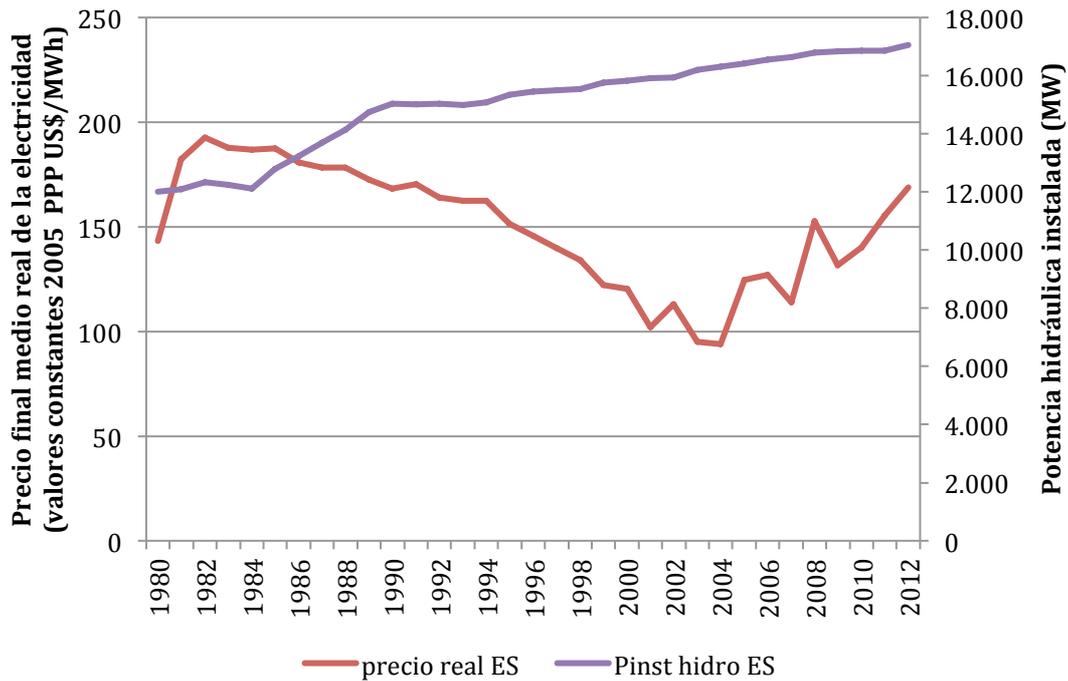


Figura 104. Precio final medio real y potencia hidráulica instalada en España

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE, MINETUR y REE.

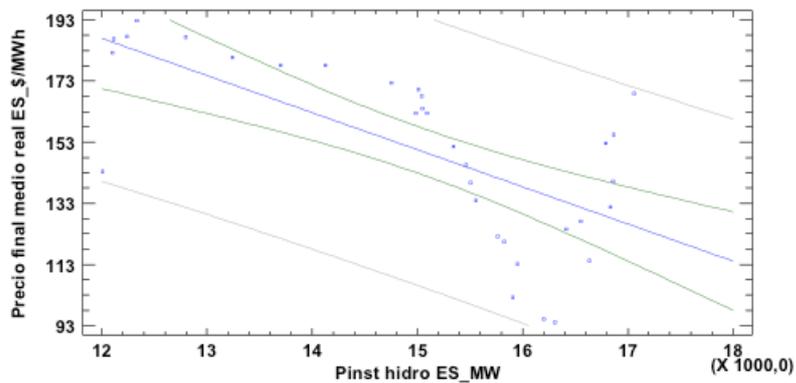


Figura 105. Dispersión precio final medio real y potencia hidráulica instalada en España

En la Figura 104, Figura 105 y Tabla 7 se observa que existe una correlación alta negativa entre el precio final medio real de la electricidad y la potencia hidráulica instalada, con un coeficiente de correlación de $-0,68$ y una $p < 0,0001$. Vemos en la Figura 104 que esta correlación se refleja principalmente entre 1985 y 2004 cuando la potencia instalada hidráulica sube mientras que el precio baja.

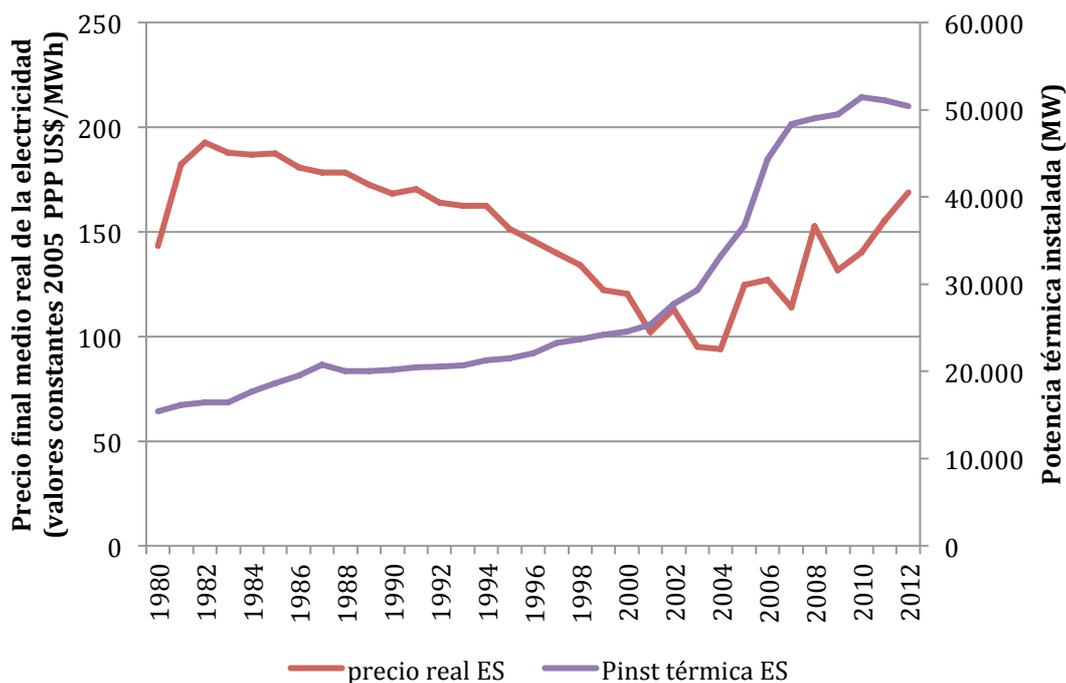


Figura 106. Precio final medio real y potencia térmica instalada en España

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE, MINETUR y REE.

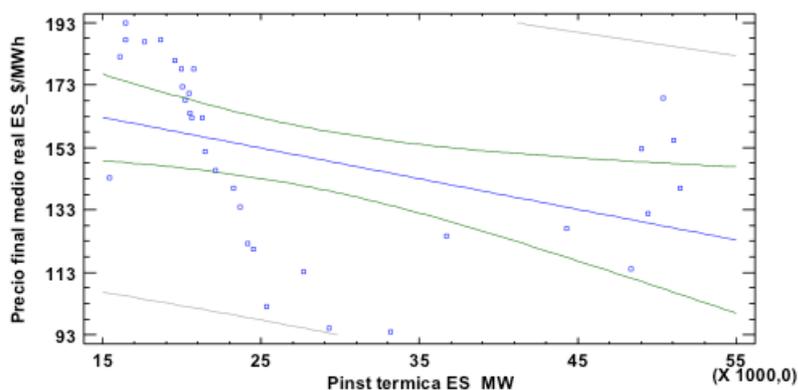


Figura 107. Dispersión precio final medio real y potencia térmica instalada en España

En la Figura 106, Figura 107 y Tabla 7 se observa que existe una correlación media negativa entre el precio final medio real de la electricidad y la potencia térmica instalada, con un coeficiente de correlación de -0,41 y una p de 0,02. Vemos en la Figura 106 que esta correlación se da sobre todo entre 1982 y 2004, cuando la potencia instalada térmica sube mientras que el precio baja.

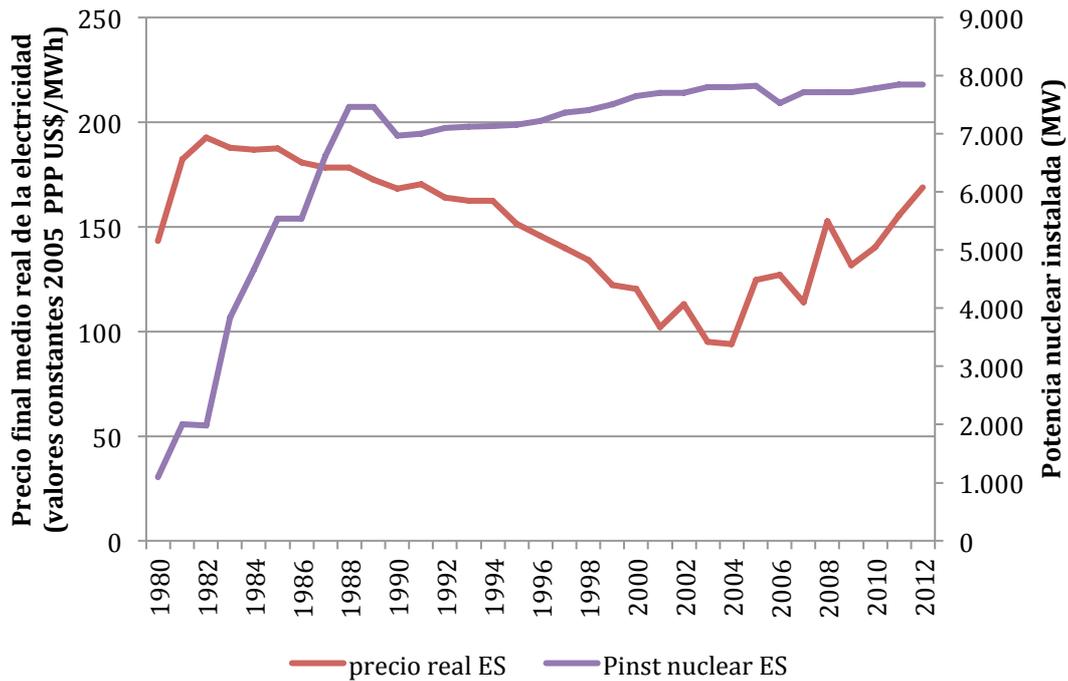


Figura 108. Precio final medio real y potencia nuclear instalada en España

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE, MINETUR y REE.

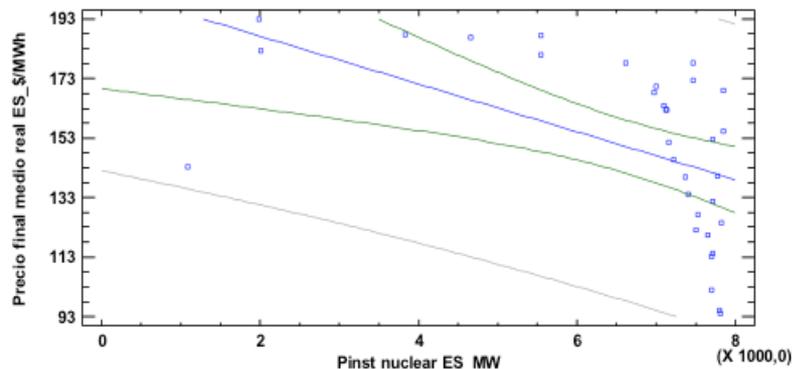


Figura 109. Dispersión precio final medio real y potencia nuclear instalada en España

Según la Figura 108, Figura 109 y Tabla 7, existe una correlación inversa entre el precio final medio real de la electricidad y la potencia nuclear instalada, con un coeficiente de correlación de -0,51 y una $p < 0,01$. Vemos en la Figura 108 que esta correlación se refleja principalmente entre 1982 y 2004, cuando la potencia instalada nuclear aumenta y el precio disminuye.

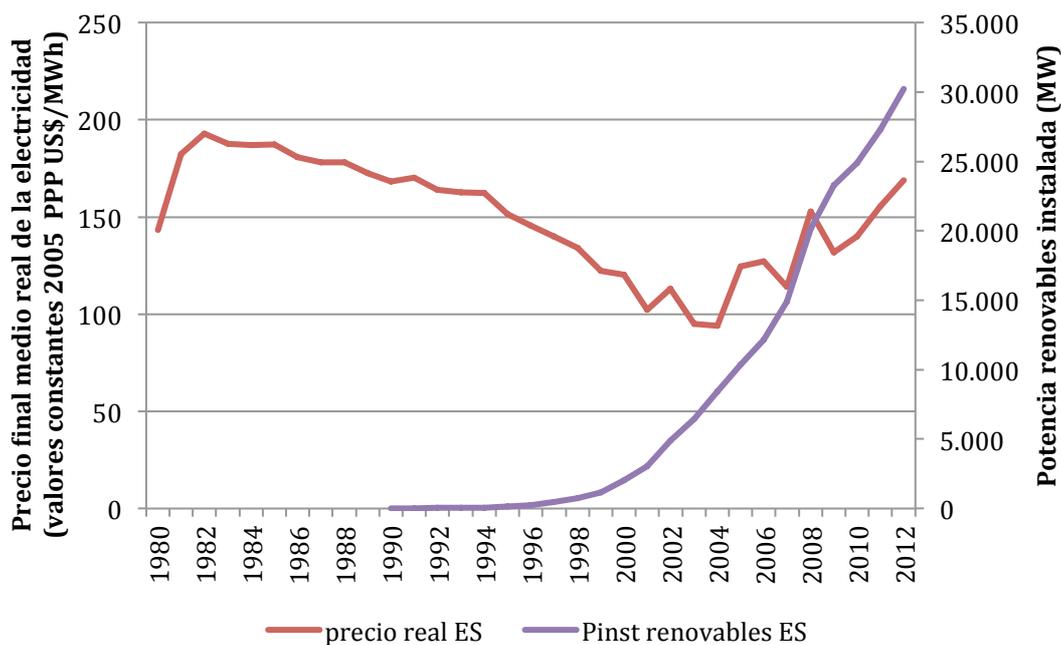


Figura 110. Precio final medio real y potencia de renovables instalada en España

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE, MINETUR y REE.

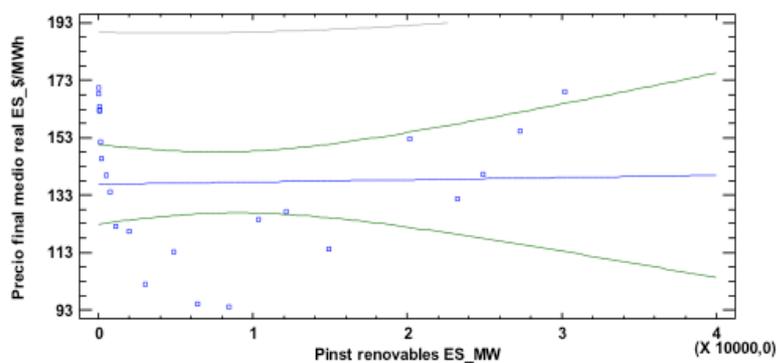


Figura 111. Dispersión precio final medio real y potencia de renovables instalada en España

En la Figura 110, Figura 111 y Tabla 7, se observa que no hay una correlación significativa entre el precio final medio real de la electricidad y la potencia instalada renovables. Como este tópico es justamente el objeto de la tesis, en el siguiente capítulo se realizará un análisis más detallado para ver la influencia de cada una de las tecnologías renovables por separado.

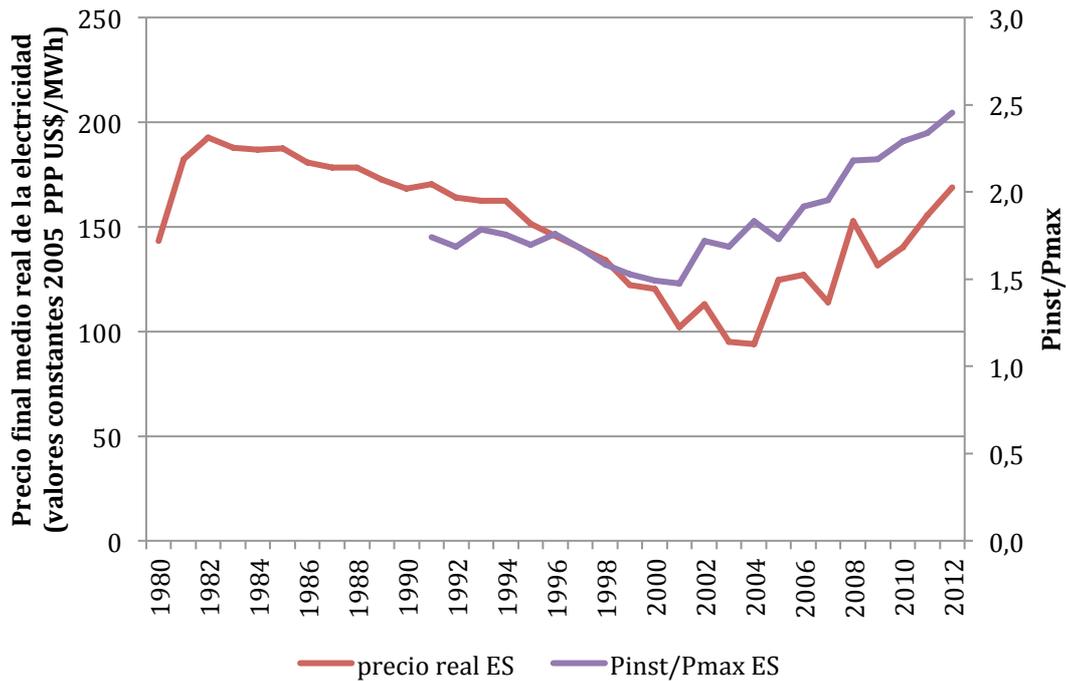


Figura 112. Precio final medio real y Pinst/Pmax en España

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE, MINETUR y REE.

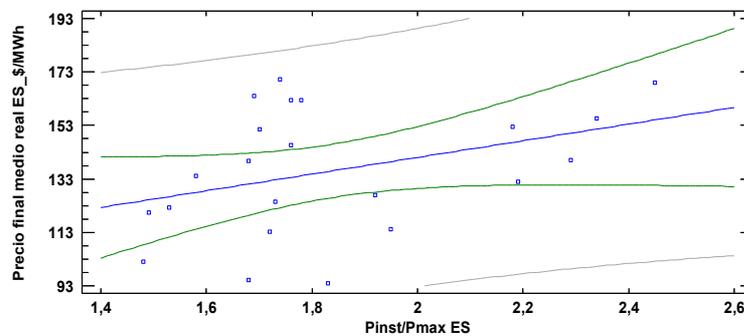


Figura 113. Dispersión precio final medio real y Pinst/Pmax en España

Según la Figura 112, Figura 113 y Tabla 7, existe una correlación directa entre el precio final medio real de la electricidad y la Pinst/Pmax, con un coeficiente de correlación de 0,37 con una p de 0,09. Vemos en la Figura 112 que esta correlación se refleja principalmente entre el año 1996 y el 2001 cuando ambas curvas presentan la misma tendencia decreciente, y al final del período entre 2009 y 2012 cuando ambas crecen a la vez, indicando que el aumento de relación entre la potencia instalada y la potencia

máxima demandada no está conllevando a la reducción del precio como sería de esperar en un sistema de mercado. Lo que puede significar que el coste de instalación de algunas tecnologías que más han aumentado su participación en la estructura de generación, como son las renovables, es alto y se repercute en el precio en el mismo momento de la inversión vía costes regulados (ej. primas).

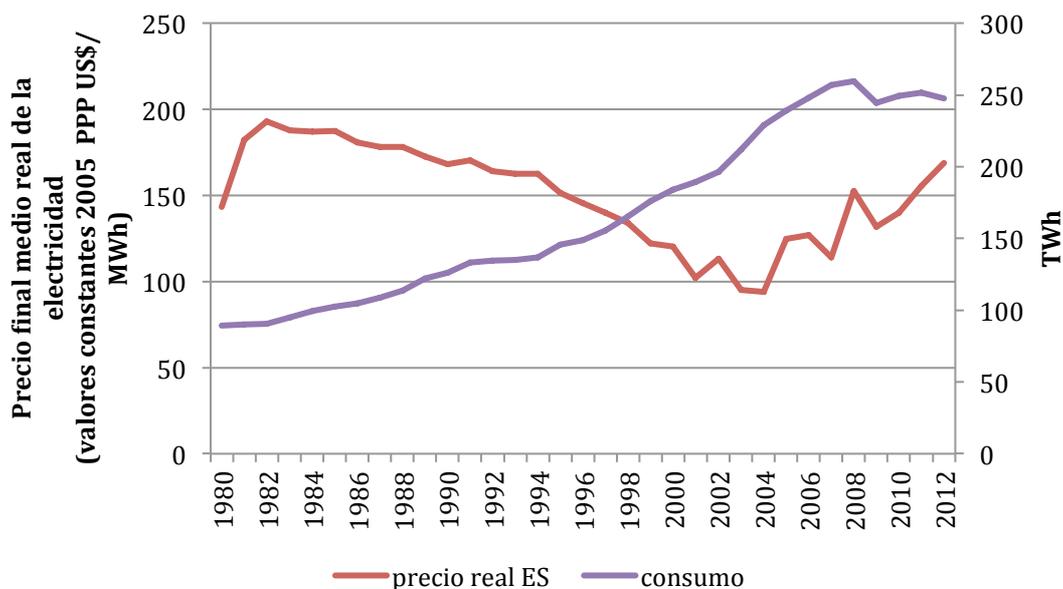


Figura 114. Precio final medio real y consumo en España

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE y MINETUR.

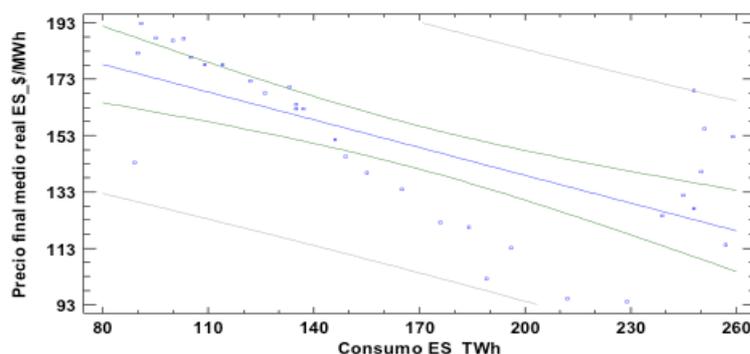


Figura 115. Precio final medio real y consumo en España

En la Figura 114, Figura 115 y Tabla 7 vemos que hay una correlación inversa entre precio final medio real de la electricidad y el consumo, con un coeficiente de

correlación de -0,68 con una $p < 0,0001$. Vemos en la Figura 114 que esta correlación se refleja entre 1982 y 2004 cuando el consumo aumenta mientras que el precio se reduce, indicando que el aumento del consumo está reduciendo el precio por la reducción de los costes fijos. Sin embargo, en los últimos años esta relación se ha invertido, lo que puede estar señalando una falta de competencia en el mercado mayorista español.

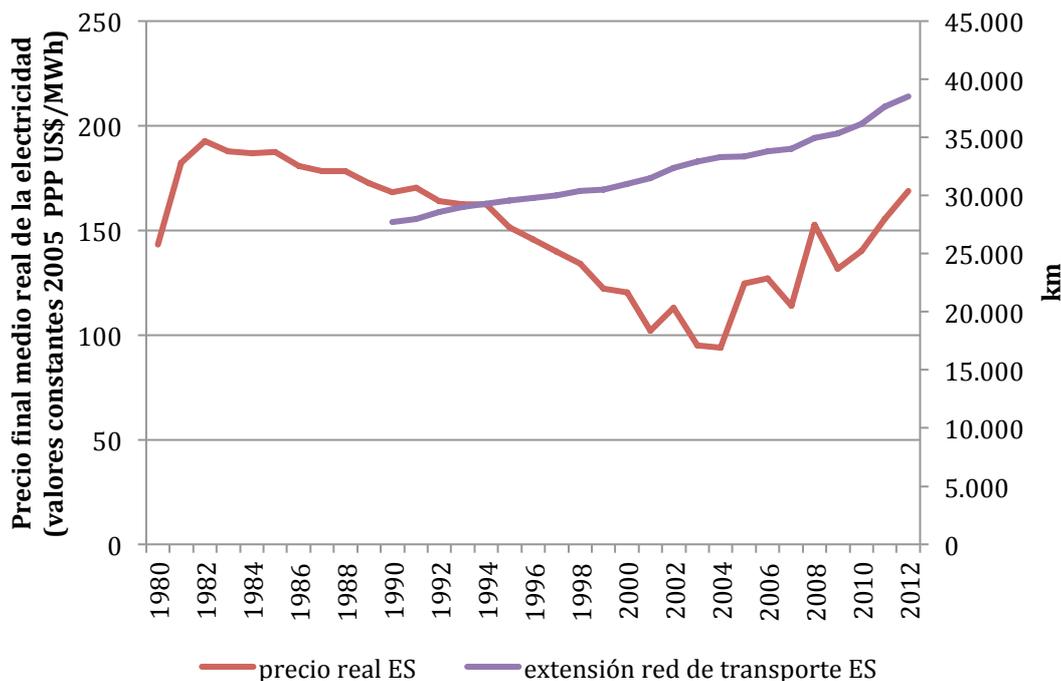


Figura 116. Precio final medio real y extensión de la red de transporte en España
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CNE, MINETUR y REE.

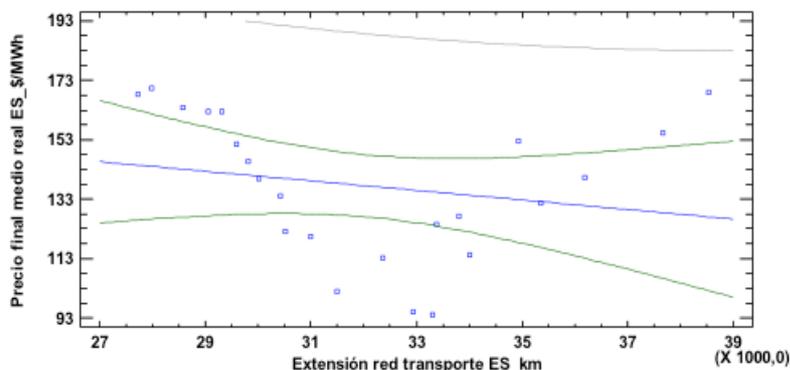


Figura 117. Dispersión precio final medio real y extensión de la red de transporte en España

En la Figura 116, Figura 117 y Tabla 7, vemos que no hay una correlación significativa entre el precio final medio real de la electricidad y la extensión de la red de transporte, $r=-0,21$ y $p=0,35$.

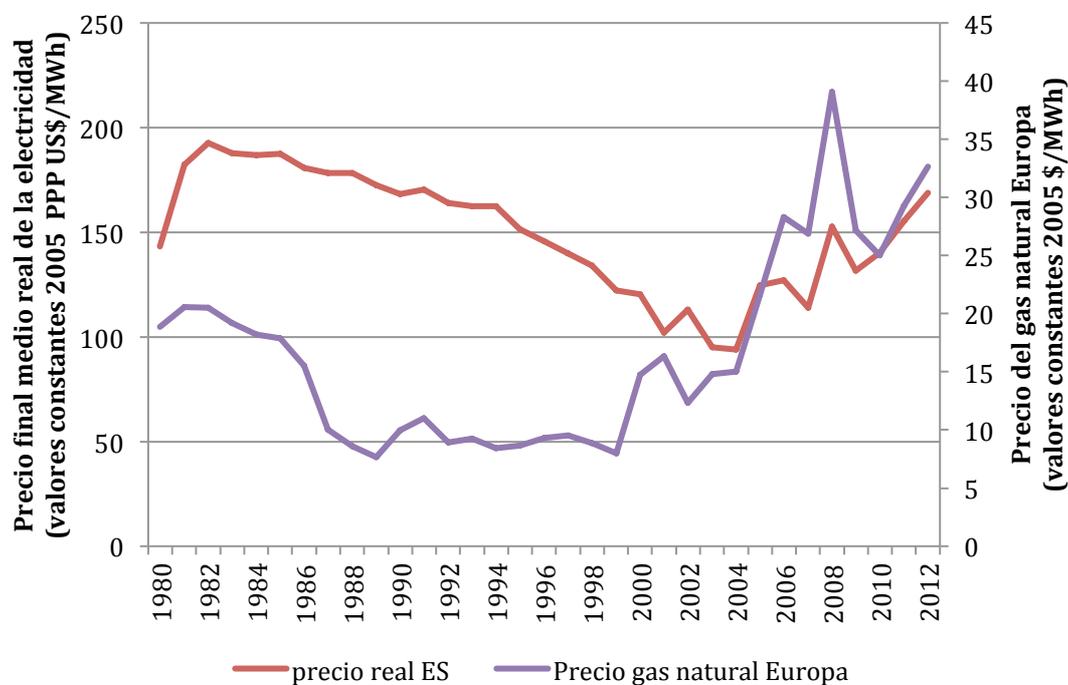


Figura 118. Precio final medio real en España y precio del gas natural en Europa
 Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE, MINETUR y World Bank.

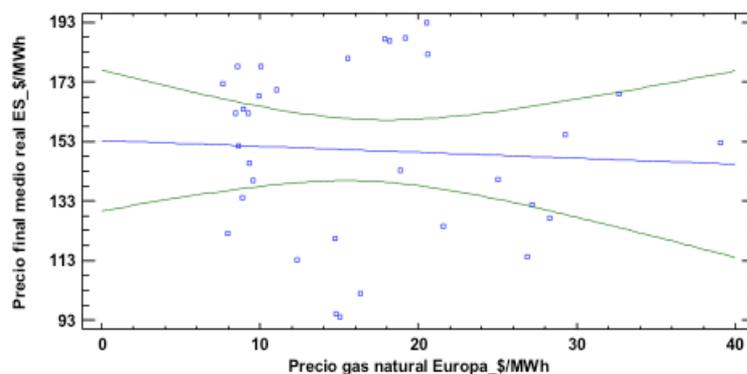


Figura 119. Dispersión precio final medio real en España y precio del gas natural en Europa

En la Figura 118, Figura 119 y Tabla 7, vemos que no hay una correlación significativa entre el precio final medio real de la electricidad y el precio del gas natural, $r=-0,06$ y $p=0,75$.

7.6 Hitos en el sector eléctrico de España

En este apartado se analiza la evolución del precio final medio de la electricidad en el horizonte de los últimos 32 años, observando su relación con los hitos principales en el sector eléctrico de España.

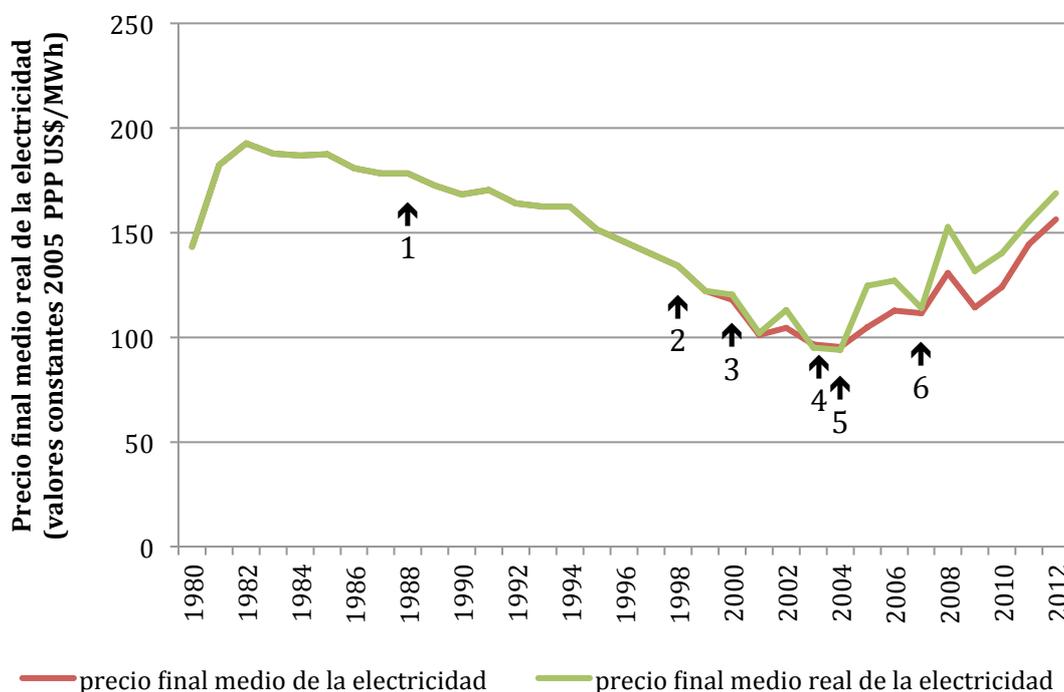


Figura 120. Evolución de las curvas de precio final medio de la electricidad en España

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE y MINETUR.

La Figura 120 muestra las curvas de evolución del precio final medio de la electricidad y del precio final medio real de la electricidad, señalando los hitos en el sector eléctrico de España enumerados en la Tabla 8. El hito 1 señala el comienzo del MLE en 1988, durante este periodo se observan oscilaciones en el precio con una tendencia decreciente, y es a partir de 1995 cuando empieza a decrecer más rápidamente. En 1998, cuando se inicia la reestructuración del sector eléctrico español, el precio mantuvo su tendencia decreciente hasta el año 2001. En 2002 se produce un considerable incremento en la componente de mercado del precio de la electricidad, tal y como se

puede apreciar en la Figura 99, debido a la reducción de la generación hidráulica que tuvo que ser compensada con generación térmica (Figura 86 y Figura 87) coincidiendo con una subida de los precios del gas en el 2000 y 2001 (Figura 118). En el año siguiente, el precio vuelve a decrecer y a mantenerse prácticamente constante en 2004 y vemos que las dos curvas de precio vuelven a acercarse al no haberse generado déficit de tarifa en estos dos años.

En 2005, el precio final medio real vuelve a alcanzar un pico descendiendo muy poco al año siguiente. Según puede verse en la Figura 99, en este año, se ha incrementado considerablemente la participación de la componente de mercado en el precio de la electricidad, aumentando la participación de la generación térmica (Figura 86 y Figura 87), especialmente de gas natural, coincidiendo con una subida muy significativa del precio del gas (Figura 118). Tal y como observamos en la Figura 86 y Figura 87, en estos años, los ciclos combinados empiezan a aumentar su participación en el mix de generación compensando reducciones en la generación hidráulica, nuclear y térmica convencional.

En el año 2007 el precio vuelve a disminuir coincidiendo con el inicio de las subastas CESUR, pero en 2008 vuelve a subir abruptamente cuando la generación hidráulica presenta su menor participación en el mix de generación (Figura 86 y Figura 87), siendo compensada por el gas y las energías renovables, mientras que el precio del gas alcanza su valor máximo justo este mismo año (Figura 118). En el año 2009 hay una reducción en el consumo como consecuencia de la crisis económica global, originando, por tanto, un excedente de energía eléctrica a la vez que una reducción del precio del gas natural, que derivará en una reducción en el precio de la electricidad. En los años siguientes el precio vuelve a incrementarse rápidamente, muy probablemente reflejando el considerable aumento de las primas (Figura 98), la subida del precio del gas natural (Figura 118) y la falta de competencia en el mercado mayorista español.

Tabla 8. Hitos en el sector eléctrico de España

1	Inicio del Marco Legal y Estable	1988
2	Inicio de la reestructuración del sector eléctrico español con la entrada en vigor de la ley 54/1997. Separación jurídica entre las actividades reguladas y no reguladas de una misma empresa. Creación del operador del mercado, operador del sistema y regulador. Inicio de la liberalización del suministro eléctrico para los consumidores con consumo superior a 15 GWh.	1998
3	Empieza a aparecer el déficit de actividades reguladas	2000
4	A partir de 1 de enero todos los consumidores pueden elegir su suministrador de energía eléctrica.	2003
5	Real Decreto 436/04	2004
6	Inicio de las subastas CESUR, publicación del RD 661/2007	2007

8 Análisis comparativo

En este capítulo se realiza el análisis comparativo del efecto que la liberalización del sector eléctrico ha tenido sobre el precio final medio de la energía en Brasil, Reino Unido, España y el estado de California. Para este análisis se parte de la correlación existente entre cada variable y el precio en cada país, teniendo en cuenta sólo aquellas variables cuyas correlaciones sean significativas. Una vez determinadas estas variables representativas de cada país se compara cada uno de ellas con la misma variable en España.

8.1 Potencia hidráulica instalada

En la Figura 121 están representadas las participaciones porcentuales de la potencia hidráulica instalada respecto al total para los cuatro países. Vemos como en casi todos la participación de la potencia hidráulica instalada se ha ido reduciendo a partir del año 2000, excepto en el Reino Unido en que se ha mantenido constante, siendo más acentuada esta reducción en España y Brasil. En España la potencia hidráulica instalada pasa de representar el 32% en el 2000 al 16% en el 2012, en Brasil pasa del 83% al 70% y en California del 20% al 14% entre el 2000 y el 2011 (el dato del 2012 no está disponible).

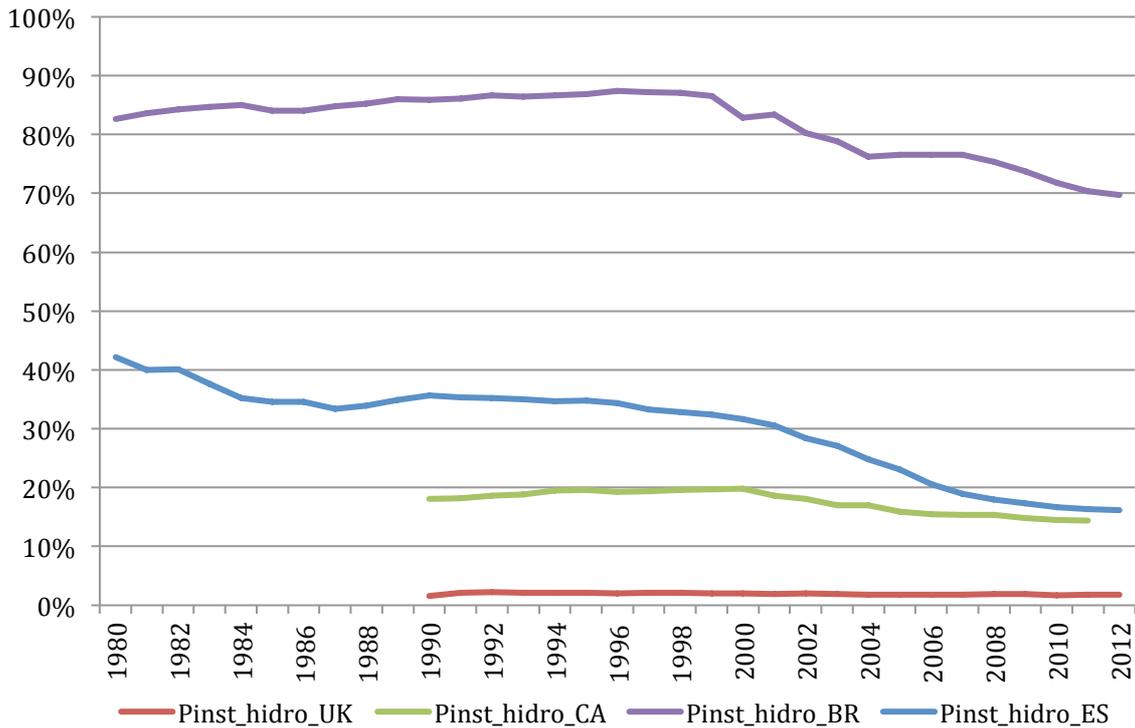


Figura 121. Participación de la hidráulica en la potencia total instalada

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC, EIA, EPE, REE y MINETUR.

En el análisis de correlación entre el precio final medio real de la electricidad y la potencia hidráulica instalada de cada país, se ha comprobado que no hay una correlación estadísticamente significativa ni en el Reino Unido ni en California pero si la hay en Brasil. Calculando, pues, la correlación entre la potencia hidráulica instalada de España y Brasil se obtiene un coeficiente de correlación de 0,94 con una $p < 0,0001$ conforme se observa en la Figura 122 y Figura 123, lo que nos lleva a concluir que existe una alta correlación entre la potencia hidráulica instalada de España y la potencia hidráulica instalada de Brasil. Se puede decir también, que aunque los dos países han tratado de explotar su potencia hidráulica, en Brasil la hidráulica tiene una relación directa con el precio final medio real de la electricidad mientras que en España es al revés, hay una relación inversa entre la potencia hidráulica instalada y el precio final medio real de la electricidad.

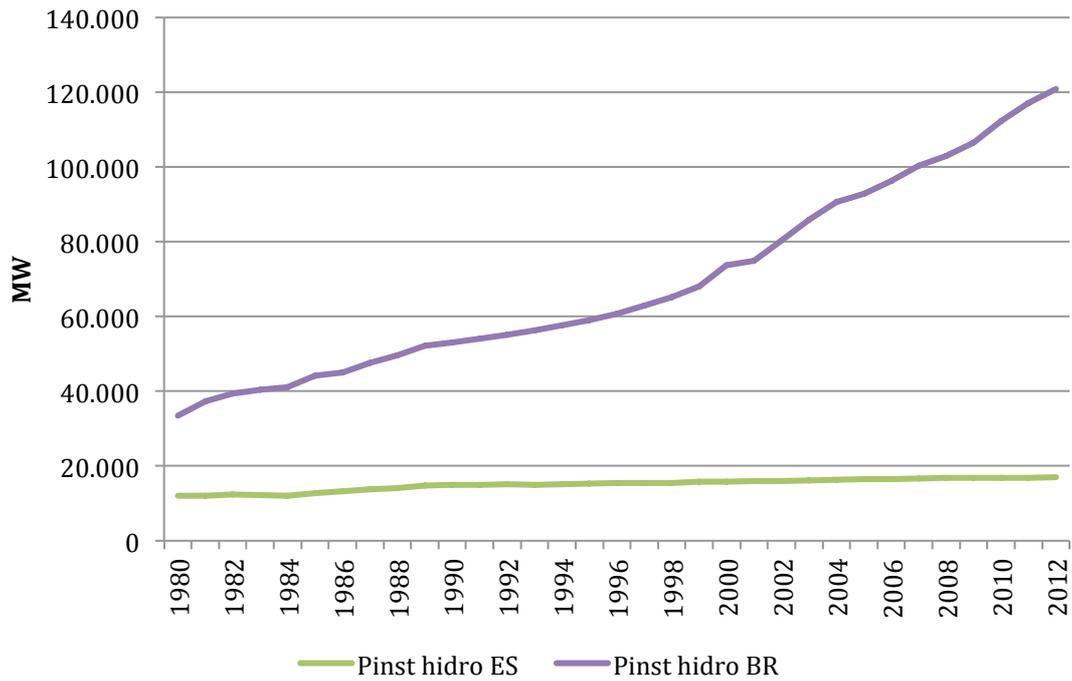


Figura 122. Potencia hidráulica instalada en España y en Brasil

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EPE, REE y MINETUR.

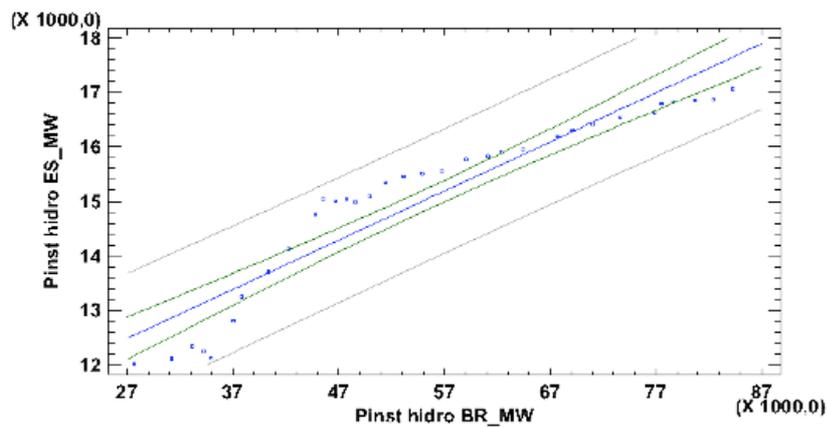


Figura 123. Dispersión potencia hidráulica instalada en España y en Brasil

8.2 Potencia térmica instalada

En la Figura 124 se representa el porcentaje de participación de la potencia térmica instalada sobre el total de la potencia, en cada uno de los países en estudio. En el caso de Brasil los datos disponibles para la categoría térmica incluyen también las tecnologías térmicas renovables, por lo que para poder hacer la separación entre térmica y térmica renovable, se ha estimado la potencia instalada de la térmica renovable a partir de los datos de generación de esta tecnología y de los datos del incremento de la potencia instalada de la misma. Puede observarse que en el Reino Unido la participación de esta tecnología se mantiene prácticamente constante a lo largo de los años. En España se mantiene prácticamente constante hasta antes del año 2006 cuando se incrementa un 4% volviendo a reducirse en el 2008. Por el contrario, en Brasil y en California va creciendo su participación a partir de principios del año 2000.

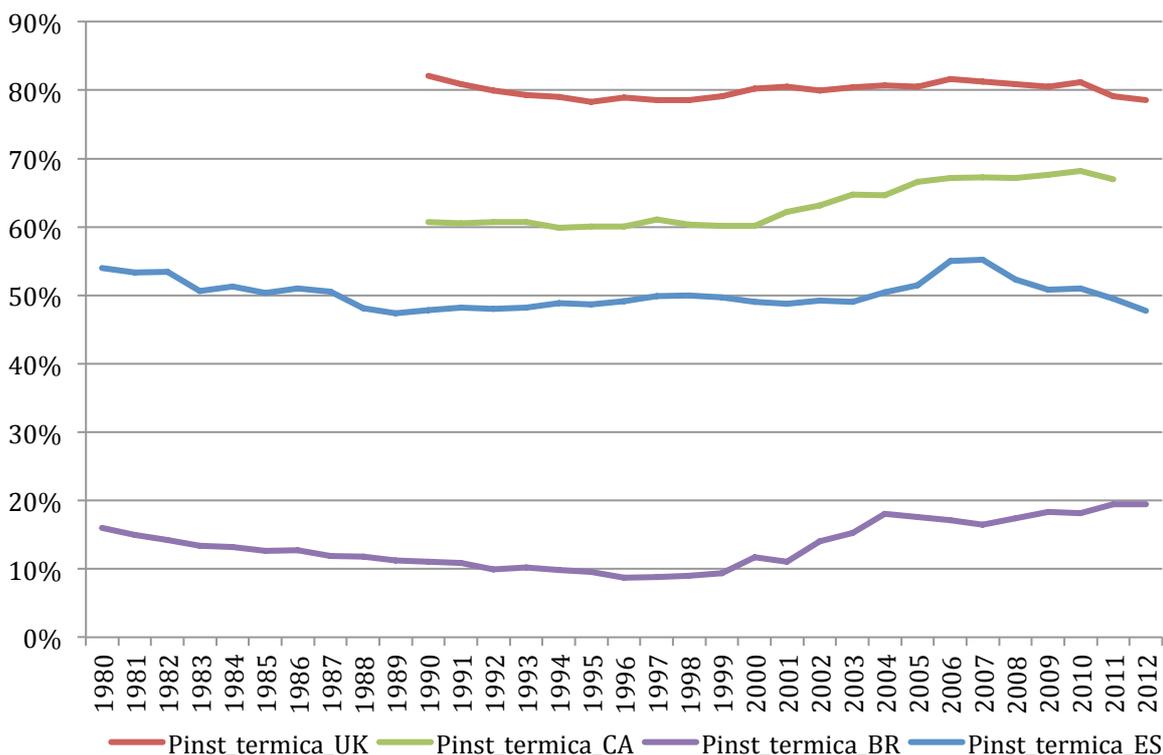


Figura 124. Participación de la térmica en la potencia total instalada

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC, EIA, EPE, REE y MINETUR.

En el análisis de correlación entre el precio final medio real de la electricidad y la potencia térmica instalada de cada país, se ha comprobado que no hay una correlación significativa ni en el Reino Unido ni en California, pero por el contrario si la hay en

Brasil. Por lo tanto, calculando la correlación entre la potencia térmica instalada de España y Brasil, se obtiene un coeficiente de correlación de 0,96 con una $p < 0,0001$, conforme se observa en la Figura 125 y Figura 126. Esto nos lleva a concluir que hay un alta correlación entre la potencia térmica instalada de España y la potencia térmica instalada de Brasil, si bien, el incremento de la potencia térmica en Brasil tiene una relación directa con el precio, mientras que en España este incremento tiene una relación inversa con el precio.

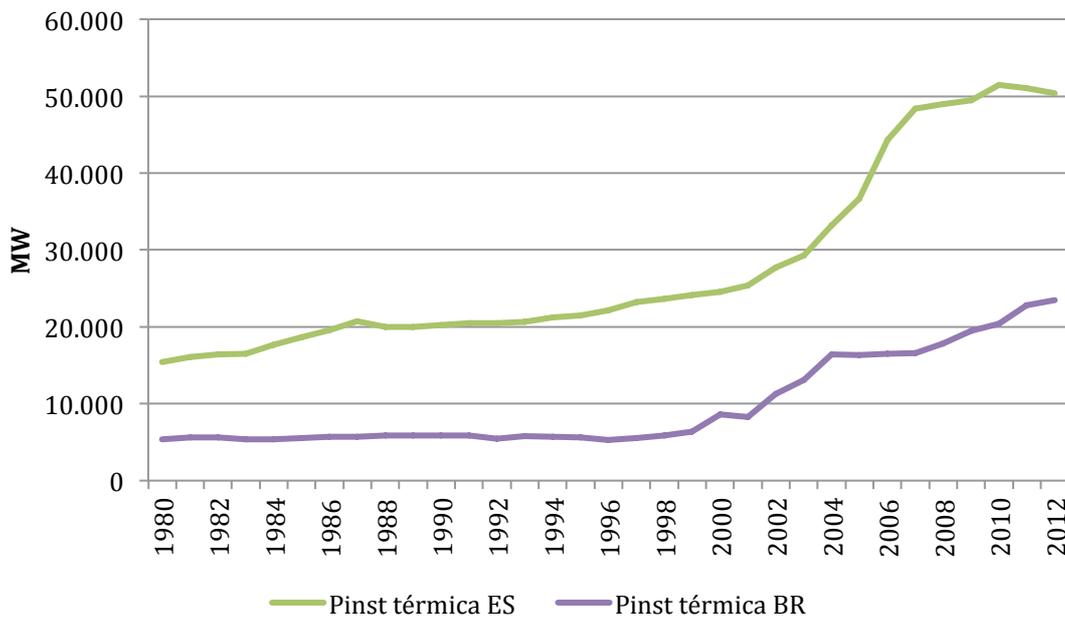


Figura 125. Potencia térmica instalada en España y en Brasil

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EPE, REE y MINETUR.

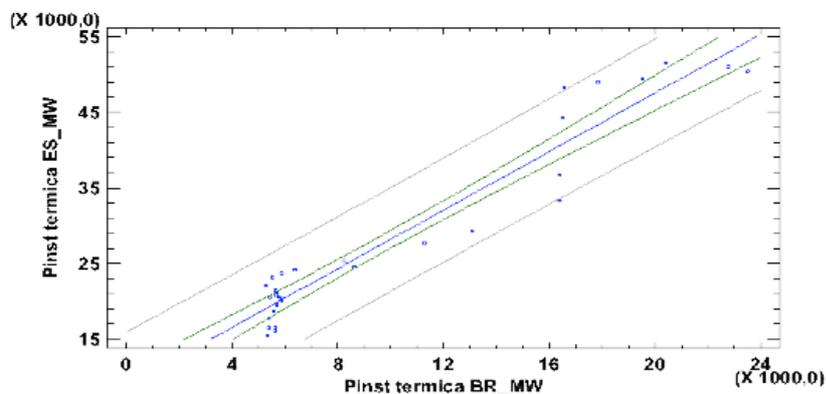


Figura 126. Dispersión potencia térmica instalada en España y en Brasil

8.3 Potencia nuclear instalada

En la Figura 127 tenemos la participación de la potencia de tipo nuclear instalada en cada país respecto al total de la potencia instalada. Se aprecia como en el Reino Unido su participación se redujo desde 1995, año en que representaba el 19%, hasta llegar a un 12% en el 2012. En España esta reducción fue mucho mayor pasando del 16% al 7% en el mismo período. Por su parte en California, la participación de la energía nuclear se mantuvo prácticamente constante durante los años 90 reduciéndose un poco en los años 2000. En el caso de Brasil se observa claramente la influencia de la puesta en marcha de las dos centrales nucleares del país, en el 1985 y en el 2000.

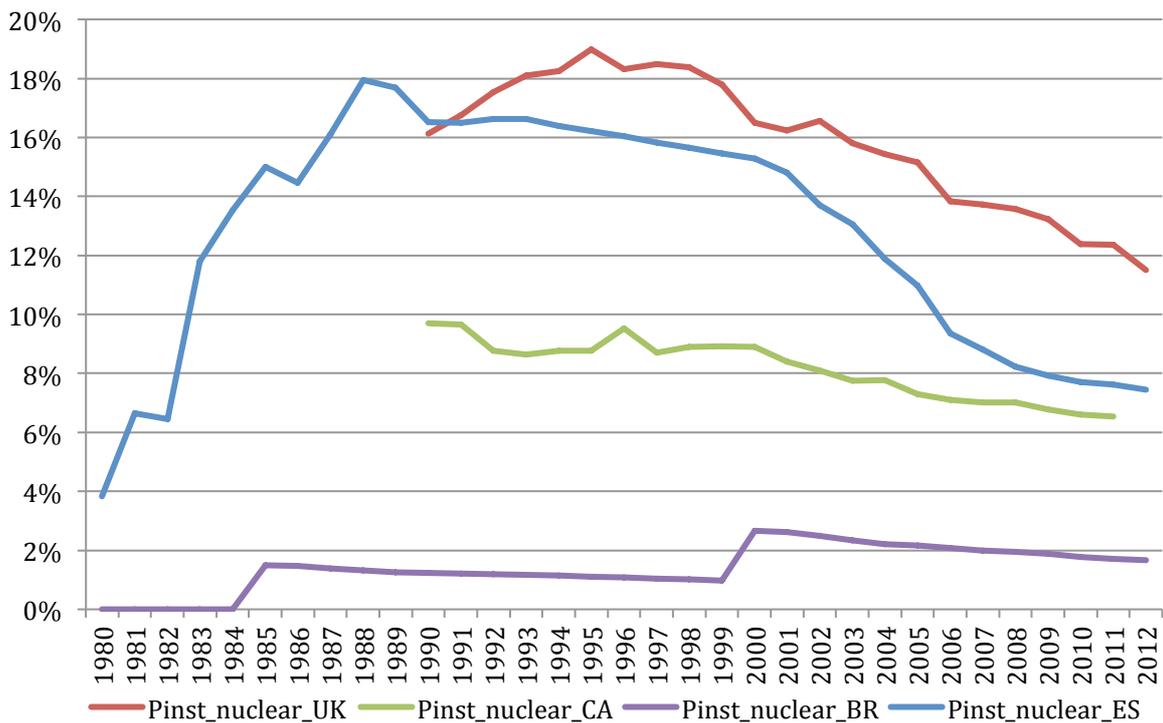


Figura 127. Participación de la nuclear en la potencia total instalada

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC, EIA, EPE, REE y MINETUR.

Según el análisis de correlación entre el precio final medio real de la electricidad y la potencia nuclear instalada de cada país, no hay una correlación estadísticamente significativa en California. Se determinará por tanto la correlación entre la potencia nuclear instalada de España y Brasil, y de España y el Reino Unido. Para el caso entre España y Brasil, se obtiene un coeficiente de correlación de 0,70 con una $p < 0,0001$, conforme se observa en la Figura 128 y Figura 129, lo que demuestra que hay una alta correlación entre la potencia nuclear instalada de España y la de Brasil, aunque la potencia nuclear instalada en Brasil tiene una relación directa con el precio mientras que en España ésta tiene una relación inversa con el precio.

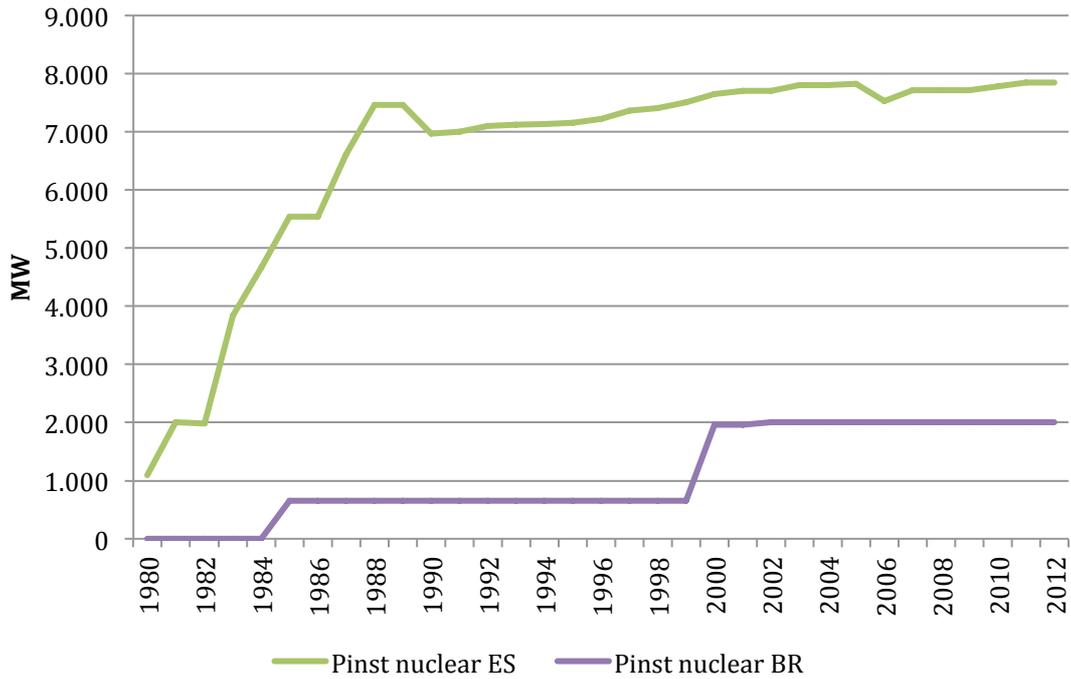


Figura 128. . Potencia nuclear instalada en España y en Brasil

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EPE, REE y MINETUR.

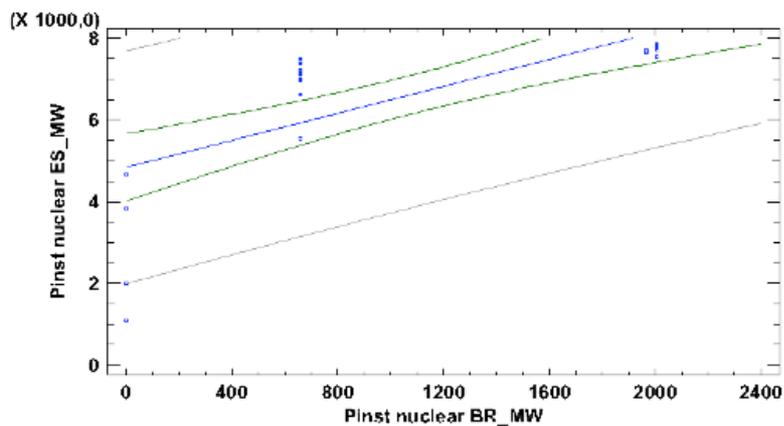


Figura 129. Dispersión potencia nuclear instalada en España y en Brasil

Para el caso entre España y el Reino Unido, esta correlación aparece representada en la Figura 130 y Figura 131, donde vemos que no hay una correlación significativa entre la potencia nuclear instalada de España y del Reino Unido, con un coeficiente de correlación de -0,32 y una p alta de 0,13.

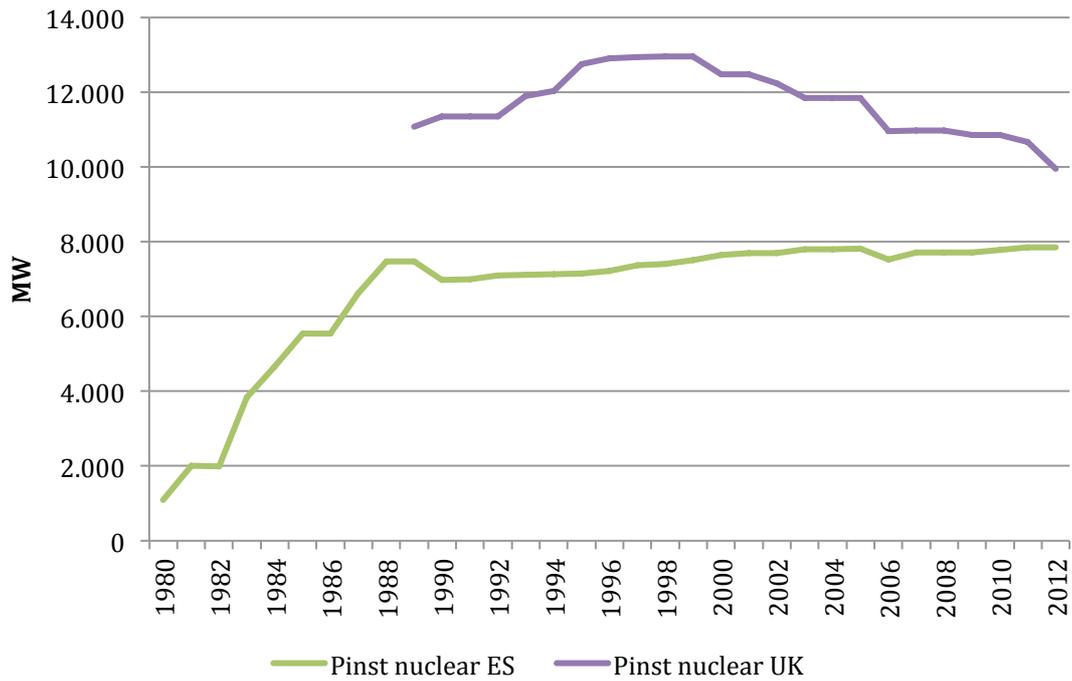


Figura 130. Potencia nuclear instalada en España y en el Reino Unido

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC, REE y MINETUR.

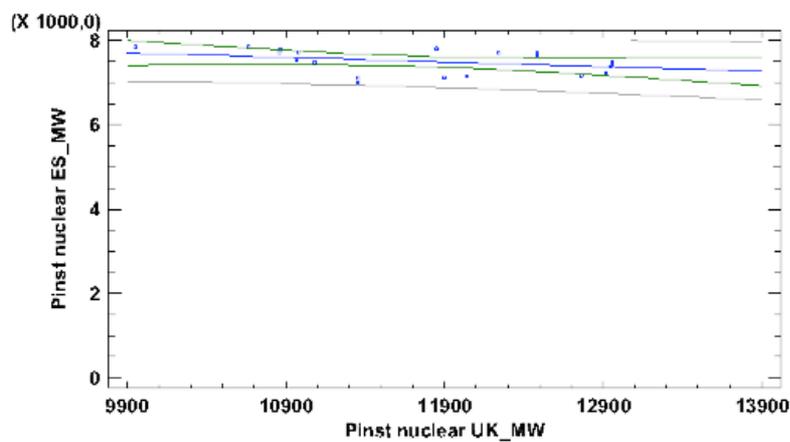


Figura 131. Dispersión potencia nuclear instalada en España y en el Reino Unido

8.4 Potencia de renovables instalada

En la Figura 132 está representada, para cada uno de los cuatro países analizados, la participación, sobre la potencia total, de la potencia instalada de origen renovable. Cabe

señalar sin embargo que las tecnologías consideradas como renovables no son exactamente las mismas en cada uno de los países. En Reino Unido, dentro de las centrales renovables están incluidas la eólica, la energía de las mareas, la energía de las olas, la solar fotovoltaica y las térmicas renovables; en California están incluidas la eólica, la geotérmica, la solar (térmica y fotovoltaica) y las térmicas renovables; en España están incluidas la eólica, la solar (térmica y fotovoltaica) y las térmicas renovables; y en Brasil están incluidas la eólica, la solar fotovoltaica y las térmicas renovables. En la gráfica se aprecia como en California la participación de las renovables se mantuvo prácticamente constante a lo largo de los años, mientras que en el resto de países fue creciendo durante los años 2000. En Brasil y Reino Unido el incremento fue muy similar, llegando a representar en el 2012 un 7% de la potencia total instalada en Brasil, y un 8% en el Reino Unido. Mientras que en España tuvo un incremento espectacular, representando el 29% del total en el 2012.

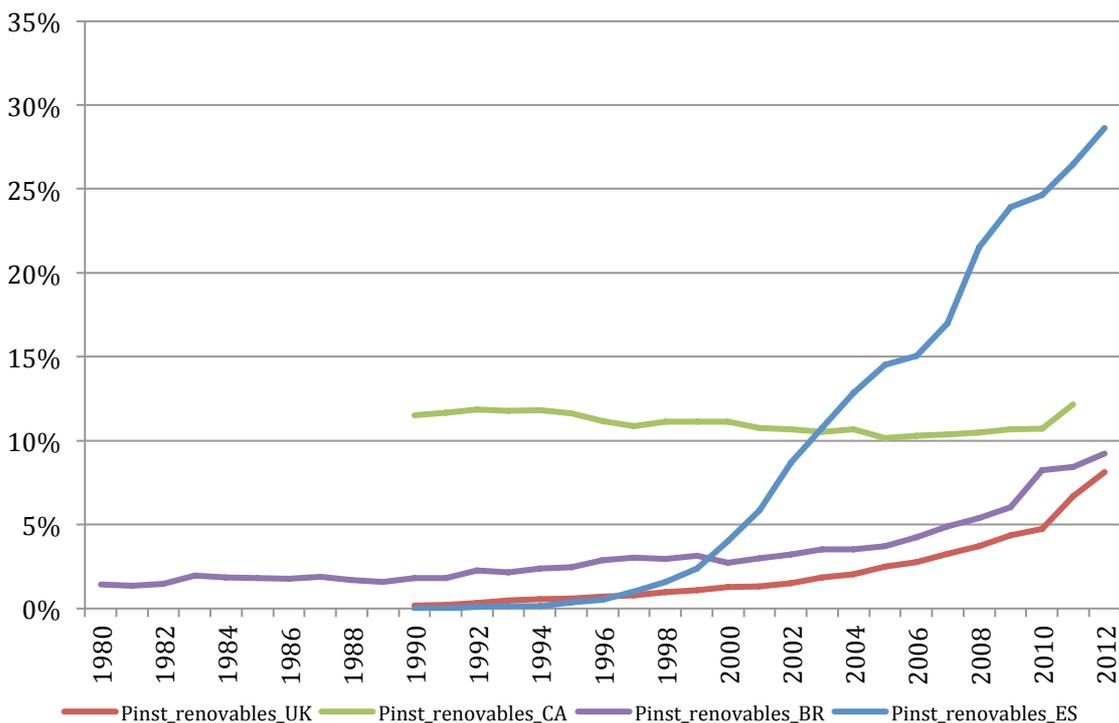


Figura 132. Participación de las renovables en la potencia total instalada

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC, EIA, EPE, REE y MINETUR.

Según el análisis de correlación entre el precio final medio real de la electricidad y la potencia de renovables instalada de cada país, se ha comprobado que no hay una correlación significativa en California ni en España. Aunque la potencia de renovables

instalada en España no presenta una relación con el precio final medio real de la electricidad en este país, si calculamos la correlación entre la potencia de renovables instalada de España y Brasil, se obtiene un coeficiente de correlación de 0,97 con una $p < 0,0001$, conforme se observa en la Figura 133 y Figura 134, demostrando la alta correlación entre la potencia de renovables instalada de ambos países. Se observa que los dos han tenido un aumento en la potencia de renovables instalada, aunque por razones distintas, en el caso de España por políticas de la Unión Europea de incentivo y estímulo en favor de las fuentes de energía renovables, mientras que en Brasil ha sido una decisión propia de invertir en renovables.

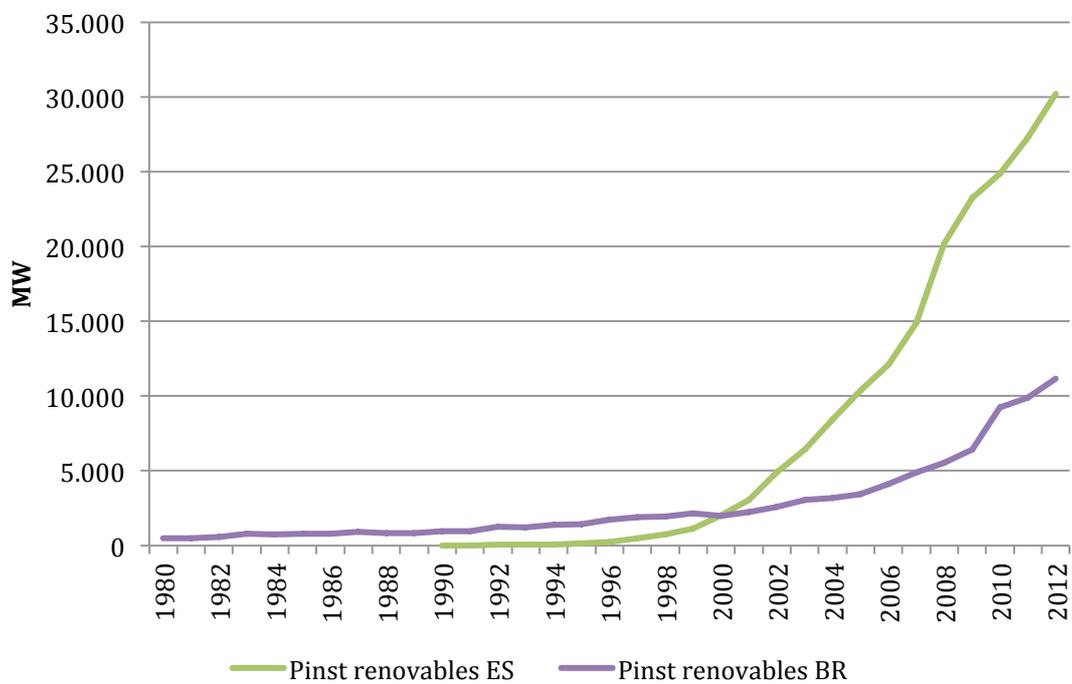


Figura 133. Potencia de renovables instalada en España y en Brasil

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC, EIA, EPE, REE y MINETUR.

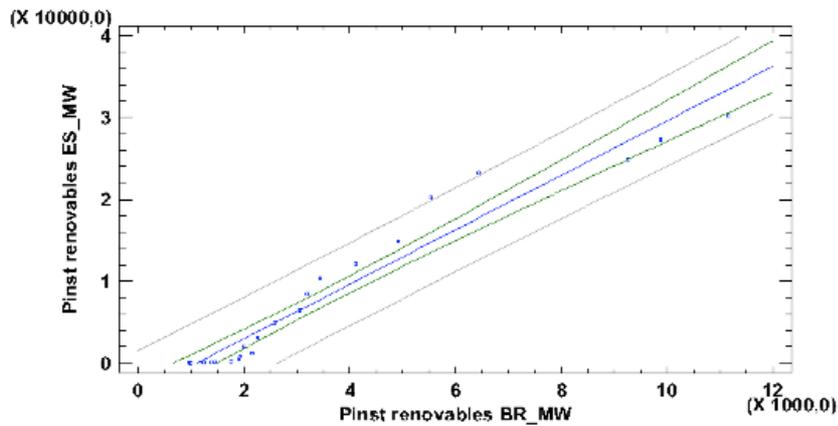


Figura 134. Potencia de renovables instalada en España y en Brasil

Calculando la correlación entre la potencia de renovables instalada de España y el Reino Unido, se obtiene un coeficiente de correlación de 0,97 con una $p < 0,0001$, conforme se observa en la Figura 135 y Figura 136, demostrando que hay una alta correlación entre la potencia de renovables instalada en España y la potencia de renovables instalada en el Reino Unido. El aumento en los dos países de la potencia instalada de renovables, teniendo como factor común las políticas de incentivo de la Unión Europea a favor de las renovables, no está correlacionado con el precio final medio real de la electricidad en España pero sí en el Reino Unido.

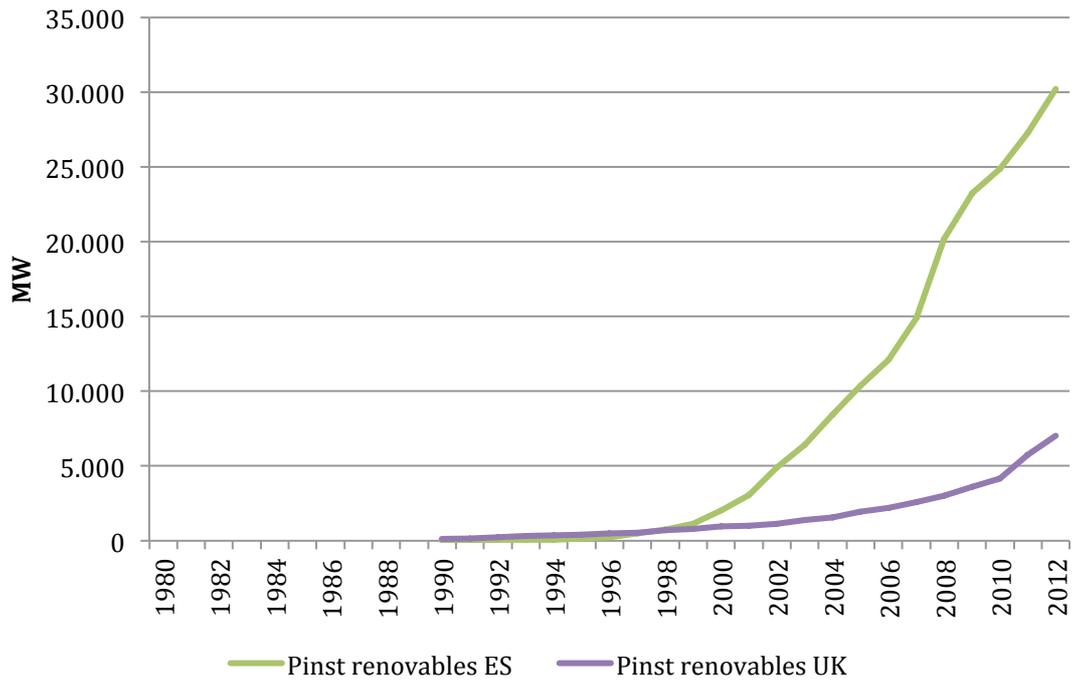


Figura 135. Potencia de renovables instalada en España y en el Reino Unido

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC, REE y MINETUR.

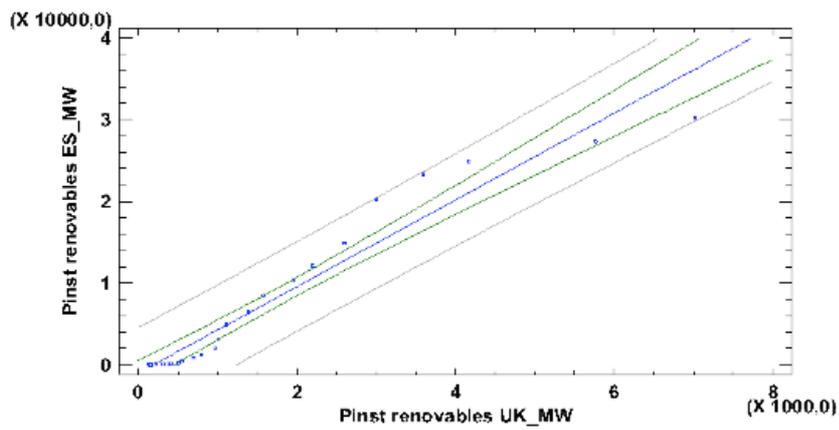


Figura 136. Potencia de renovables instalada en España y en el Reino Unido

8.5 Potencia instalada y potencia máxima demandada

Si trazamos en una misma gráfica las cuatro curvas de potencia instalada total obtenemos la Figura 137, donde se aprecia que en Brasil la potencia instalada se ha duplicado y en España el aumento ha sido del 150%, en el período entre 1990 y 2012. Mientras tanto en Reino Unido la potencia instalada se incrementó apenas un 23% durante este período y en California un 36% entre 1990 y 2011 (el dato de 2012 no está disponible). Por otro lado, según la Figura 138, entre el periodo de 1994 a 2012, donde más aumentó la potencia máxima demandada fue en Brasil (85%), seguido de España (74%), mientras que en California creció un 30% y en Reino Unido no hubo crecimiento significativo durante este periodo.

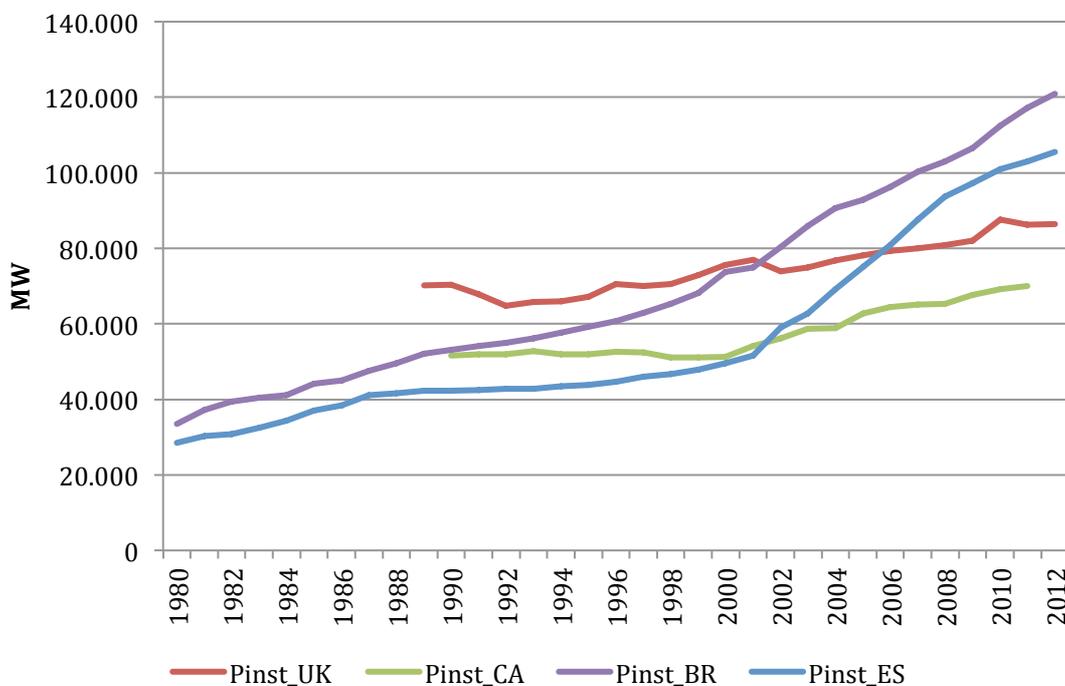


Figura 137. Potencia instalada en el Reino Unido, California, Brasil y España
 Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC, EIA, EPE, REE y MINETUR.

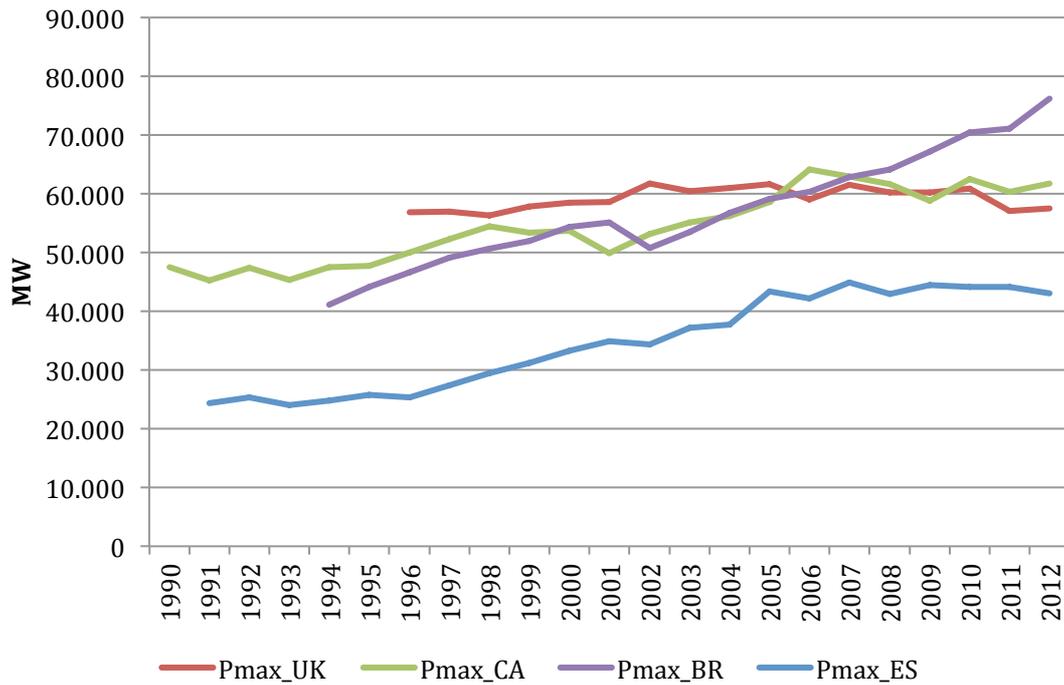


Figura 138. Potencia máxima demandada en el Reino Unido, California, Brasil y España

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC, EIA, ONS y REE.

8.6 Pinst/Pmax

Respecto a la P_{inst}/P_{max} , en la Figura 139 se observa que entre 1996 y 2012, el Reino Unido pasó de 1,24 al 1,5, sufriendo una reducción considerable entre el 2001 y el 2002. En el mismo período, Brasil pasa de 1,30 a 1,59, siendo que este incremento se da especialmente del 2001 al 2002 (final de la crisis energética en Brasil). España, es el país con el mayor salto en el P_{inst}/P_{max} , pasa de 1,76 al 2,45 (el importante aumento de la participación de generación no gestionables hace que esta relación crezca), aunque decrece de 1996 hasta el 2001, pasando desde entonces a presentar una tendencia creciente hasta el 2012. Mientras tanto California se mantiene prácticamente constante, pasando de 1,09 en 1990 a 1,16 en 2011, lo que demuestra su dependencia energética del exterior.

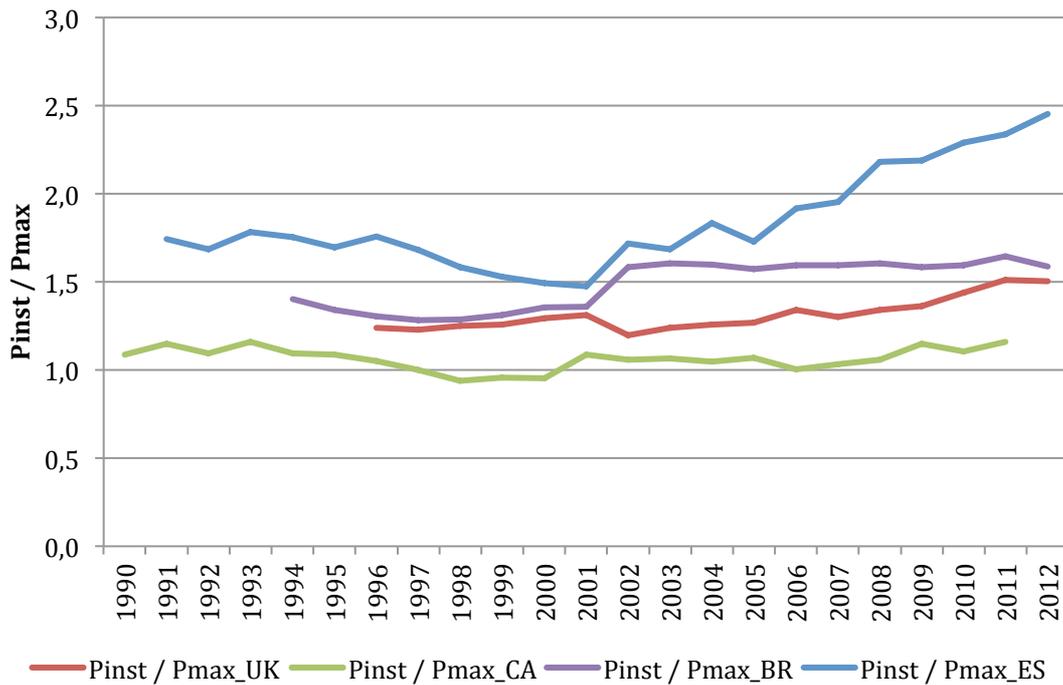


Figura 139. Pinst/Pmax en el Reino Unido, California, Brasil y España

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC, EIA, EPE, ONS, REE y MINETUR.

Considerando el análisis de correlación entre el precio final medio real de la electricidad y la Pinst/Pmax de cada país, se ha comprobado que no hay una correlación estadísticamente significativa en California. Por lo tanto, calculando en primer lugar la correlación entre la Pinst/Pmax de España y de Brasil, se obtiene un coeficiente de correlación de 0,70 con una $p < 0,01$, conforme se observa en la Figura 140 y Figura 141, demostrando que hay un alta correlación entre la Pinst/Pmax de ambos países. El aumento de la Pinst/Pmax en los dos países, con distintos ambientes regulatorios y distinto mix, está directamente relacionado con el precio final medio real de la electricidad. Para entender la razón de esta relación directa entre el aumento del precio y la la Pinst/Pmax se requiere de un análisis más exhaustivo. Como posibles causas de este hecho se podrían mencionar que, los generadores tienen unos márgenes muy altos (la diferencia entre lo que les cuesta generar y el precio a que venden la energía), o que, la retribución por los servicios complementarios es muy alta, lo que hace más atractiva la construcción de nuevas plantas de generación.

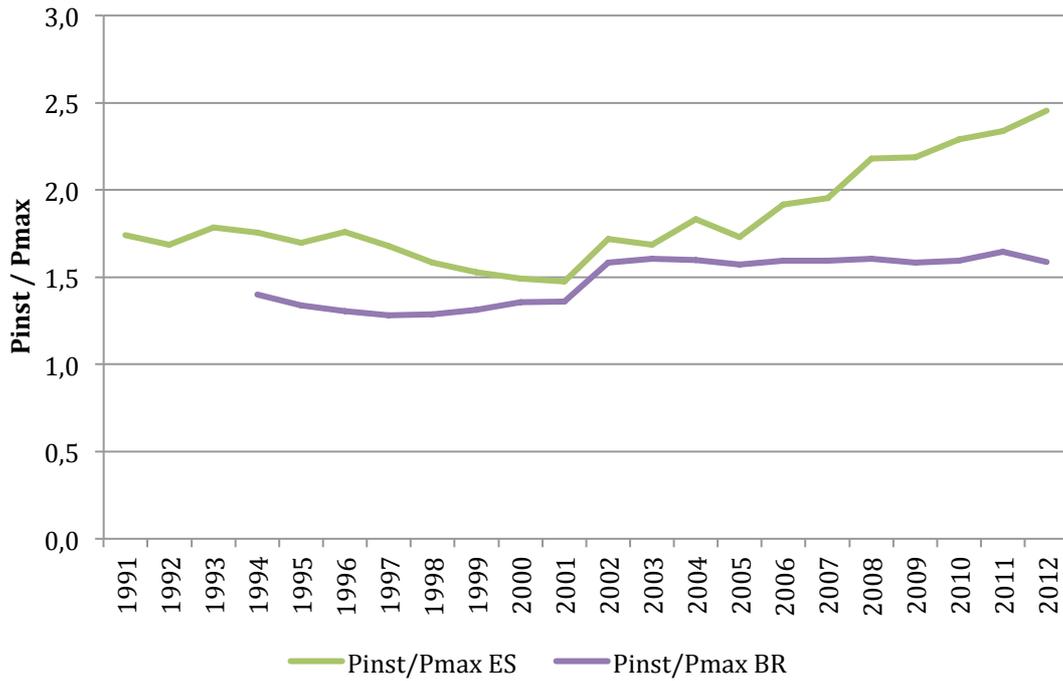


Figura 140. Pinst/Pmax en España y en Brasil

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del EPE, ONS, REE y MINETUR.

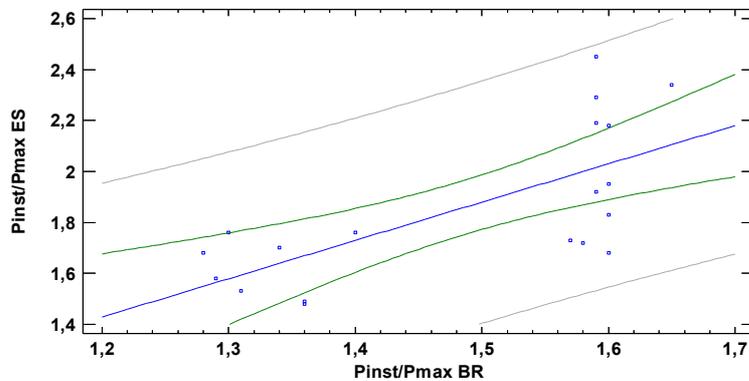


Figura 141. Dispersión Pinst/Pmax en España y en Brasil

En segundo lugar, calculamos la correlación entre la Pinst/Pmax de España y del Reino Unido, donde se obtiene un coeficiente de correlación de 0,84 con una $p < 0,0001$, conforme se observa en la Figura 142 y Figura 143, demostrándose que hay un alta correlación entre la Pinst/Pmax de ambos países.

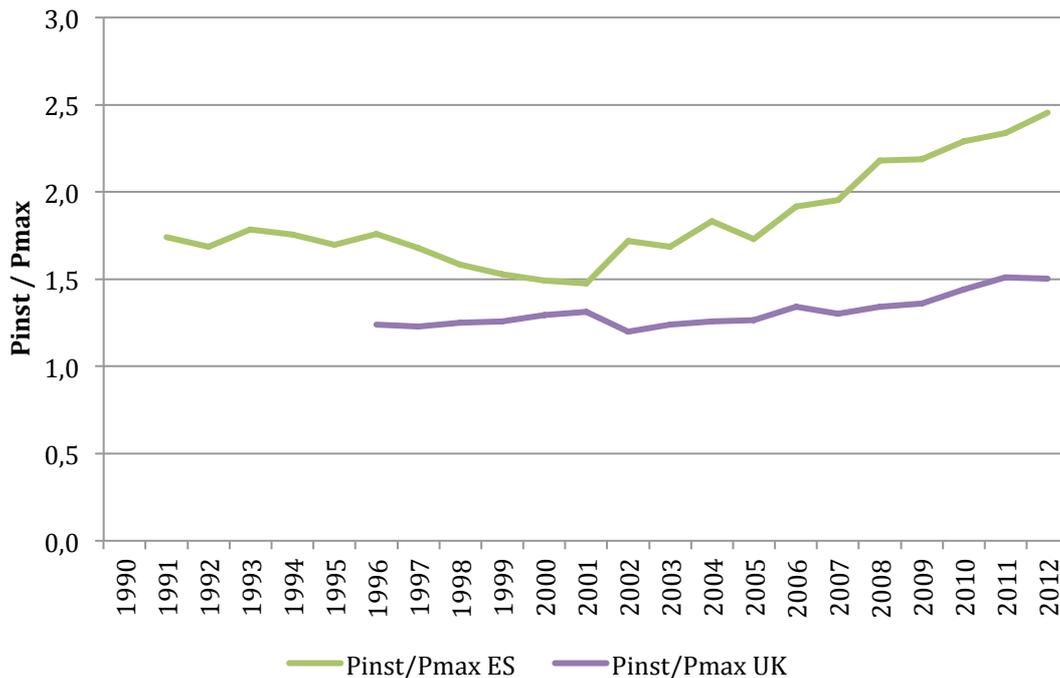


Figura 142. Pinst/Pmax en España y en el Reino Unido

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC, REE y MINETUR.

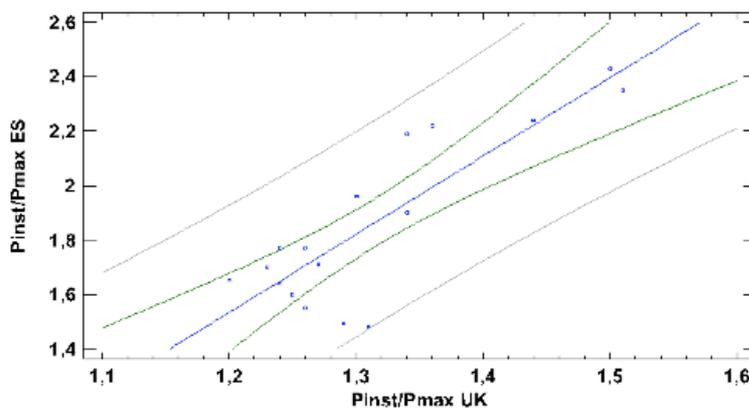


Figura 143. Dispersión Pinst/Pmax en España y en el Reino Unido

8.7 Consumo

En la Figura 144 se han representado las gráficas de consumo de los tres países y del estado de California. En ellas se observa que Brasil es el país en que más ha crecido la demanda -un comportamiento típico de un país en vías de desarrollo-, cuadruplicando

su consumo entre 1980 y 2012. Le sigue España con un incremento significativo del 177%, mientras que en California y el Reino Unido los crecimientos fueron más moderados, un 54% y un 42%, respectivamente.

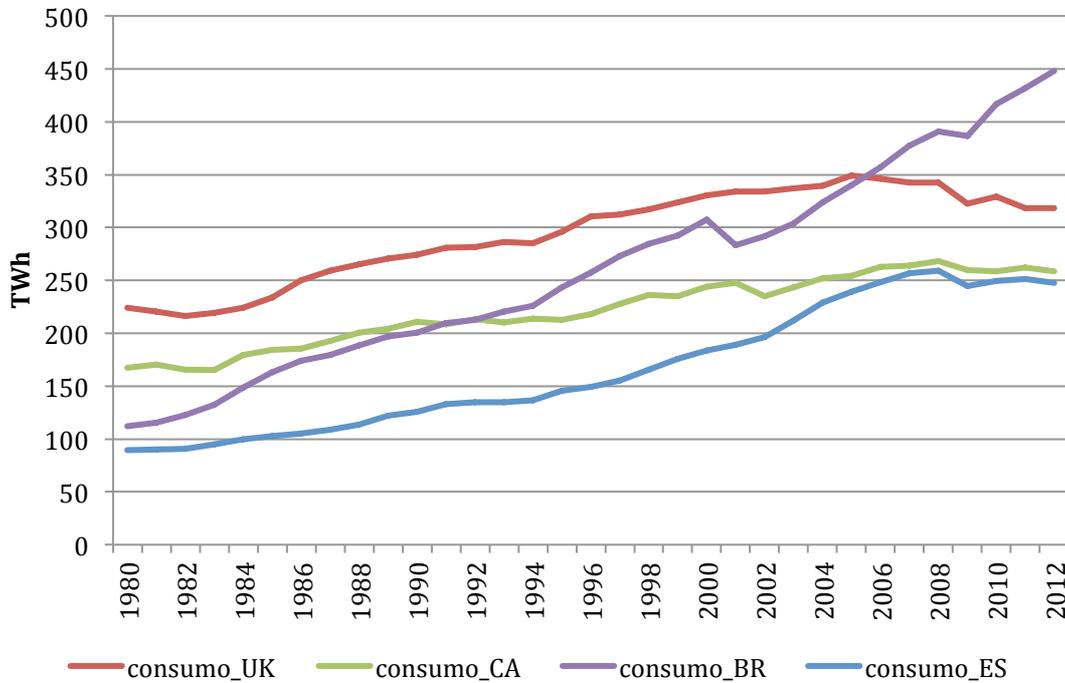


Figura 144. Consumo de electricidad en el Reino Unido, California, Brasil y España

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC, EIA, EPE, CNE y MINETUR.

Según el análisis de correlación entre el precio final medio real de la electricidad y el consumo de cada país, se ha comprobado que no hay una correlación estadísticamente significativa en California. Por lo tanto, calculando, por una parte, la correlación entre el consumo de España y el de Brasil, se obtiene un coeficiente de correlación de 0,97 con una $p < 0,0001$, conforme se observa en la Figura 145 y Figura 146, demostrándose que hay un alta correlación entre el consumo de España y el de Brasil, aunque el consumo en Brasil tiene una relación directa con el precio final medio real de la electricidad mientras que en España hay una relación inversa entre ambos.

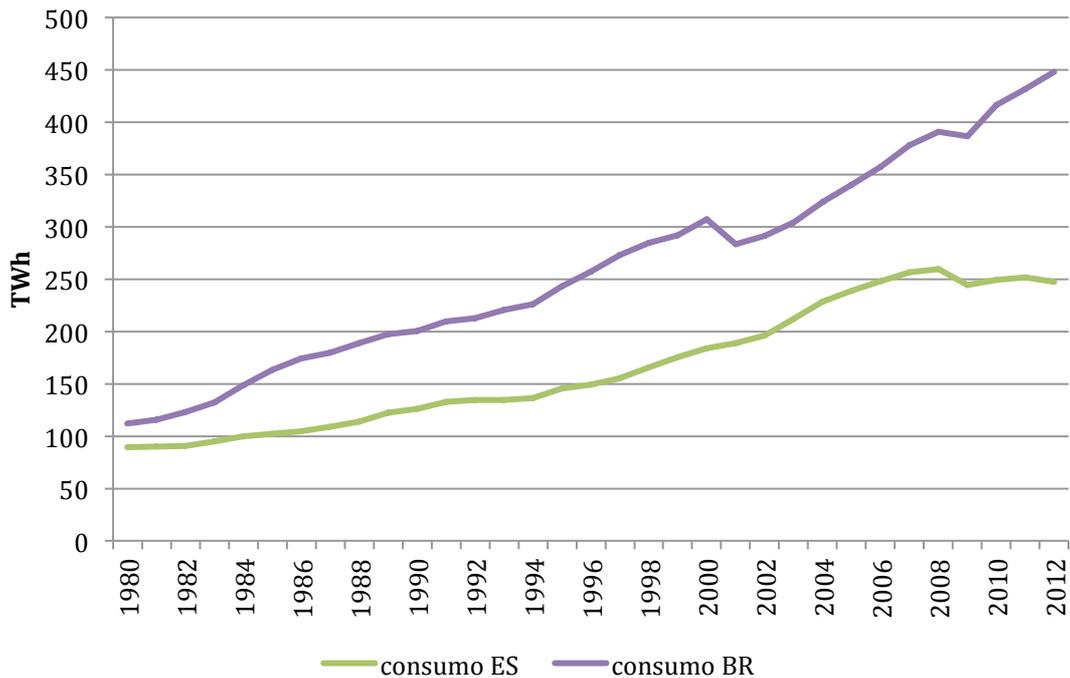


Figura 145. Consumo de electricidad en España y en Brasil

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del EPE, CNE y MINETUR.

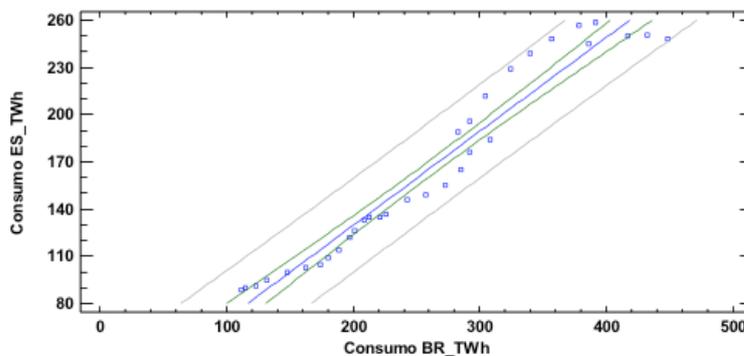


Figura 146. Dispersión consumo de electricidad en España y en Brasil

Por otra parte, para la correlación entre el consumo de España y el Reino Unido, se obtiene un coeficiente de correlación de 0,89 con una $p < 0,0001$, conforme se observa en la Figura 147 y Figura 148, demostrándose así la alta correlación entre el consumo de España y el del Reino Unido.

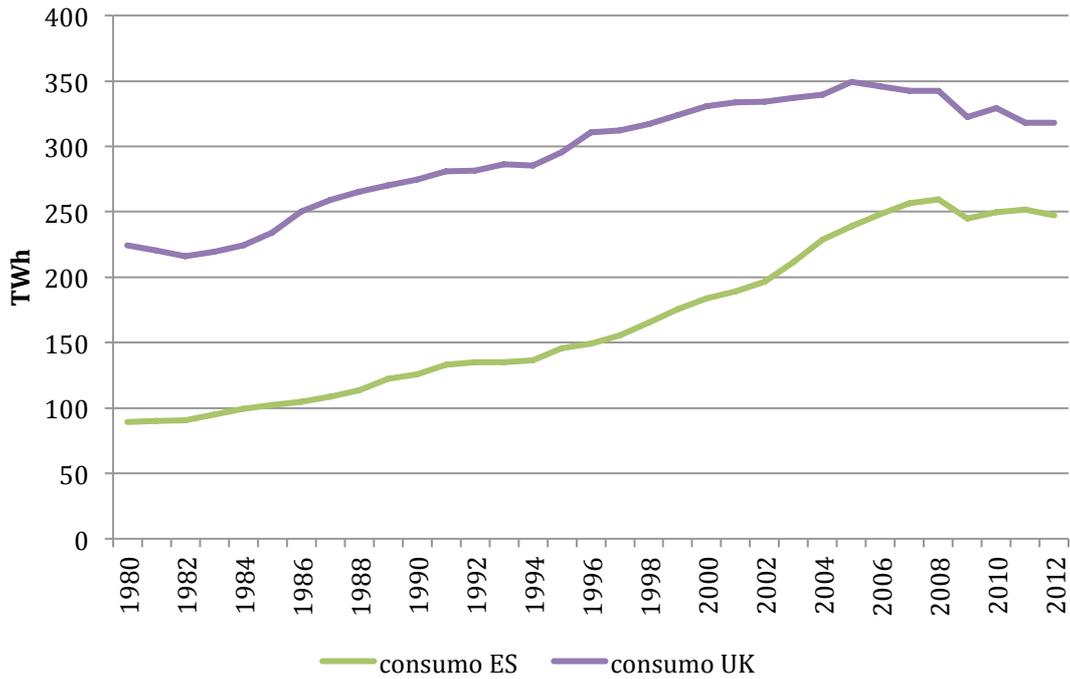


Figura 147. Consumo de electricidad en España y en el Reino Unido

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC, CNE y MINETUR.

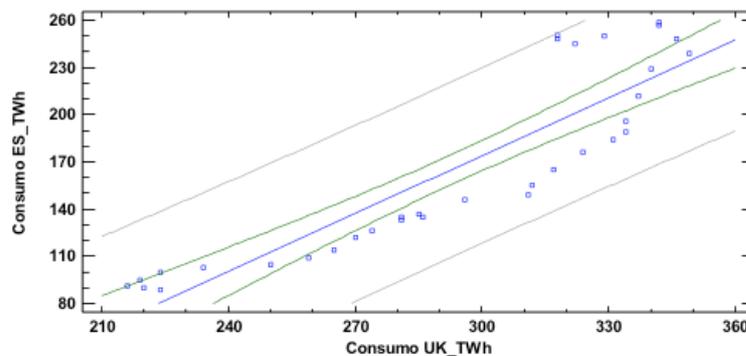


Figura 148. Dispersión consumo de electricidad en España y en el Reino Unido

8.8 Red de transporte

En la Figura 149 están representadas las curvas de la extensión de red de transporte en km para Brasil y España (los datos para el Reino Unido y California no se encuentran disponibles). Se aprecia un rápido crecimiento de la red de transporte brasileña que durante los últimos doce años vio incrementadas las infraestructuras en 53%, y además

este aumento en Brasil fue a la par con el incremento de la potencia instalada, confirmando así el rápido crecimiento de la economía de Brasil asociado a una mayor inversión en el sector eléctrico. También elevado ha sido el valor que se observa en España que, aunque algo más moderado, alcanzó valores del 39% en los últimos veintidós años.

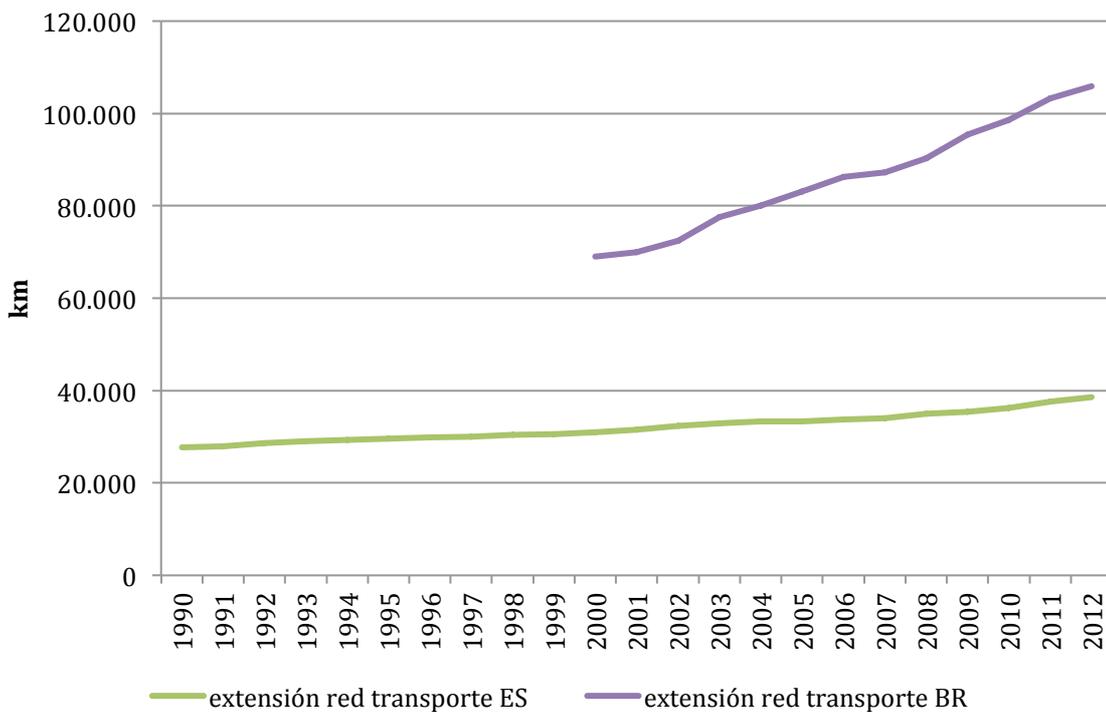


Figura 149. Extensión de la red de transporte en España y en Brasil

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EPE, CNE y MINETUR.

Del análisis de correlación entre el precio y la extensión de la red de transporte de Brasil y España, se ha comprobado que no hay una correlación significativa en ninguno de los dos.

8.9 Precio del gas natural

Según la Figura 150 el precio medio del gas natural en Europa era mucho más alto que en los EEUU a principios de los 80. Este precio se fue reduciendo a lo largo de los años, igualándose el de los EEUU a finales de los 90. El precio del gas en los EEUU empieza a elevarse en los años 2000, alcanzando su pico en el 2005 y presentando una tendencia a la baja desde entonces. En paralelo con EEUU, el precio del gas natural en Europa

también crece en los años 2000, pero su valor máximo, que se alcanza en 2008, algo más tarde que en los EEUU, llega a valores superiores allá, pero, en los dos años siguientes, este se reduce para volver a subir en el 2011 y 2012. El precio del gas natural en Brasil presenta un comportamiento oscilatorio durante el periodo de datos disponibles (2002-2012).

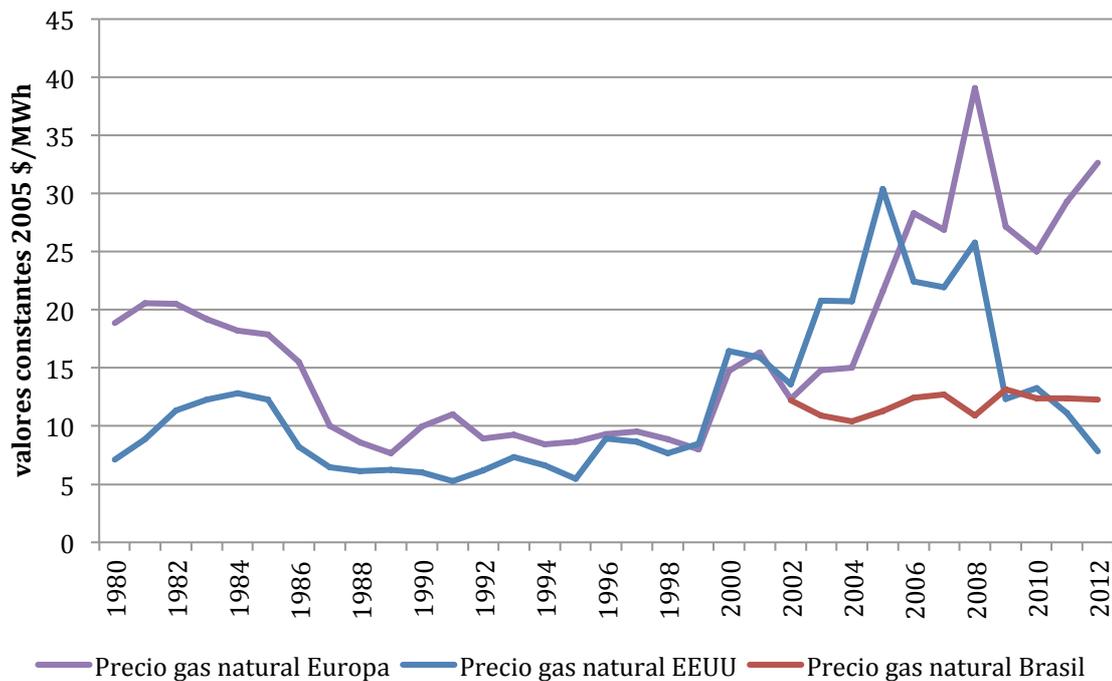


Figura 150. Precio del gas natural en Europa, los Estados Unidos y Brasil

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del World Bank y PETROBRAS.

8.10 Purchasing Power Parity - PPP

Los datos del PPP para, Reino Unido, España y California proceden de la OCDE, siendo los valores para California los emitidos para el conjunto de los EEUU, al no existir valores específicos por estado. Por otro lado, para la obtención de los datos de Brasil se han tomado dos fuentes, la OCDE y el IPEA. En la Figura 151 están representadas las cuatro curvas del PPP donde vemos que las curvas del Reino Unido y España presentan un comportamiento parecido. En el Reino Unido el valor de su PPP en 1980 es mayor que en España, pero ambos prácticamente convergen y coinciden entre el 86 y el 92. A partir del año 93 España sigue incrementando el valor de su PPP hasta 2005, año en que pasa a descender progresivamente. El Reino Unido mantiene valores ligeramente oscilantes prácticamente hasta el 2007 y, a partir del 2008, pasa a

incrementar su PPP. Las curvas de España y el Reino Unido vuelven a coincidir a partir del 2011. Mientras tanto, la curva de Brasil tiene un comportamiento completamente distinto, debido a la inestabilidad económica en Brasil en los 80 con los altos índices de inflación y los constantes cambios monetarios, el PPP en Brasil es prácticamente cero durante este período de los años 80 – remarcar que la curva del PPP de Brasil está en R\$/US\$-. Es a partir de 1994, con la implantación del programa de estabilización, cuando su PPP se eleva bruscamente, quedando en los años siguientes en paridad con el dólar entre el año 2000 y el 2001, y sigue su crecimiento rápidamente desde entonces, confirmando su condición de país en vías de desarrollo cuya economía ha estado creciendo muy rápidamente en pocos años.

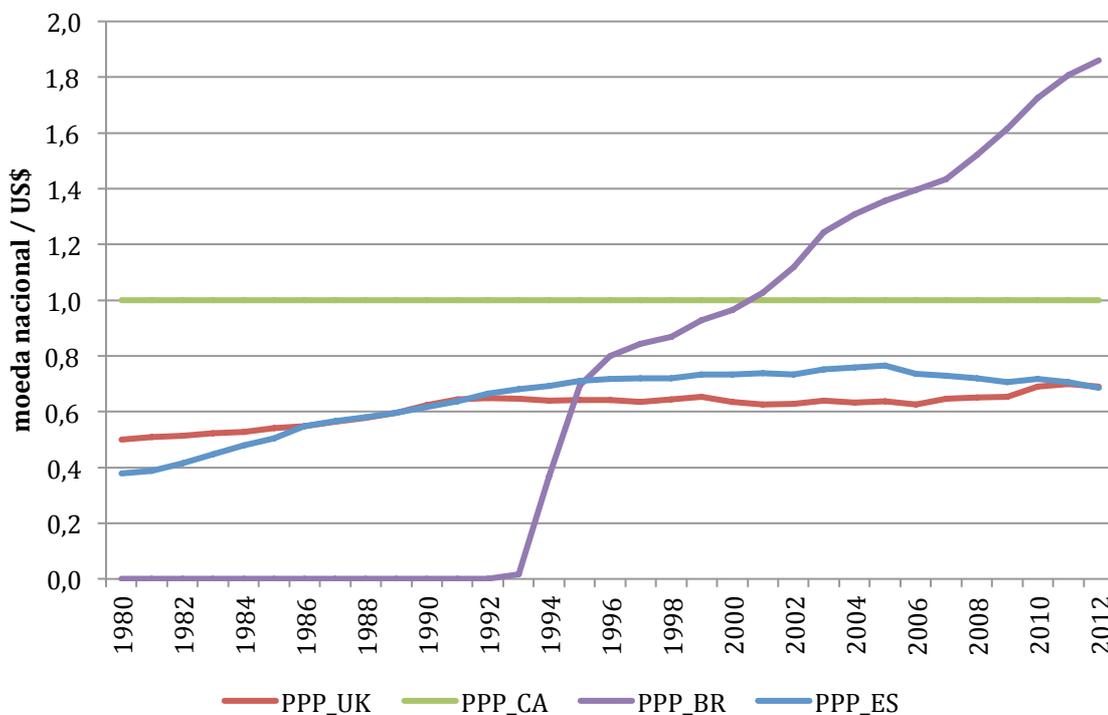


Figura 151. Curvas PPP del Reino Unido, California, Brasil y España

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la OCDE y IPEA.

8.11 Componentes del precio de la electricidad

A la hora de comparar los precios de la electricidad su composición es otro aspecto importante. En la Tabla 9 están representados los componentes del precio para cada uno de los países analizados. Estos componentes están clasificados en tres grupos: el grupo de mercado de generación, que incluye los componentes imprescindibles para el

funcionamiento del sistema eléctrico y cuyos precios están definidos por mecanismo de mercado; el grupo de mercado de suministro que incluye los costes de los servicios de las empresas suministradoras / comercializadoras; y el grupo regulado, que corresponde a los componentes de precio regulado u obligación regulada. Cabe destacar que algunos de los componentes del grupo regulado tienen definida su retribución a través de mecanismo de mercado, como por ejemplo las ROC en el Reino Unido cuyo precio es acordado entre el suministrador y el generador. En esta tabla, dentro del componente “cuotas de destino específico” que aparece en el grupo regulado, para California, Brasil y España están incluidos los componentes siguientes: en California, el *Demand Response Program*, el *RD&D*, la anualidad de recuperación del *DWR Bond* y la anualidad de recuperación del *Energy Recovery Bonds*; en Brasil, el I+D, la *Reserva Global de Reversão (RGR)*, la *Compensação Financeira pela Utilizaçãao de Recursos Hídricos (CFURH)*, el *Encargo de Serviços do Sistema (ESS)* y el *Encargo de Energia de Reserva (EER)*; y en España, la moratoria nuclear, la 2ª parte del ciclo de combustible nuclear, la compensación por interrumpibilidad, la compensación por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial, el Plan de viabilidad ELCOGÁS y la anualidad para recuperar el déficit de tarifa.

La Figura 152 representa el porcentaje del grupo de mercado de generación dentro del precio de la electricidad para el Reino Unido, California y España (los datos de Brasil no están disponibles). Se observa que España, en general, es el país en que este grupo tiene un mayor peso, llegando a alcanzar el 72% del precio. Le sigue California con valores que se mantienen bastante estables a lo largo del tiempo y van del 41% al 56%, aunque su histórico de datos disponibles sólo empieza en el 2006. Mientras, en el Reino Unido, la participación de este grupo de componentes dentro del precio de la electricidad se mantiene alrededor del 50%, reduciéndose por debajo del 30% en los años 2005 y 2008 como consecuencia de la reintegración vertical de las empresas eléctricas que posibilitó el traslado de costes de una actividad a otra (ej. generación y distribución) dentro de empresas de un mismo grupo.

Tabla 9. Componentes del precio de la electricidad del Reino Unido, California, Brasil y España

	Reino Unido	California	Brasil	España
Mercado Generación	- Energía	- Energía	- Energía	- Energía
	- Servicios complementarios	- Servicios complementarios	- Servicios complementarios	- Servicios complementarios
	- Operador del mercado	- Operador del mercado	- Operador del mercado	- Operador del mercado
Mercado Suministro	- Empresa suministradora	- Empresa suministradora	- Empresa comercializadora	- Empresa comercializadora
Regulado	- Distribuidora suministradora	- Distribuidora suministradora	- Distribuidora suministradora	- Comercializadora de último recurso
	- Transporte	- Transporte	- Transporte	- Transporte
	- Distribución	- Distribución	- Distribución	- Distribución
	- Operador del sistema	- Operador del sistema	- Operador del sistema	- Operador del sistema - Operador del mercado
	- Organismo regulador	- Organismo regulador	- Organismo regulador	- Organismo regulador
	- Renewable Obligation - Feed-in Tariff	- Self-Generation Incentive Program - California Solar Initiative	- PROINFA - Conta de Desenvolvimento Energético	- Primas al Régimen Especial
	- Community Energy Savings Programme - Carbon Emissions Reduction Target	- Energy Savings Assistance Program - Energy Efficiency Programs	- Programas de Eficiencia Energética	- Plan de Ahorro y Eficiencia Energética
	- Social tariffs	- California Alternate Rates for Energy	- Conta de Desenvolvimento Energético	- Bono social
	- Hydro Benefit Replacement Scheme and Common Tariff Obligation	-	- Conta de Consumo de Combustíveis	- Compensación extrapeninsular
	- Anualidad recuperación déficit de las pensiones	- Cuotas de destino específico	- Cuotas de destino específico	- Cuotas de destino específico

Nota: El hecho que un componente aparezca en ambos grupos, indica que tiene parte de su coste en cada grupo o bien que, a lo largo de un periodo, este componente ha pasado de un grupo al otro. La CDE aparece repetida en el mismo grupo debido a que tiene dos propósitos distintos, fomentar las energías renovables y subsidiar a los consumidores de renta baja.

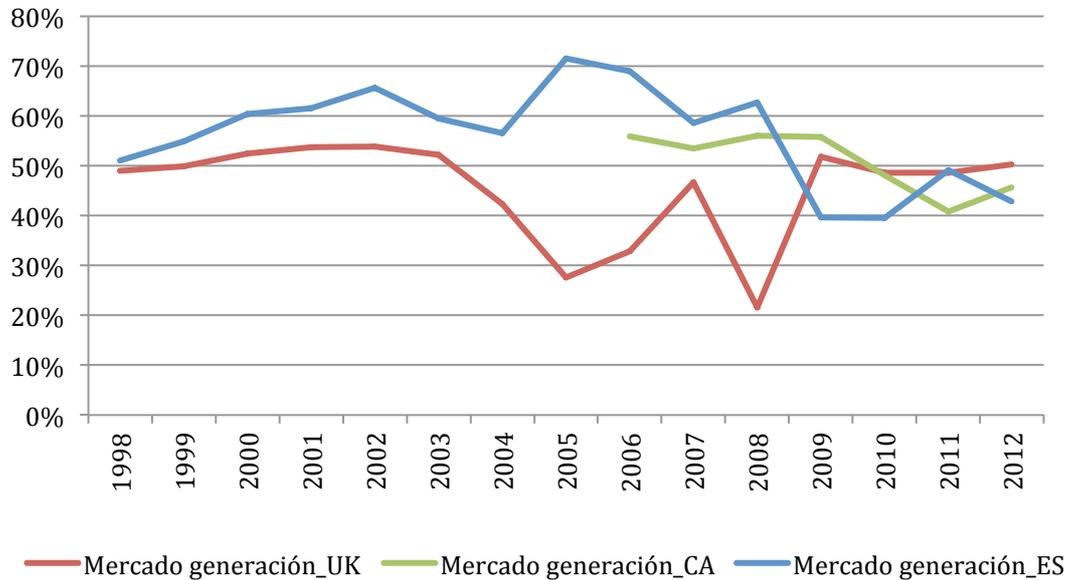


Figura 152. Participación del mercado de generación en el precio de la electricidad

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC, CPUC y CNE.

8.12 Precio final medio y precio final medio real de la electricidad

En la Figura 153 están trazadas las curvas del precio final medio de la electricidad y en la Figura 154 las del precio final medio real de la electricidad corregido con respecto a los costes diferidos en el tiempo y, por tanto, habiéndose imputado los gastos en el año en que fueron incurridos. Analizando la Figura 154, España es el país que presenta el precio más elevado a lo largo de los 20 años iniciales del período analizado, le sigue el Reino Unido y Brasil. Se observa que la curva de precio del Reino Unido presenta, en general, una tendencia decreciente desde 1982 hasta 2003 y la de Brasil, por su parte, desde el 80 hasta el 95 mantiene un comportamiento totalmente oscilante, lo que se justifica por la inestabilidad regulatoria vivida en el sector y en el país en general. En los años siguientes se observa como el precio en Brasil pasa a crecer continuamente hasta el 2005, cuando se realiza cambios en el modelo de reestructuración implantado y este pasa a reducirse. La curva de precio de California es la que se mantiene más constante, oscilando ligeramente (inestabilidad regulatoria) hasta finales de los 90 en

que se reduce alcanzando un mínimo en 1999 y crece abruptamente entre 2000 y 2001 debido a la conocida crisis del sector. A partir de 2001, cuando se suspende la reestructuración del sector eléctrico en California, esta vuelve a presentar el mismo comportamiento oscilatorio manteniéndose prácticamente constante. En el Reino Unido y España, los años 2003 y 2004 respectivamente, se produce un cambio de la tendencia a la baja que se venía observando en el precio final medio real de la electricidad invirtiendo así su tendencia a lo largo de los siguientes años. En 2007 las curvas de precio de España, California y el Reino Unido convergen, y vuelven a separarse en los años siguientes con España elevándose y retomando el mayor valor y por su parte Brasil se reduce tendiendo a acercarse a California y al Reino Unido.

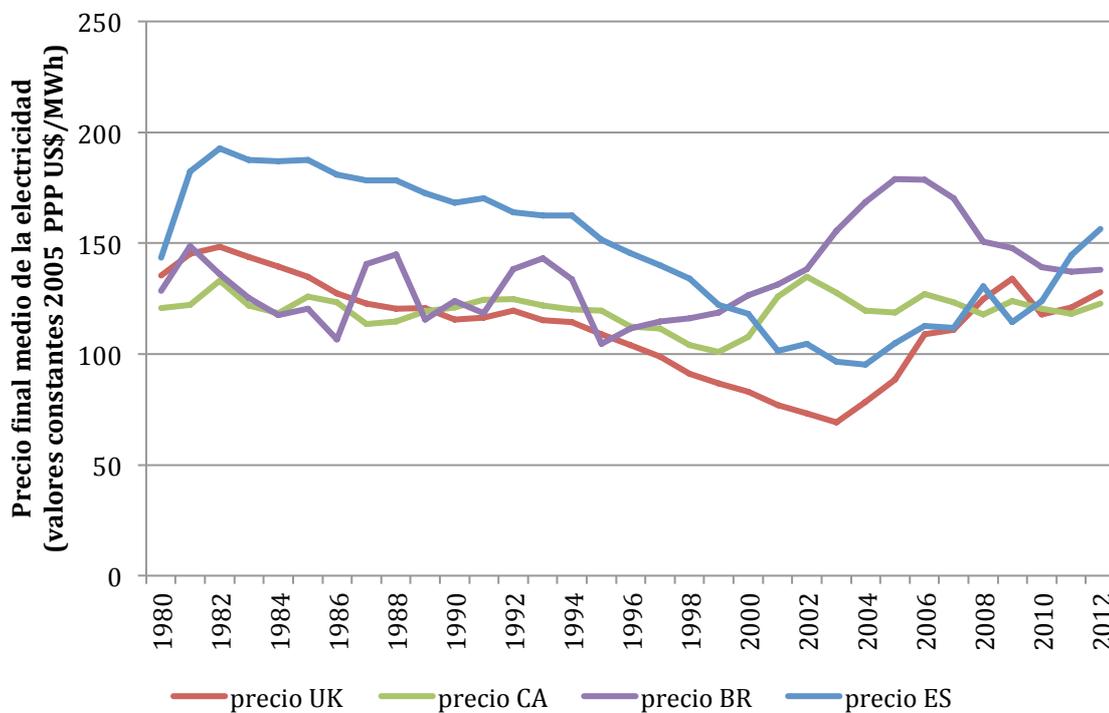


Figura 153. Precio final medio de la electricidad: Reino Unido, California, Brasil y España
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC, EIA, Eletrobras, ANEEL, CNE y MINETUR.

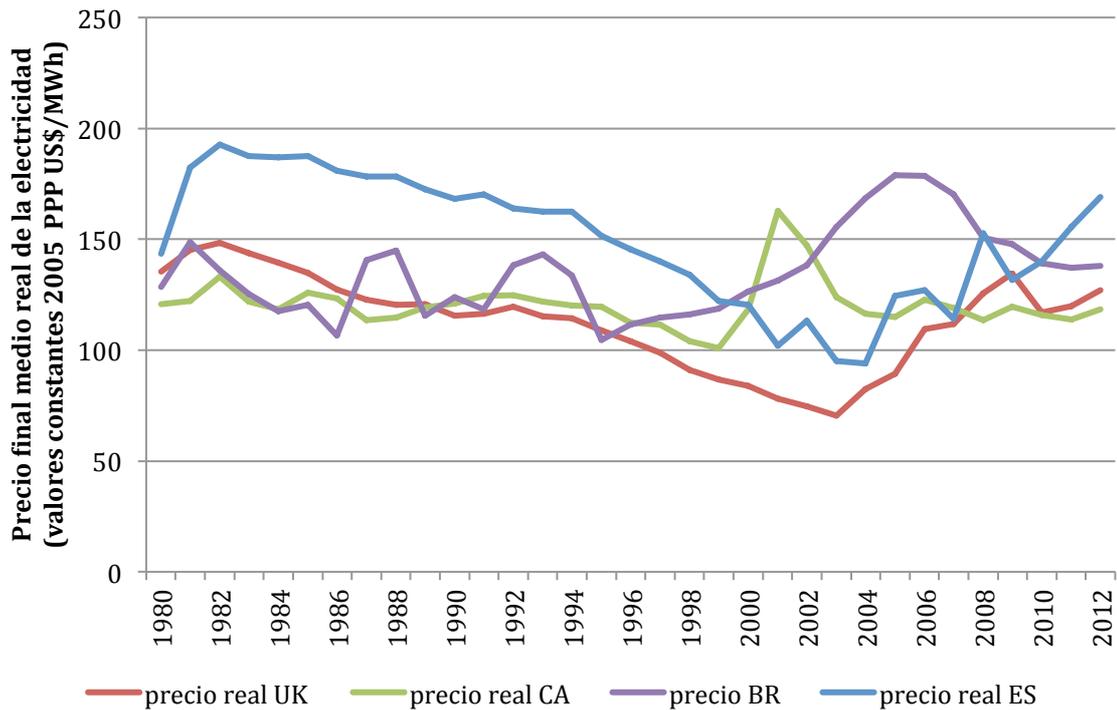


Figura 154. Precio final medio real de la electricidad: Reino Unido, California, Brasil y España
 Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DECC, EIA, Eletrobras, ANEEL, CNE y MINETUR.

La correlación entre el precio final medio real de la electricidad en España y en el Reino Unido, nos da un coeficiente de correlación de 0,84 con una $p < 0,0001$, conforme se observa en la Figura 155, señalando la evolución similar de ambos precios. Aunque son sistemas eléctricos distintos, el entorno económico de los dos países es muy similar, haciendo que los precios estén correlacionados.

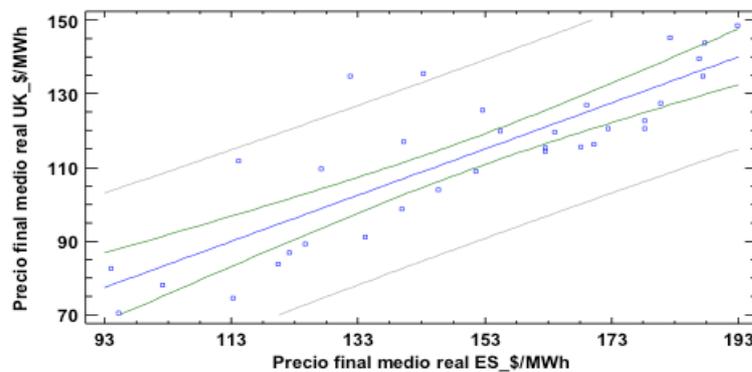


Figura 155. Dispersión precio final medio real de la electricidad en España y en el Reino Unido

Por su parte, la correlación entre el precio final medio real de la electricidad en España y en California, nos ofrece un coeficiente de correlación de -0,12 con una p muy alta de 0,49, lo que indica que no hay correlación significativa entre ambos conforme se observa en la Figura 156. Son dos sistemas eléctricos distintos, en entornos económicos distintos, y además California mantuvo un sistema de mercado por muy poco tiempo, indicando que en un sistema regulado los precios se han mantenido prácticamente constantes durante 32 años. Eso nos hace cuestionar a cerca de qué sistema funciona mejor, mercado o regulado. Aunque la respuesta a esta pregunta todavía no esté tan clara, quizás una regulación adecuada no funcione peor que un sistema de mercado.

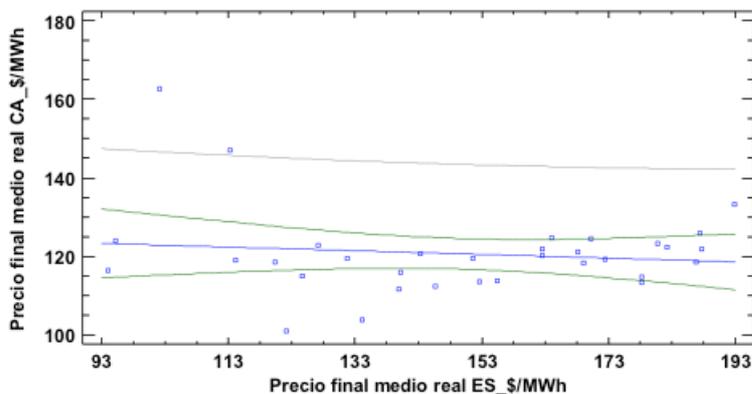


Figura 156. Dispersión precio final medio real de la electricidad en España y en California

Por último, para la correlación entre el precio final medio real de la electricidad en España y en Brasil, se obtiene un coeficiente de correlación de -0,42 con una p de 0,02, lo que indica la existencia de una correlación media negativa entre ambos, conforme se observa en la Figura 157. Se ha visto que aunque hayan compartido un crecimiento acelerado en potencia instalada, en consumo y en Pinst/Pmax, sin embargo en este último el crecimiento de Brasil no ha sido tan acentuado como el de España, el precio ha tenido un comportamiento inverso entre ellos demostrando probablemente la relevancia de los distintos entornos económicos en que se encuentran y de las reglas de funcionamiento del mercado de electricidad también muy diferentes.

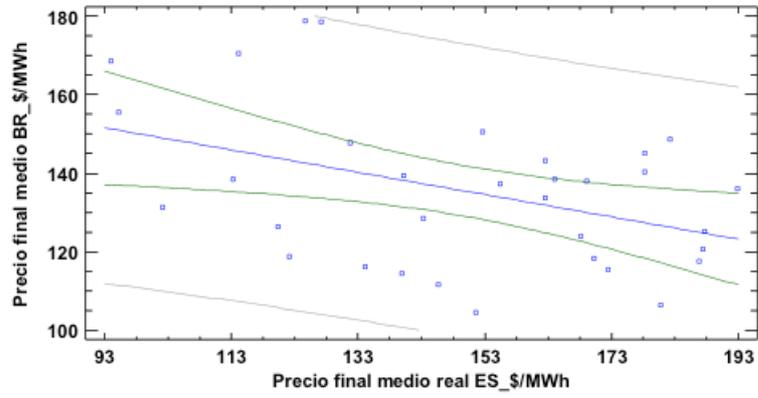


Figura 157. Dispersión precio final medio real de la electricidad en España y en Brasil

9 Repercusión de las energías renovables en España

Del análisis comparativo entre los cuatro países, se observa que la particularidad de España respecto al resto es la elevada participación de la potencia de renovables instalada respecto a la potencia instalada total, creciendo muy rápidamente a partir de principios del año 2000 (Figura 132) y coincidiendo con el rápido incremento en la P_{inst}/P_{max} , muy superior también a la de los otros países, siendo prácticamente el doble que en California en 2011 (Figura 139). Además, se ha verificado que para España no hay una correlación significativa entre la potencia de renovables instalada y el precio final medio real de la electricidad (Figura 111 y Tabla 7), en consecuencia, puede rechazarse la hipótesis de aumento de precio como consecuencia de la promoción de renovables en términos generales. Por lo tanto, en este capítulo se realiza un análisis más detallado de la influencia de cada una de las tecnologías renovables en el precio, relacionando el mismo con las primas correspondientes a cada tecnología.

En la Figura 158 se ha representado la gráfica de potencia instalada del Régimen Especial por tipo de tecnología (datos CNE/CNMC) y en la Figura 159 la gráfica de las primas del Régimen Especial por tecnología (datos CNE/CNMC). Los datos aquí utilizados de potencia instalada y primas proceden de la liquidación de la CNE/CNMC, no coincidiendo exactamente con los datos de potencia instalada de REE/MINETUR. La diferencia en los datos entre las fuentes se debe a que algunas instalaciones del Régimen Especial no son gestionadas por REE y por lo tanto no estarían contempladas en sus bases de datos. El período del análisis comprende desde el inicio del Régimen Especial (y consecuentemente de las primas) en 1998 hasta 2012, abarcando así el horizonte esencial para el análisis. Relacionando ambas gráficas se observa que, aunque la tecnología eólica ha sido la que más se ha incrementado a lo largo de los años y es claramente la tecnología con mayor representatividad en la potencia instalada total de renovables, con más de 22.000 MW, comparado con la solar fotovoltaica que tiene más de 4.000 MW, y con la solar térmica, las térmicas renovables y la hidráulica que tienen cada una alrededor de 2.000 MW; el total de las primas concedidas a las tecnologías solares a partir del 2009, en especial a la fotovoltaica, es superior al total de las primas a la eólica. Otra tecnología que también sufre un incremento considerable en el importe de primas recibido es la cogeneración que, aunque no sea renovable también está

incentivada atendiendo a criterios de eficiencia energética, a partir del 2006 empieza a crecer llegando incluso a superar a la eólica en el 2012.

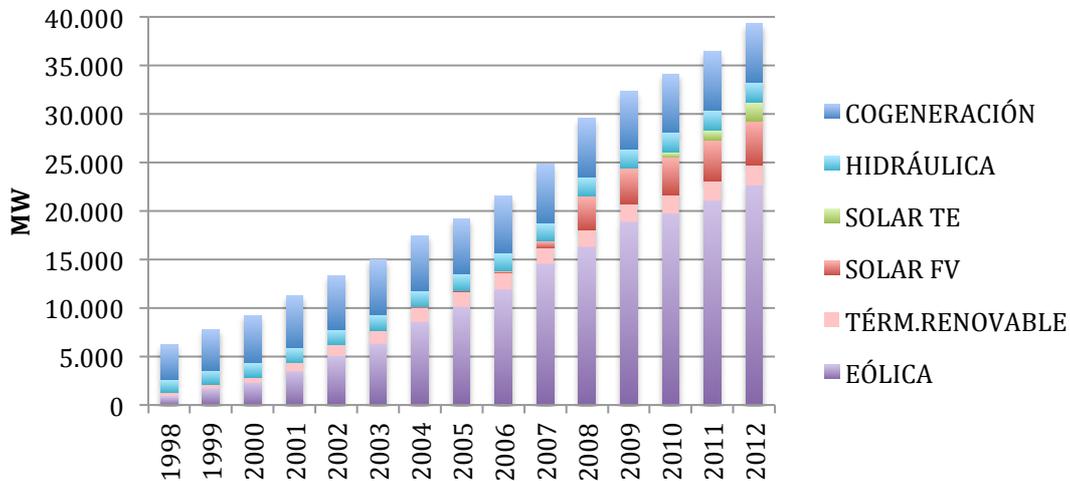


Figura 158. Potencia instalada Régimen Especial por tipo de tecnología en España 1998-2012

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE.

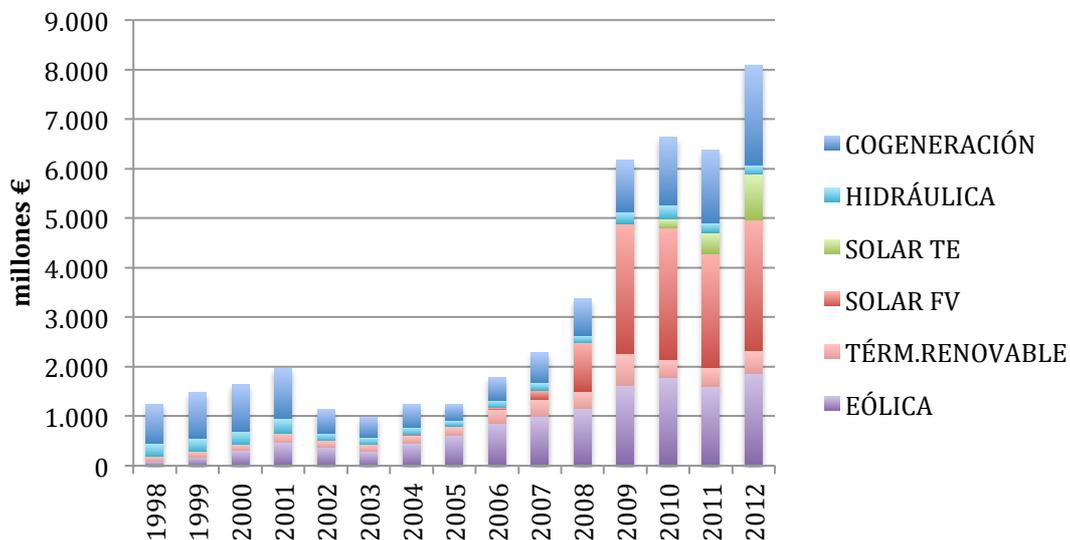


Figura 159. Primas Régimen Especial por tipo de tecnología en España 1998-2012

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE.

En la Figura 160 tenemos la gráfica de evolución de los importes de las primas pagadas a cada una de las tecnologías del Régimen Especial y la evolución del precio final medio real de la electricidad en España desde 1998 hasta 2012.

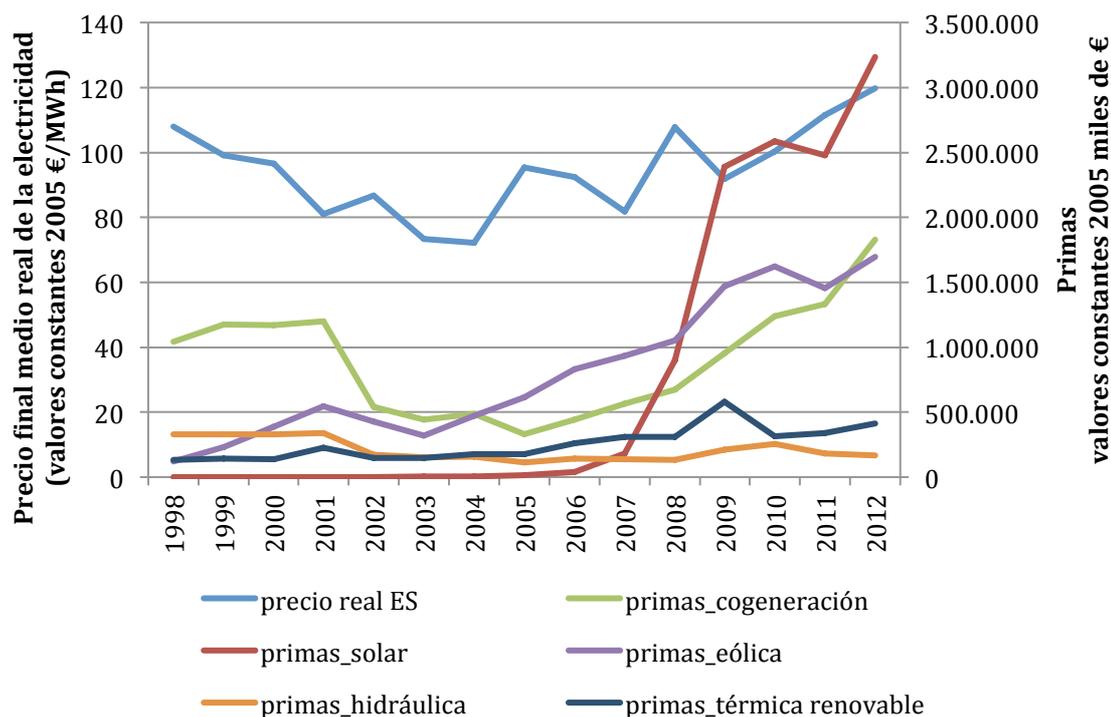


Figura 160. Primas Régimen Especial y precio final medio real de la electricidad en España

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE y MINETUR.

Para poder hacer una comparación entre la curva del precio con las primas, se dividen los importes de las primas entre el consumo total en España (y no por los MWh generados por cada tecnología), obteniendo así las primas en €/MWh. El objetivo del análisis no es ver cuánto ha costado el MWh producido por cada tecnología sino qué repercusión ha tenido en el sistema cada tecnología. Si superponemos ambas curvas obtenemos la gráfica de la Figura 161.

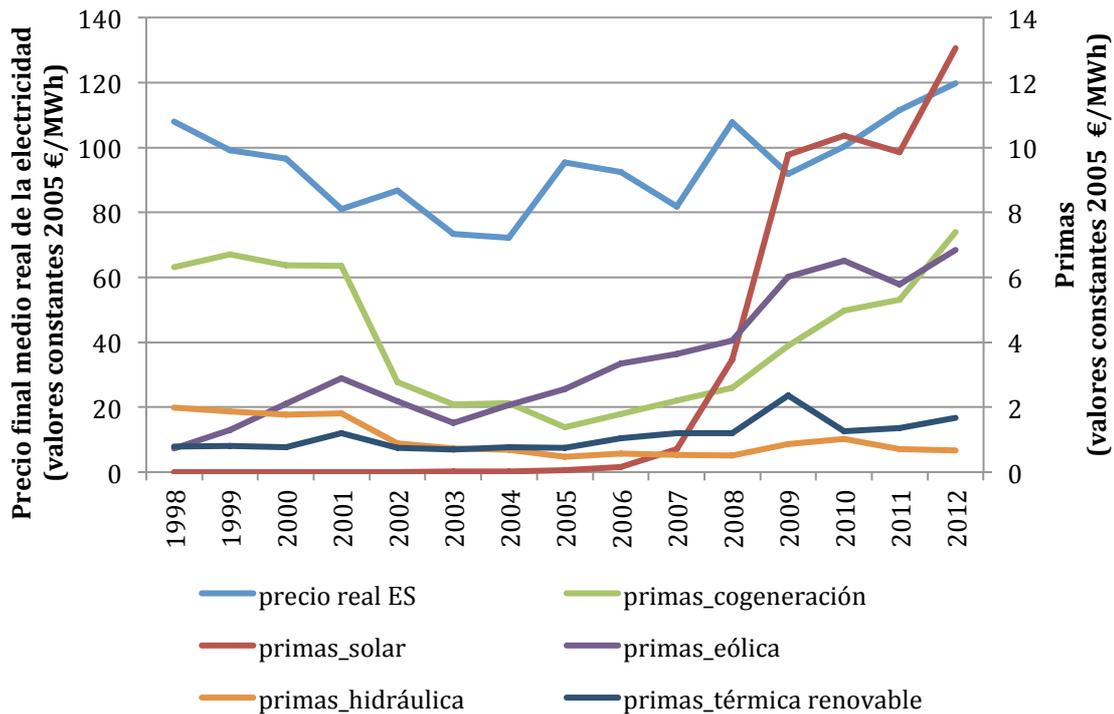


Figura 161. Primas Régimen Especial y precio final medio real de la electricidad en €/MWh
 Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE Y MINETUR.

Si relacionamos la curva del precio final medio real de la electricidad en España con las curvas de las primas para cada tecnología (Figura 160 y Figura 161) , se observa una similitud en el comportamiento de la curva de precio con la curva de las primas de cogeneración. Las curvas de las primas de hidráulica y de térmica renovable se mantienen prácticamente constantes, mientras que las curvas de las primas de eólica y solar presentan una tendencia creciente. La curva de las primas de eólica mantiene una tendencia de crecimiento prácticamente lineal durante todo el período, mientras que la curva de las primas de la solar crece abruptamente a partir del 2008. Hasta el año 2004, el precio presentaba una tendencia decreciente, invirtiendo esta tendencia a partir del 2005.

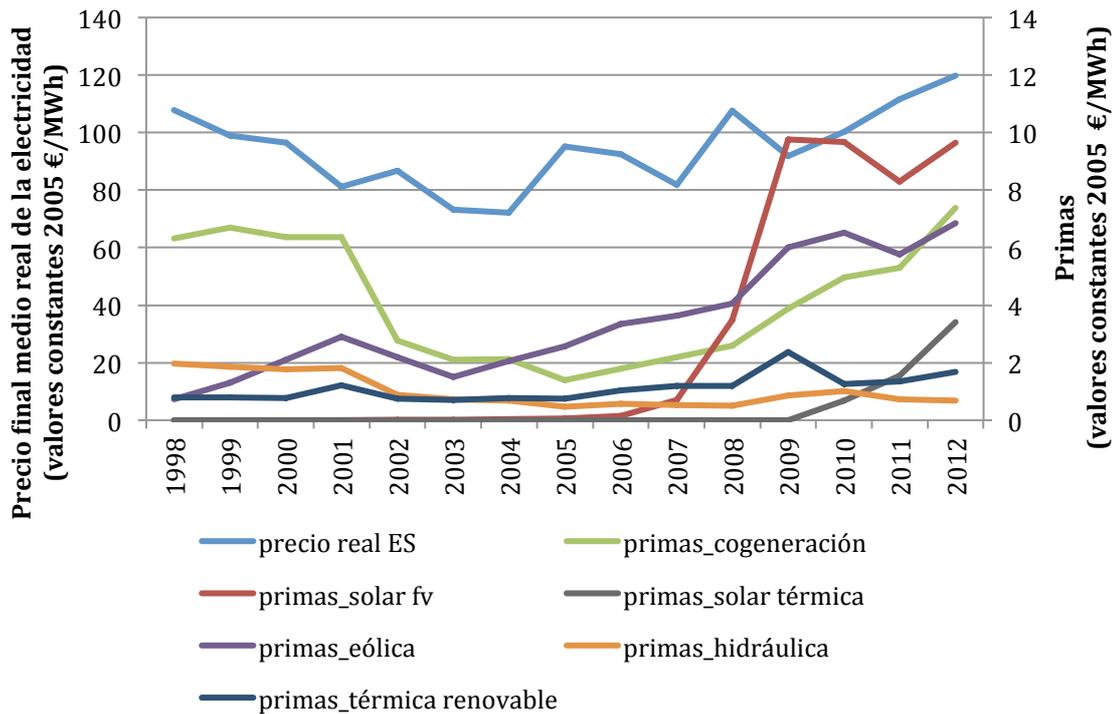


Figura 162. Precio y primas Régimen Especial en €/MWh separando las tecnologías solares
 Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE Y MINETUR.

En la Figura 162 tenemos las curvas de las primas solar fotovoltaica y solar térmica separadas a partir del 2010 (hasta el año 2009 los datos para la solar fotovoltaica incluyen las dos tecnologías solares), resaltando el peso de la solar térmica en los últimos años.

En la Figura 163 tenemos las primas representadas como porcentaje del precio final medio real, indicando así la participación de la prima de cada tecnología en este precio. Se observa que desde el 2009 la solar fotovoltaica es la tecnología con mayor peso en el precio, seguida de la eólica y la cogeneración.

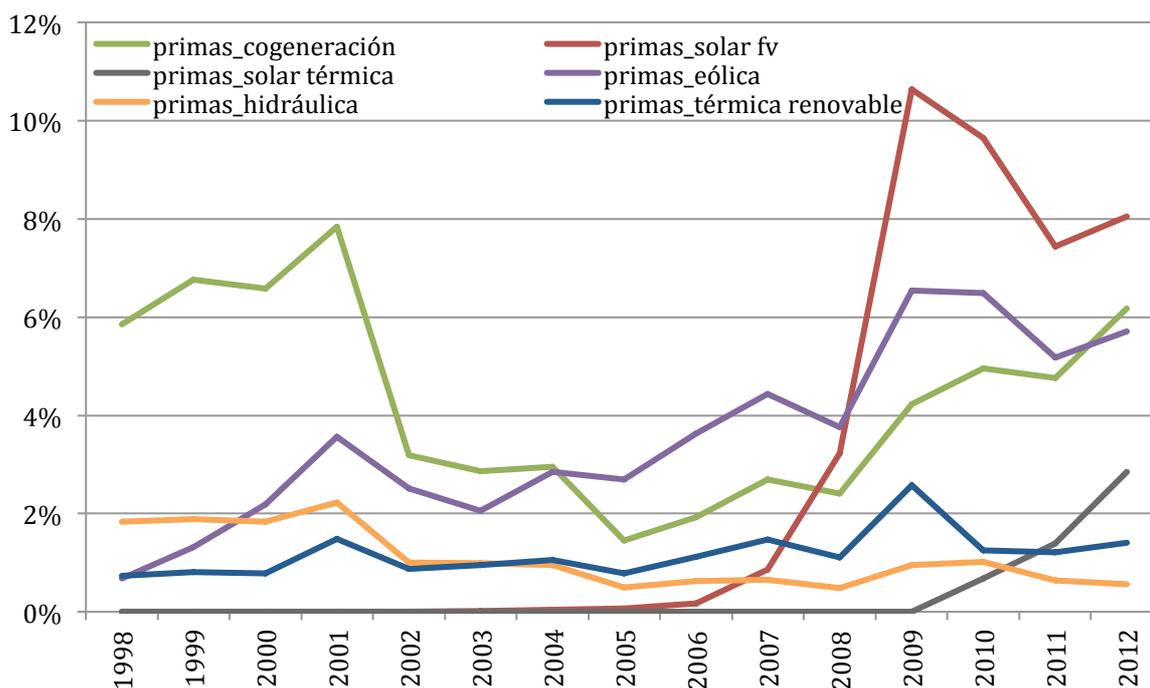


Figura 163. Porcentaje de participación de cada prima en el precio final medio real

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE Y MINETUR.

Si se calcula el coeficiente de correlación entre cada una de las primas (en €/MWh), y el precio final medio real se obtienen los siguientes valores:

Tabla 10. Correlación entre primas y el precio final medio real

	r	r²	p
HIDRÁULICA	0,08	0,01	0,77
TÉRMICA RENOVABLE	0,31	0,10	0,26
EÓLICA	0,47	0,22	0,08
COGENERACIÓN	0,55	0,31	0,03
SOLAR	0,60	0,36	0,02
SOLAR FV	0,55	0,30	0,03
SOLAR TE	0,64	0,41	0,01

Queda patente a la vista de la Tabla 10 que existe una correlación alta entre el precio y las primas de las tecnologías solares, siendo más alta para la solar térmica que para la solar fotovoltaica, así como para la cogeneración. La eólica y la térmica renovable presentan un coeficiente de correlación medio, aunque el coeficiente de correlación al cuadrado (r^2), el cual indica la proporción de varianza de una variable asociada a la otra variable, de la eólica es 0,22 con una p de 0,08, mientras que la térmica renovable es 0,10 con una p de 0,26, siendo este último valor de p muy alto lo que constata la gran probabilidad de que la correlación sea por azar. Y para la hidráulica su coeficiente de correlación es muy bajo.

Si calculamos estos mismos coeficientes de correlación entre cada una de las primas (en €/MWh) y el precio final medio real descontando el efecto del resto de las primas los resultados son diferentes como se observa en la Tabla 11.

Tabla 11. Correlación entre primas y el precio final medio real descontando el efecto del resto de las primas

	r	r²	p
HIDRÁULICA	0,18	0,03	0,52
TÉRMICA RENOVABLE	-0,13	0,02	0,63
EÓLICA	0,14	0,02	0,62
COGENERACIÓN	0,45	0,20	0,09
SOLAR	0,46	0,21	0,08
SOLAR FV	0,38	0,14	0,17
SOLAR TE	0,34	0,11	0,22

Al descontar el efecto del resto de primas en el cálculo del coeficiente de correlación entre cada prima y el precio, se observa que la correlación de la tecnología hidráulica con el precio continua siendo baja, la correlación de la térmica renovable con el precio y de la eólica con el precio se ha reducido pasando a ser baja, ambas con coeficientes de correlación muy pequeños, siendo el de la térmica renovable un coeficiente negativo, y una p muy grande indicando la gran probabilidad de que las correlaciones sean por azar. El coeficiente de correlación de la cogeneración ha bajado a 0,45 y la p ha aumentado a 0,09, así como para la solar, cuyo coeficiente de correlación ha bajado a 0,46 con una p de 0,08, indicando para ambas una correlación media. Si miramos separadamente cada una de las solares, vemos que el coeficiente de correlación tanto de la fotovoltaica como de la térmica han bajado, 0,38 y 0,34, respectivamente, pero además, con una $p > 0,1$ en ambos casos.

A continuación están representadas las gráficas de dispersión de cada prima y el precio final medio real descontando el efecto del resto de las primas.

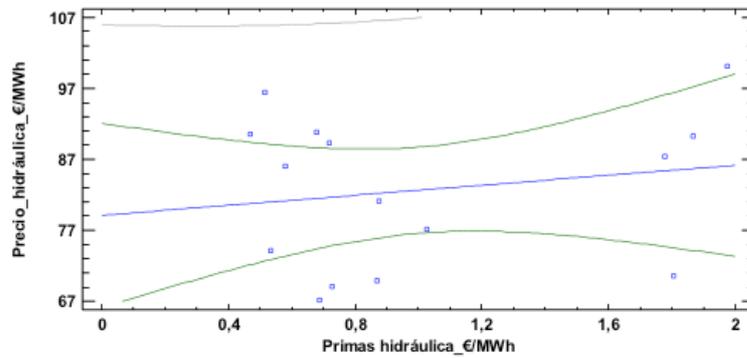


Figura 164. Dispersión prima hidráulica y precio final medio sin efecto resto primas

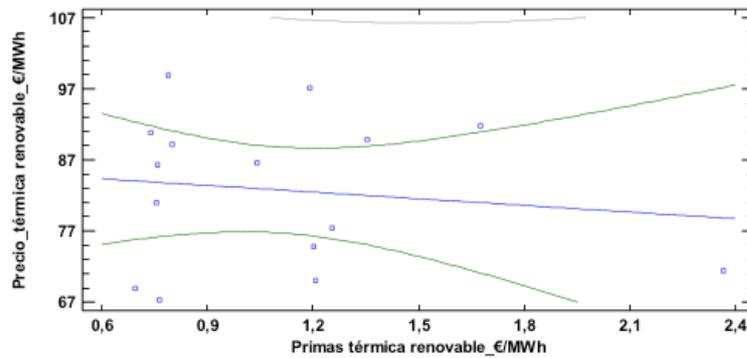


Figura 165. Dispersión prima térmica renovable y precio final medio sin efecto resto primas

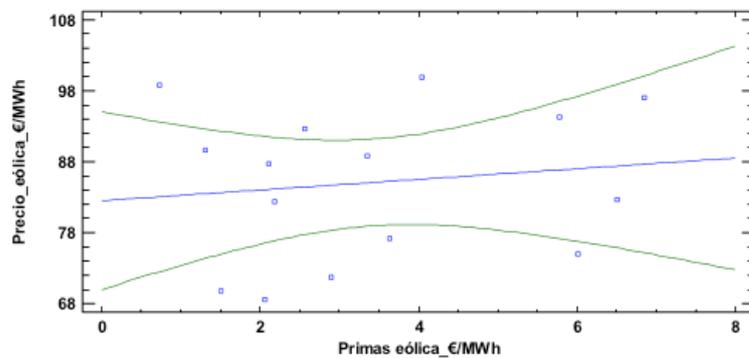


Figura 166. Dispersión prima eólica y precio final medio sin efecto resto primas

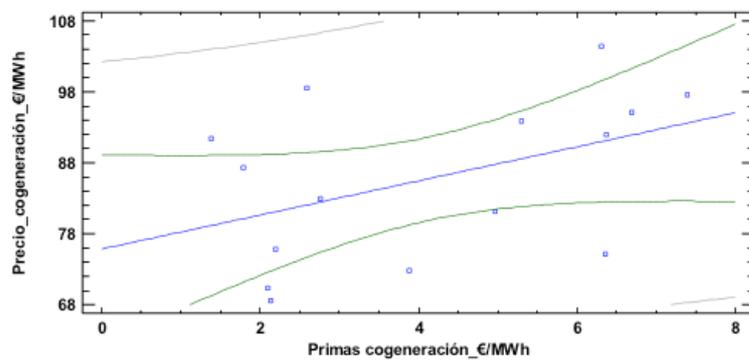


Figura 167. Dispersión prima cogeneración y precio final medio sin efecto resto primas

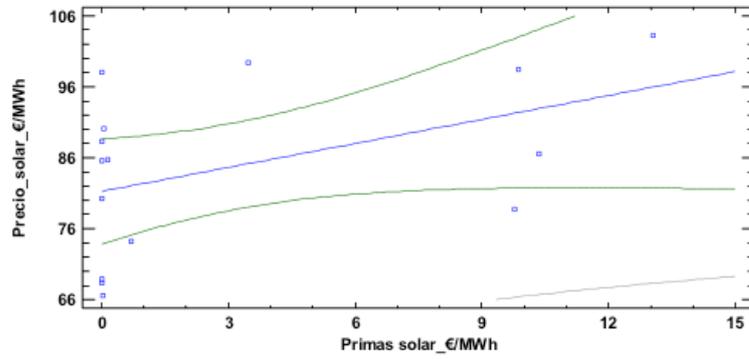


Figura 168. Dispersión prima solar y precio final medio sin efecto resto primas

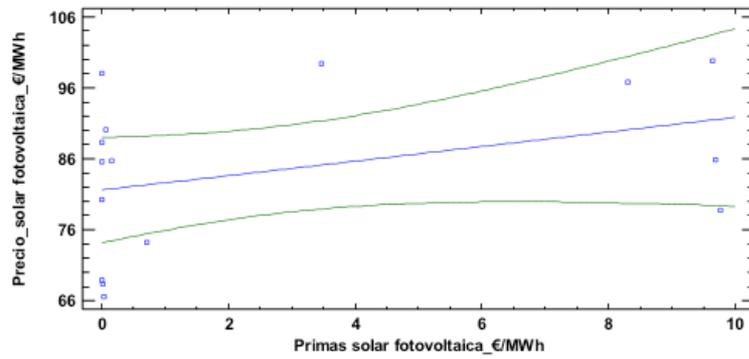


Figura 169. Dispersión prima solar fotovoltaica y precio final medio sin efecto resto primas

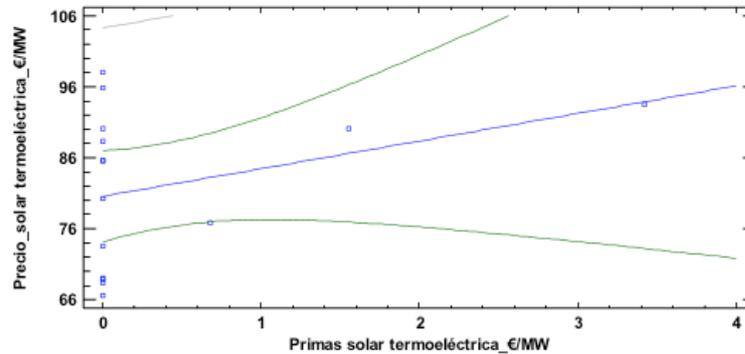


Figura 170. Dispersión prima solar térmica y precio final medio sin efecto resto primas

Los análisis de correlación anteriores parecen indicar que las primas a las tecnologías solares y de cogeneración presentan una correlación directa con el precio final medio real. Las primas a las tecnologías eólica, térmica renovable e hidráulica no presentan una correlación estadísticamente significativa ninguna de las tres.

Para verificar la influencia de las primas en el precio final medio real de la electricidad, se ha calculado la prima desde el punto de vista de análisis económico (que es diferente de la prima desde el punto de vista contable adoptado anteriormente), prima económica, que corresponde a restar de la retribución total a cada tecnología el precio final medio del mercado mayorista multiplicado por la energía primada, según Figura 171.

$$\text{Prima económica}_i = \text{retribución total}_i - \text{precio final medio mercado} * \text{energía primada}_i$$

i = tipo de tecnología renovable

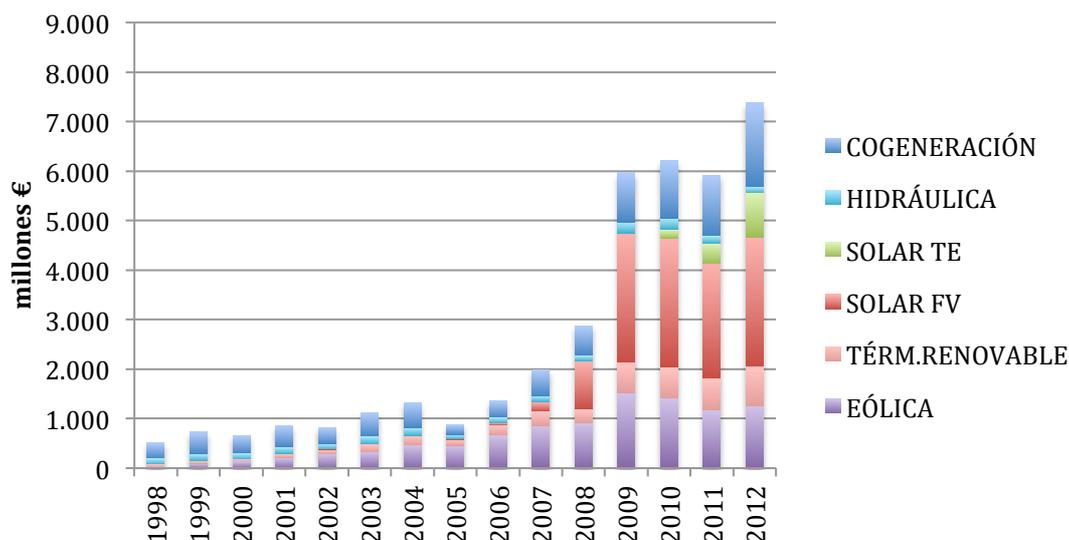


Figura 171. Primas económicas por tipo de tecnología en España 1998-2012

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE y OMIE.

En la Figura 172 y Figura 173 tenemos la gráfica de evolución de las primas económicas partidas del consumo total en España, obteniendo así las primas económicas en €/MWh y del precio final medio real de la electricidad en España, desde 1998 hasta 2012. Siendo estas primas las realmente relevantes en el momento de analizar el impacto de las primas en el precio final medio real, puesto que estas son las verdaderas primas pagadas a cada una de las tecnologías del Régimen Especial considerando el precio del mercado mayorista como referencia.

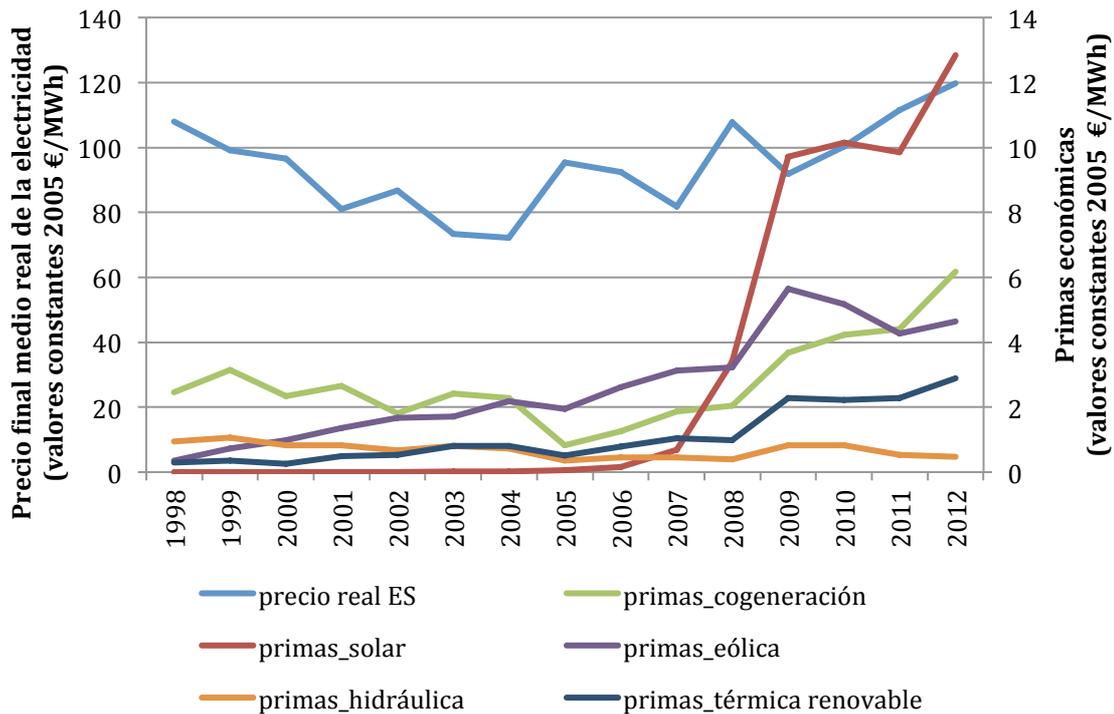


Figura 172. Primas económicas y precio final medio real de la electricidad en €/MWh

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE, MINETUR y OMIE.

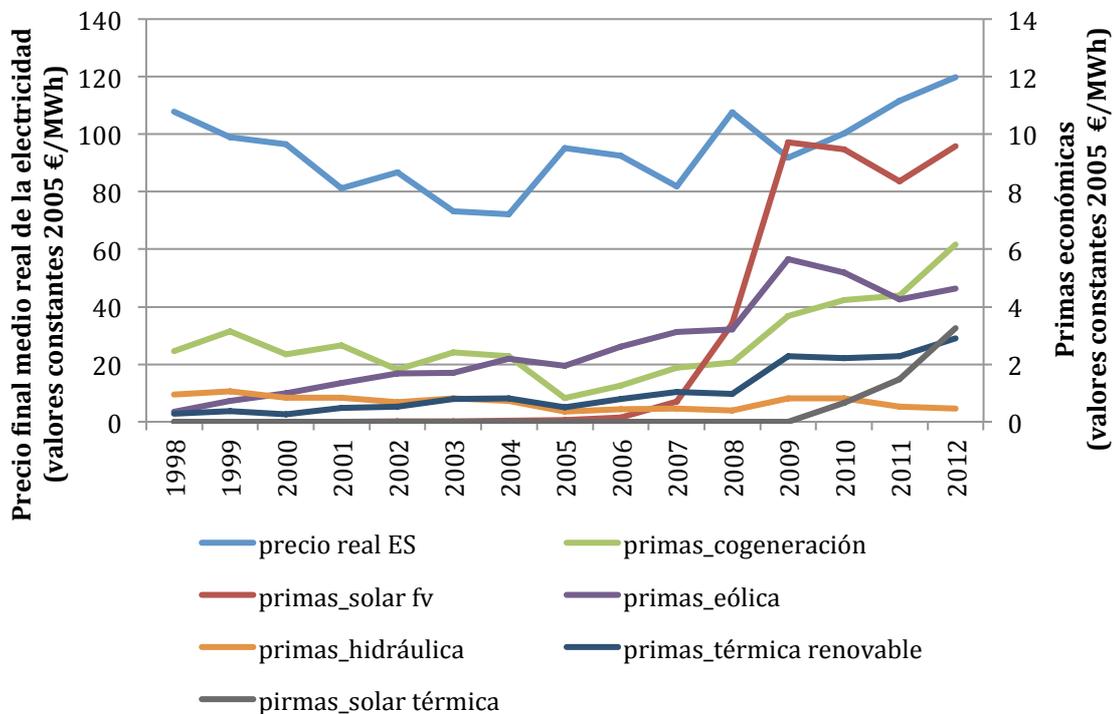


Figura 173. Precio y primas económicas en €/MWh separando las tecnologías solares

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE, MINETUR y OMIE.

Por lo tanto, realizando el mismo análisis de correlación entre cada una de las primas económicas (en €/MWh) y el precio final medio real descontando el efecto del resto de las primas, los resultados encontrados son los siguientes:

Tabla 12. Correlación entre primas económicas y el precio final medio real descontando el efecto del resto de las primas

	r	r²	p
HIDRÁULICA	-0,11	0,01	0,71
TÉRMICA RENOVABLE	-0,08	0,01	0,78
EÓLICA	-0,14	0,02	0,62
COGENERACIÓN	0,15	0,02	0,59
SOLAR	0,38	0,15	0,16
SOLAR FV	0,30	0,09	0,28
SOLAR TE	0,29	0,09	0,29

Según los datos de la Tabla 12, se verifica que el coeficiente de correlación entre el precio y las primas económicas de las tecnologías: hidráulica, térmica renovable y eólica presenta un valor negativo muy pequeño y además con una p bastante alta, señalando la gran probabilidad de que la correlación sea por azar. El coeficiente para la cogeneración también es muy bajo, aunque positivo, con una p alta, mientras que las tecnologías solares presentan un coeficiente de correlación medio pero con una p alta. Sin embargo, si consideramos las dos tecnologías solares en conjunto el coeficiente de correlación es un poco más alto y la p se reduce.

A continuación vemos las gráficas de dispersión de cada prima económica y el precio final medio real descontando el efecto del resto de las primas.

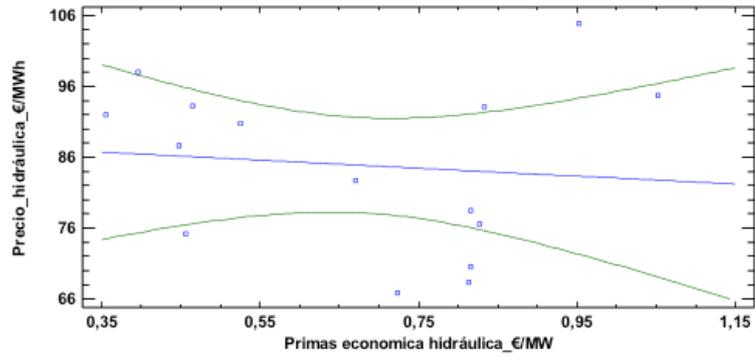


Figura 174. Dispersión prima económica hidráulica y precio final medio sin efecto resto primas

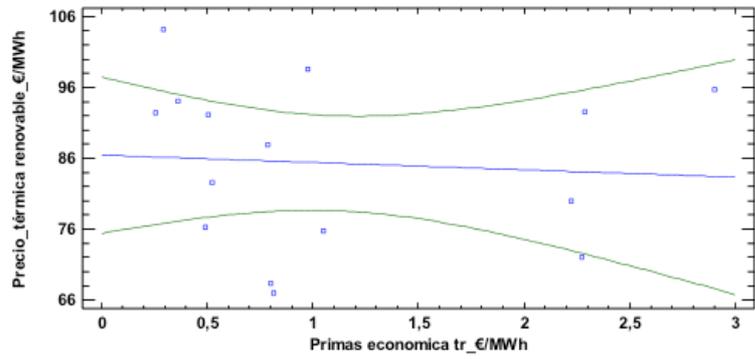


Figura 175. Dispersión prima económica térmica renovable y precio final medio sin efecto resto primas

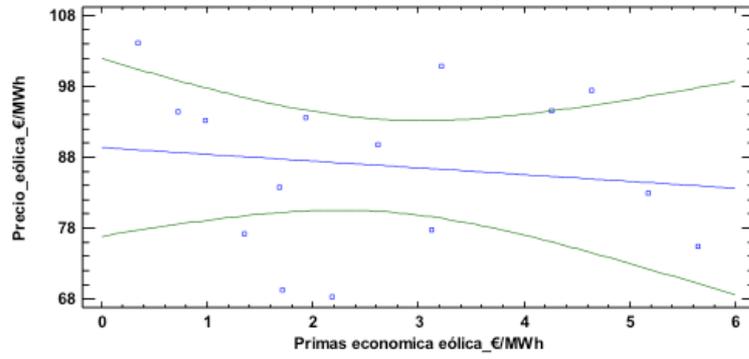


Figura 176. Dispersión prima económica eólica y precio final medio sin efecto resto primas

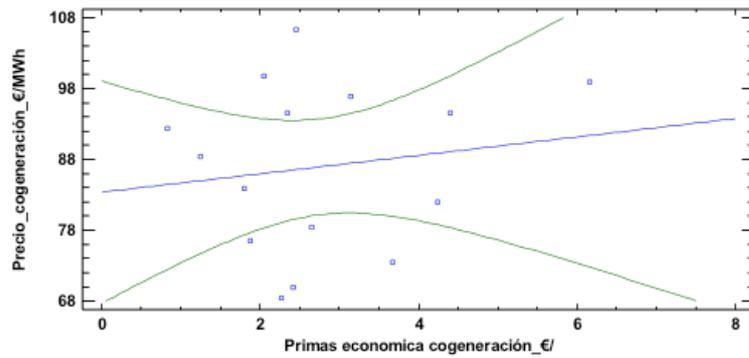


Figura 177. Dispersión prima económica cogeneración y precio final medio sin efecto resto primas

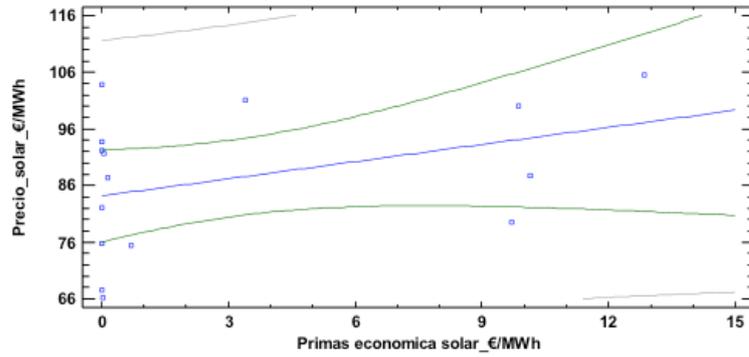


Figura 178. Dispersión prima económica solar y precio final medio sin efecto resto primas

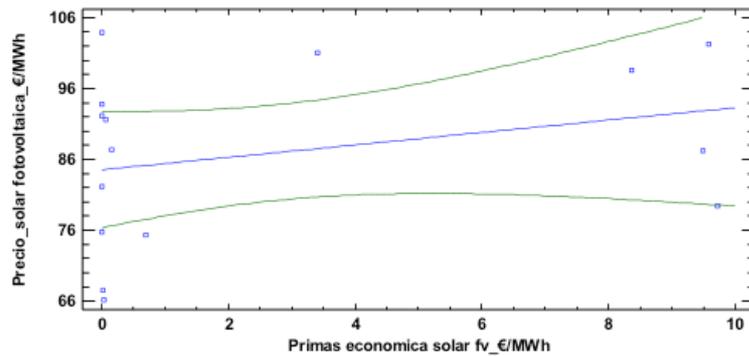


Figura 179. Dispersión prima económica solar fotovoltaica y precio final medio sin efecto resto primas

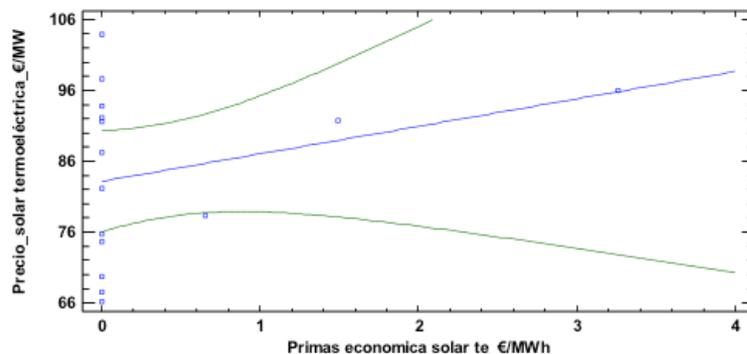


Figura 180. Dispersión prima económica solar térmica y precio final medio sin efecto resto primas

Considerando los resultados de este último análisis se observa que las primas a las tecnologías solares en conjunto, serían la tecnología más cerca de presentar una correlación estadísticamente significativa con el precio final medio real de la electricidad. La correlación entre el precio y las primas a cogeneración es también positiva mientras que con las primas a la generación eólica, hidráulica y térmica renovable es negativa pero en estos casos no resulta estadísticamente significativa con el número de datos disponibles.

10 Conclusiones

Las reformas que los respectivos gobiernos de los cuatro países analizados aplicaron a su sector eléctrico, tenían como objetivo establecer un nuevo entorno institucional que proporcionase beneficios a largo plazo a los consumidores, siendo el principal de estos beneficios la reducción del precio de la electricidad a partir de la mejora de la eficiencia del sector.

Las acciones tomadas en cada país tenían componentes comunes aunque los factores condicionantes propios de cada país hicieron que cada gobierno tuviera que adaptar estas acciones a las circunstancias de cada uno.

Basándose en la información anterior, esta tesis ha utilizado el precio final medio real de la electricidad como parámetro para valorar los efectos de la reestructuración del sector. Se identificaron inicialmente las variables que podían tener alguna influencia en este precio, analizando su repercusión en cada caso, y posteriormente comparándolas entre los cuatro países analizados. Llegando al objetivo final de la investigación, de verificar el impacto que las energías renovables han tenido en el precio de la electricidad en España, dado su rápido incremento en la potencia instalada total de este país.

A raíz del análisis comparativo entre los cuatro países, se observa que la variación en la potencia instalada por tipo de tecnología fue muy similar en Brasil y España, incrementándose la hidráulica, la térmica, la nuclear y las renovables, aunque la correlación con el precio fue directa (el precio aumenta cuando aumenta la potencia) para Brasil y inversa (el precio disminuye cuando aumenta la potencia) para España, excepto para las renovables en España que fue neutra. En el Reino Unido las renovables también presentaron una correlación directa con el precio. La P_{inst}/P_{max} aumentó en Brasil, el Reino Unido y España, presentando a la vez una correlación directa con el precio. El consumo creció en los cuatro países, aunque su efecto en el precio fue positivo para Brasil y negativo para España y el Reino Unido. California, como ha sido un mercado intervenido durante la mayor parte de los años analizados, no presenta correlación con el precio para ninguna de las variables. Finalmente, se constató que el precio final medio real de España y el Reino Unido presentan una fuerte correlación

directa mientras que España y Brasil presentan una correlación inversa, y España y California no están correlacionados.

Por lo tanto, del análisis realizado se obtiene las siguientes conclusiones:

- Los sistemas de Brasil y España han crecido de forma acelerada en el período analizado, el incremento medio anual de 2.243 MW de potencia instalada produjo una reducción del precio de la electricidad en España de 2 US\$/MWh al año, mientras que en Brasil el incremento medio anual de 2.582 MW de potencia instalada llevó a un aumento de 0,9 US\$/MWh al año.
- Las renovables son neutras en España, ya que, el elevado aumento de la potencia instalada de estas tecnologías no presenta, según el análisis estadístico, una correlación significativa con el precio.
- La Pinst/Pmax presenta una correlación directa con el precio en el Reino Unido, Brasil y España.
- El consumo y el precio de la electricidad en España y el Reino Unido presentan una correlación inversa, en California no hay una correlación significativa entre ambos, mientras que en Brasil hay una correlación directa.
- El precio del gas natural es una variable que presenta una correlación con el precio en el Reino Unido, puesto que las térmicas de gas son tecnologías marginales en este sistema. Mientras que en California, Brasil y España esta variable no presenta una correlación significativa con el precio.
- California pasó por una crisis de abastecimiento energético en el período 2000-2001, poco tiempo después del inicio de la reestructuración de su sector eléctrico (1998), que dio lugar a intervenciones en los precios. California, en prácticamente todo el período analizado, presenta un comportamiento de un sistema intervenido/regulado.
- Brasil también pasó por una crisis de abastecimiento energético en el período 2001-2002, resultando en el incremento en la potencia instalada de centrales térmicas, extinción del MAE y la nueva reforma del sector eléctrico en 2004.
- El precio de la electricidad en España y en el Reino Unido tiene un perfil similar, reflejando la influencia del entorno económico común.
- Tras un periodo de 32 años, se observa que el precio final medio real de la electricidad en California prácticamente no ha cambiado, bajando en media 0,1

US\$/MWh al año, en el Reino Unido la tendencia ha sido de una reducción media anual de 1,12 US\$/MWh aunque en los últimos años el precio ha presentado un comportamiento creciente, en España ha bajado en media 2 US\$/MWh anuales pero también presentando una tendencia creciente en los últimos años, mientras que en Brasil ha subido en media 0,9 US\$/MWh aunque en los últimos años la tendencia ha sido decreciente.

- Los cuatro sistemas analizados representan distintos niveles de aplicación de reglas de mercado desde los mayores niveles de liberalización, junto a los mayores niveles de rendición de cuentas (trasparencia) en UK, ES es un nivel intermedio hasta California con la liberalización parcialmente interrumpida y BR aún en las “primeras etapas” del proceso. Por lo tanto, frente a estos resultados donde los dos países que mejor representan sistemas de mercado, España y el Reino Unido, en media han reducido el precio aunque la tendencia en los últimos años ha sido creciente, mientras que California y Brasil con una tendencia constante y ligeramente creciente con inversión del comportamiento en los últimos años, respectivamente, pone en cuestión las ventajas de mayores niveles de liberalización frente a sistemas más regulados.

Teniendo en cuenta la relevancia de las energías renovables en el sector eléctrico español durante los últimos años, que han sido las que más inversiones han atraído a lo largo de este periodo, especialmente por su marco retributivo que les aseguraba una rentabilidad mínima (en muchos casos, mucho más que mínima), cabría pensar que las renovables son las mayores responsables del aumento del precio de la electricidad en los últimos años en España. Sin embargo, en esta investigación hemos demostrado que no todas las renovables han contribuido a incrementar el precio de la electricidad, ya que sólo las tecnologías solares (solar fotovoltaica y solar térmica) junto con la cogeneración, que aun no siendo una tecnología renovable ha estado incentivada por políticas de eficiencia energética, han sido las que han presentado una correlación con el precio final medio real de electricidad.

Se ha verificado que la repercusión en conjunto de las fuentes de energía renovables ha sido neutra, no existiendo una correlación significativa entre el precio y la potencia instalada de renovables. Por otro lado, si bajamos a nivel de tecnologías, considerando la correlación entre primas económicas y el precio final medio real descontando el

efecto del resto de las primas, aunque la correlación tampoco sea estadísticamente significativa (debido a que el número de años disponibles es todavía pequeño) sugiere que las tecnologías hidráulica, eólica y térmica renovable podrían inducir una reducción del precio final medio real de la electricidad mientras que la solar fotovoltaica y solar térmica lo incrementarían, por eso se considera importante profundizar el análisis. Comparando España con Brasil, por tener una tendencia de crecimiento de la potencia instalada similar a la de España, y que presenta las siguientes características respecto a las renovables: 1) presencia escasa de renovables hasta los últimos años, 2) coeficiente de correlación de 0,35 entre el precio y la potencia instalada de renovables; obtenemos una correlación alta positiva ($r=0,97$) entre la potencia instalada de renovables de ambos países, pero con una correlación inversa ($r=-0,42$) entre sus curvas de precio. Si hacemos la comparación con el Reino Unido cuyo entorno socio-político similar y con las siguientes características respecto a las energías renovables: 1) presencia escasa de renovables hasta los últimos años, 2) correlación media positiva ($r=0,42$) entre el precio y la potencia instalada de renovables; vemos que en ambos países existe un incremento de la potencia instalada de renovables (con un coeficiente de correlación entre ambos países de 0,97), además de un perfil similar en la curva de precio (con un coeficiente de correlación de 0,84), indicando así una tendencia hacia la reducción del precio por parte de las tecnologías renovables en España.

11 Desarrollos futuros

A lo largo de este trabajo de investigación se han ido resolviendo cuestiones que han dado respuesta al planteamiento inicial del estudio, a la vez que se abrían otras líneas de investigación muy interesantes que, por la limitación temporal de esta tesis, no se han abordado. A continuación se detallan los temas más importantes y significativos que deberían abordarse en futuras investigaciones para dar continuidad a este trabajo:

- Analizar de forma más exhaustiva el reparto de los costes y precios del sistema para identificar el peso real de cada actividad en el precio de la electricidad.
- Profundizar en el análisis de la liberalización a partir de las variables identificadas, construyendo un panel data para valorar el peso de cada una de las variables en el precio de la electricidad.
- Analizar las razones por las cuales el aumento de la P_{inst}/P_{max} está teniendo un efecto directo en el precio en el Reino Unido, Brasil y España.
- Analizar en detalle la metodología de obtención de datos relacionados con el sector eléctrico, de forma a proponer una sistematización de este proceso por un organismo internacional, como por ejemplo, la IEA.
- Analizar más en profundidad la fiabilidad de los datos disponibles públicamente en los distintos organismos y empresas del sector eléctrico. En España, en especial, se han observado grandes discrepancias entre los datos de distintas instituciones.

12 Bibliografía

- [Abreu, 1999] Abreu, Y.V. (1999). “A Reestruturação do setor elétrico Brasileiro: questões e perspectivas”. Tesis Máster. Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo (USP).
- [Araújo, 2006] Araújo, J.L.R.H. (2006). “The case of Brazil: Reform by Trial and Error?”. *Electricity Market Reform: An International Perspective*, Ed. Elsevier: F.P. Sioshansi, W Pfaffenberge, pp. 565-594.
- [Araújo et al., 2008] Araújo, J.L.R.H., Costa, A.M.A., Correia, T., Melo, E. (2008). “Reform of the Reforms in Brazil: Problems and Solutions”. *Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance*, Ed. Elsevier: F.P. Sioshansi, W Pfaffenberge, pp. 543-572.
- [Blanco, P.B., 2005] “La liberalización del sector eléctrico en España: ¿Un proceso incompleto o frustrado?”. *Información Comercial Española*, N° 826, pp. 259–281.
- [Borenstein et al., 2008] Borenstein, S., Bushnell, J., Knittel, C.R., Wolfram, C. (2008). “Inefficiencies and Market Power in Financial Arbitrage: A Study of California’s Electricity Markets”. *The Journal of Industrial Economics*, vol. LVI, N° 2.
- [Borges Neto et al., 2006] Borges Neto, M. R., Marques de Carvalho, P.C. (2006). “Energia solar fotovoltaica no semi-árido: estudo de caso sobre a atuação do prodeem em Petrolina-PE”. In

Proceedings of the 6. Encontro de Energia no Meio Rural, 2006, Campinas (SP, Brazil).

[Clarke, 2002] Clarke, L.R. (2002). "New Electricity Trading Arrangements in England and Wales". The National Grid Company, UK, Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific, IEEE/PES.

[CNE, 1998] CNE (1998). "Información básica del sector eléctrico".

[CNE, 1999] CNE (1999). "Información básica de los sectores de la energía".

[CNE, 2000] CNE (2000). "Información básica de los sectores de la energía".

[CNE, 2001] CNE (2001). "Información básica de los sectores de la energía".

[CNE, 2001a] CNE (2001a). "Informe sobre la liquidación anual correspondiente al ejercicio de 1999 y verificaciones practicadas", 31 de julio.

[CNE, 2003] CNE (2003). "Información básica de los sectores de la energía".

[CNE, 2003a] CNE (2003a). "Informe sobre la liquidación anual correspondiente al ejercicio de 2000 y verificaciones practicadas", 27 de febrero.

[CNE, 2003b] CNE (2003b). "Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2002 y verificaciones practicadas", 10

de abril.

- [CNE, 2003c] CNE (2003c). “Informe sobre la liquidación anual correspondiente al ejercicio de 2001 y verificaciones practicadas”, 18 de diciembre.
- [CNE, 2004] CNE (2004). “Información básica de los sectores de la energía”.
- [CNE, 2004a] CNE (2004a). “Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2003 y verificaciones practicadas”, 15 de abril.
- [CNE, 2005] CNE (2005). “Información básica de los sectores de la energía”.
- [CNE, 2005a] CNE (2005a). “Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2004 y verificaciones practicadas”, 7 de abril.
- [CNE, 2006] CNE (2006). “Información básica de los sectores de la energía”.
- [CNE, 2006a] CNE (2006a). “Informe de resultados de la liquidación definitiva correspondiente al ejercicio de 1998”, 2 de febrero.
- [CNE, 2006b] CNE (2006b). “Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2005 y verificaciones practicadas”, 6 de abril.

- [CNE, 2007] CNE (2007). “Información básica de los sectores de la energía”.
- [CNE, 2007a] CNE (2007a). “Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2006 y verificaciones practicadas”, 12 de abril.
- [CNE, 2008] CNE (2008). “Información básica de los sectores de la energía”.
- [CNE, 2008a] CNE (2008a). “Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2007 y verificaciones practicadas sector eléctrico”, 3 de abril.
- [CNE, 2009] CNE (2009). “Información básica de los sectores de la energía”.
- [CNE, 2009a] CNE (2009a). “Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2008 y verificaciones practicadas sector eléctrico”, 2 de abril.
- [CNE, 2010] CNE (2010). “Información básica de los sectores de la energía”.
- [CNE, 2010a] CNE (2010a). “Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2009 y verificaciones practicadas sector eléctrico”, 13 de abril.
- [CNE, 2011] CNE (2011). “Información básica de los sectores de la energía”.
- [CNE, 2011a] CNE (2011a). “Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2010 y verificaciones practicadas sector eléctrico”, 29 de abril.

- [CNE, 2012] CNE (2012). “Información básica de los sectores de la energía”.
- [CNE, 2012a] CNE (2012a). “Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2011 y verificaciones practicadas sector eléctrico”, 19 de abril.
- [CNE, 2012b] CNE (2012b). “Informe 35/2012 de la CNE sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial”, 20 de diciembre.
- [CNE, 2013] CNE (2013). “Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2012 y verificaciones practicadas sector eléctrico”, 18 de abril.
- [CNE, 2013] REE (2013). “REE_Balance de energia electrica_mar13”, 29 de abril.
- [CNE, 2013a] REE (2013a). “REE_Potencia instalada_mar13”, 29 de abril.
- [CNE, 2013b] REE (2013b). “REE_Red de transporte_jun13”, 15 de julio.
- [CPUC, 2009] CPUC. (2009). “Regulated California Electric and Gas Utility Ratepayer Costs”. California Public Utilities Code Section 747, Chapter 562, Statutes of 2005 and Chapter 558, Statutes of 2008.
- [CPUC, 2010] CPUC. (2010). “Gas and Electric Utility Cost Report”. California Public Utilities Code Section 747.
- [CPUC, 2012] CPUC. (2012). “Electric and Gas Utility Cost Report”. California Public Utilities Code Section 747.
- [CPUC, 2013] CPUC. (2013). “Electric and Gas Utility Cost Report”. California Public Utilities Code Section 747.

- [Cuberos, 2008] Cuberos, F.L. (2008). “Novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro: análise dos mecanismos de mitigação de riscos de mercado das distribuidoras”. Tesis Máster. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo (USP).
- [D'Araujo, 2009] D'Araujo, R.P. (2009). “Sector Eléctrico Brasileiro. Uma aventura mercantil”. CONFEA, Brasília.
- [Danner, 2010] Danner, C. (2010). “Greenhouse gas policy and California electricity prices”. *Journal of Regulatory Economics*, vol. 37, N° 1, pp. 98-106.
- [DECC, 2013] DECC. (2013) “UK Greenhouse gas emissions: Performance against emissions reduction targets – 2012 provisional figures.”
- [DTI, 2003] DTI. (2003). “Energy White Paper: Our energy future – creating a low carbon economy”. London: Department of Trade and Industry.
- [DWR, 20010a] DWR. (2010a). “Department of Water Resources. Electric Power Fund. Financial Statements. For the years ended June 30, 2010 and 2009”.
- [DWR, 2002] DWR. (2002). “Activities and Expenditures Report. Annual Report for Calendar Year 2002”.
- [DWR, 2003] DWR. (2003). “Department of Water Resources. Electric Power Fund. Financial Statements. For the years ended June 30, 2003 and 2002”.
- [DWR, 2004] DWR. (2004). “Department of Water Resources. Electric Power Fund. Financial Statements. December 31, 2003”.
- [DWR, 2004a] DWR. (2004a). “Department of Water Resources. Electric Power Fund. Financial Statements. For the years ended June

30, 2004 and 2003”.

[DWR, 2005] DWR. (2005). “Department of Water Resources. Electric Power Fund. Financial Statements. December 31, 2004”.

[DWR, 2005a] DWR. (2005a). “Department of Water Resources. Electric Power Fund. Financial Statements. For the years ended June 30, 2005 and 2004”.

[DWR, 2006] DWR. (2006). “Department of Water Resources. Electric Power Fund. Financial Statements. December 31, 2005”.

[DWR, 2006a] DWR. (2006a). “Department of Water Resources. Electric Power Fund. Financial Statements. For the years ended June 30, 2006 and 2005”.

[DWR, 2007] DWR. (2007). “Department of Water Resources. Electric Power Fund. Financial Statements. December 31, 2006”.

[DWR, 2007a] DWR. (2007a). “Department of Water Resources. Electric Power Fund. Financial Statements. For the years ended June 30, 2007 and 2006”.

[DWR, 2008] DWR. (2008). “Department of Water Resources. Electric Power Fund. Financial Statements. December 31, 2007”.

[DWR, 2008a] DWR. (2008a). “Department of Water Resources. Electric Power Fund. Financial Statements. For the years ended June 30, 2008 and 2007”.

[DWR, 2009] DWR. (2009). “Department of Water Resources. Electric Power Fund. Financial Statements. December 31, 2008”.

[DWR, 2009a] DWR. (2009a). “Department of Water Resources. Electric Power Fund. Financial Statements. For the years ended June 30, 2009 and 2008”.

- [DWR, 2010] DWR. (2010). “Department of Water Resources. Electric Power Fund. Financial Statements. December 31, 2009”.
- [DWR, 2011] DWR. (2011). “Department of Water Resources. Electric Power Fund. Financial Statements. December 31, 2010”.
- [DWR, 2011a] DWR. (2011a). “Department of Water Resources. Electric Power Fund. Financial Statements. For the years ended June 30, 2011 and 2010”.
- [DWR, 2012] DWR. (2012). “Department of Water Resources. Electric Power Fund. Financial Statements. December 31, 2011”.
- [DWR, 2012a] DWR. (2012a). “Department of Water Resources. Electric Power Fund. Financial Statements. For the years ended June 30, 2012 and 2011”.
- [DWR, 2013] DWR. (2013). “Department of Water Resources. Electric Power Fund. Financial Statements. December 31, 2012”.
- [EIA, 1997] EIA. (1997) “Electricity Reform Abroad and U.S. Investment”, DOE/EIA-0616, october 1997.
- [EIA, 2010] EIA. (2010). “State Electricity Profiles 2010”.
- [EIA, 2012] EIA. (2012). “State Electricity Profiles 2010”.
- [Einhorn, 1994] Einhorn, M.A. (1994). “From Regulation to Competition: New Frontiers in Electricity Markets”. Kluwer Academic Publishers (ed.).
- [EPE, 2013] Empresa de Pesquisa Energética. (2013). “Balço Energético Nacional 2013”. Brasileira de Energia, vol. 15, N° 2, 2° Sem. 2009, pp. 59-79.

- [Erdogdu, 2011] Erdogdu, E. (2011). “The impact of power market reforms on electricity price-cost margins and cross-subsidy levels: A cross country panel data analysis”. *Energy Policy*, Elsevier, vol. 39, N° 3, pp. 1080-1092.
- [Escobar y González, 2003] Escobar, B., González, J.M. (2003). “Repercusiones estratégicas y organizativas de la liberalización del sector eléctrico español: El caso del grupo ENDESA”. Universidad de Sevilla.
- [Fabra y Toro, 2005] Fabra, N., Toro, J. (2005). “Price Wars and Collusion in the Spanish Electricity Market”. *International Journal of Industrial Organization*, vol. 23, N° 3-4, pp. 155-181.
- [Fernández, 2010] Fernández, A.N. (2010). “Regulación vs liberalización: evaluación de la transición a la competencia en el sector eléctrico. Aplicación práctica al caso español”. Tesis doctoral. Instituto de Investigación Tecnológica, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad Pontificia Comillas de Madrid.
- [Fisher, 1971] Fisher, R.A. (1971). “The Design of Experiments” Macmillan Pub. Co., 9th ed.
- [Florezi, 2009] Florezi, G. (2009). “ Consumidores Livres de Energia Elétrica. Uma visão prática”. Tesis Máster. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo (USP).
- [GCE, 2001] GCE. 2001. “Relatório Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica”. Brasília.
- [Giulietti et all, 2010] Giulietti, M., Grossi, L., Waterson, M (2010). “Price transmission in the UK electricity market: Was NETA beneficial?”. *Energy Economics*, Elsevier, vol. 32, N° 5, pp. 1165–1174.
- [Green, 1999] Green, R. (1999). “Draining the Pool: the reform of electricity trading in England and Wales”. *Energy Policy*, vol. 27, N° 9,

pp. 515-525.

- [Hashimura, 2012] Hashimura, L.M.M. (2012). “Aproveitamento do Potencial de Geração de Energia Elétrica por Fontes Renováveis Alternativas no Brasil: Instrumentos de Política e Indicadores de Progresso”. Tesis Máster. Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- [Henney y Crisp, 1997] Henney, A., Crisp, S. (1997). “Lessons for the U.S.? Transmission pricing, constraints and gaming in England & Wales”. *Electricity Journal*, vol. 10, N° 1, pp. 17–23.
- [Hunt y Shuttleworth, 1997] Hunt, S., Shuttleworth, G. (1997). “Competition and Choice in Electricity”. Wiley (ed.).
- [Hunt, S, 2002] Hunt, S. (2002). “Making Competition Work in Electricity”. Wiley Finance (ed.).
- [Joskow y Kahn, 2002] Joskow, P.L., Kahn, E. (2002). “A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California’s Wholesale Electricity Market During Summer 2000”. *Energy Journal*, vol. 23, N°. 4.
- [Joskow, 1997] Joskow, P.L. (1997). “Competition and Regulatory Reform in the U.S. Electricity Sector”. Article provided by American Economic Association in its journal *Journal of Economic Perspectives*.
- [Joskow, 2000] Joskow, P.L. (2000). “Deregulation and Regulatory Reform in the U.S. Electric Power Sector”. *Deregulation of Network Industries: The Next Steps*, (ed.) S. Peltzman and Clifford Winston. Brookings Press.
- [Joskow, 2006] Joskow, P.L. (2006). “Introduction to Electricity Sector Liberalization: Lessons Learned from Cross-Country Studies.” *Electricity Market Reform: An International Perspective*, Ed. Elsevier: F.P. Sioshansi, W Pfaffenberge, pp. 1-32.

- [Kelman et al., 2001] Kelman, J., Ventura Filho, A., Bajay, S. V., Penna, J. C., Haddad, C. L. S. (2001). “Relatório, Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica”.
- [Kessler, 2006] Kessler, M.R. (2006). “A regulação econômica no setor elétrico brasileiro: teoria e evidências”. Tesis Máster. Faculdade de Economia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).
- [Lamas, 2010] Lamas, E.S. (2010). “Metodologia para Avaliação de Alternativas de Fornecimento de Energia Elétrica para Consumidores do Grupo A”. Tesis Máster. Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).
- [Littlechild, 1999] Littlechild, S. (1999). “Privatisation, Competition and Regulation”. The Institute of Economic Affairs (ed.).
- [Littlechild, 2006] Littlechild, S., (2006) .“Foreword: The Market versus Regulation.” Electricity Market Reform: An International Perspective , Ed. Elsevier: F.P. Sioshansi, W Pfaffenberge, pp. xvii-xxix.
- [Magalhães y Parente, 2009] Magalhães, G., Parente, V. (2009). “Do Mercado Atacadista à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: A Evolução de um Novo Paradigma Regulatório no Brasil”. Revista Brasileira de Energia, vol. 15, Nº 2, 2º sem. 2009, pp. 59–79.
- [Marcos, 2001] Marcos, J.M. (2001). “Historia y panorama actual del sistema eléctrico español”. Monográfico Energía. Asociación Española de la Industria Eléctrica.
- [Martins, 2010] Martins, J. M. C. (2010). “Estudo dos principais mecanismos de incentivo às fontes renováveis alternativas de energia no setor elétrico”. Tesis Máster. Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP).
- [Milla, 1999] Milla, J.L. (1999). “La liberalización del sector eléctrico español. Una reflexión a la luz de la experiencia de Inglaterra

- y Gales”. Tesis doctoral. Departamento de Análisis Económico Aplicado, Universidad de Alicante.
- [MINETUR, 1980] MINETUR. (1980). “Estadística de la Industria de Energía Eléctrica 1980”.
- [MINETUR, 1981] MINETUR. (1981). “Estadística de la Industria de Energía Eléctrica 1981”.
- [National Audit Office, 2006] National Audit Office. (2006). “The restructuring of British Energy”, HC 943 Session 2005-2006, March 17th.
- [National Audit Office, 2010] National Audit Office. (2010). “The sale of the Government’s interest in British Energy”, HC 215 Session 2009-2010, January 20th.
- [Newbery, 1995] Newbery, D. (1995) “Power Markets and Market Power”, Energy Journal vol. 16, Nº 3, pp. 39-66.
- [Newbery, 1998] Newbery, D. (1998). “Pool reform and competition in electricity (Chapter 5)”, M. Beesley (ed.), *Regulating Utilities: Understanding the Issues*. Institute of Economic Affairs, London, pp. 117–166.
- [Newbery, 1998a] Newbery, D. (1998a). “The regulator’s review of the English Electricity Pool”, *Utilities Policy*, vol. 7, Nº 3, pp. 129–141.
- [Newbery, 2001] Newbery, D. (2001) "Issues and options for restructuring the electric supply industry", CMI Working Paper EP 01, Cambridge University.
- [Newbery, 2006] Newbery, D. (2006) “Electricity Liberalization in Britain And The Evolution of Market Design”, *Electricity Market Reform: An International Perspective*, Ed. Elsevier: F.P. Sioshansi, W Pfaffenberge, pp.109-143.
- [NGC, 2011] NGC. (2011). “National Electricity Transmission System

Seven Year Statement”.

- [Nogueira, 2011] Nogueira, L. G. (2011). “Políticas e Mecanismos de Incentivo às Fontes Renováveis Alternativas de Energia e o Caso Específico da Geração Solar Fotovoltaica no Brasil e no Chile”. Tesis Máster. Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP).
- [OFFER, 1998] OFFER (1998) “Review of Electricity Trading Arrangements: Framework Document”. Office of Electricity Regulation (OFFER), Birmingham (GB).
- [ONS, 2000] ONS (2000). “Relatório Anual Operador Nacional do Sistema”.
- [PG&E Corp, 2007] PG&E Corp. (2007). “Annual Report”. Pacific Gas and Electric Company.
- [PG&E Corp, 2008] PG&E Corp. (2008). “Annual Report”. Pacific Gas and Electric Company.
- [PG&E Corp, 2009] PG&E Corp. (2009). “Annual Report”. Pacific Gas and Electric Company.
- [PG&E Corp, 2010] PG&E Corp. (2010). “Annual Report”. Pacific Gas and Electric Company.
- [PG&E Corp, 2011] PG&E Corp. (2011). “Annual Report”. Pacific Gas and Electric Company.
- [PG&E Corp, 2012] PG&E Corp. (2012). “Annual Report”. Pacific Gas and Electric Company.
- [Politt, 2008] Politt, M. (2008). “Foreword: Liberalization and Regulation in Electricity Systems – How can we get the balance right? Competitive Electricity Market Design, Implementation and Performance”. Elsevier. Oxford.

- [Pollitt, 1999] Pollitt, M. (1999) "Issues in electricity market integration and liberalization." In Vaitilingam, R. (ed.): *Monitoring European deregulation: vol.2: A European market for electricity?* London: Centre for Economic Policy Research, pp. 27-86.
- [REE, 2013] "REE_Balance de energia eléctrica_mar13". 29 de abril.
- [REE, 2013a] "REE_Potencia instalada_mar13". 29 de abril.
- [REE, 2013] "REE_Red de transporte_jun13". 15 de julio.
- [Ritschel y Smestad, 2003] Ritschel, A., Smestad, G.P. (2003) "Energy subsidies in California's electricity market deregulation" *Energy Policy*, Elsevier, vol. 31, Nº 13, pp. 1379-1391.
- [Shuttleworth, 1999] Shuttleworth, G. (1999). "The Electricity Industry 1997–1998" (Chapter 2). In P. Vass (ed.), *Regulatory Review 1998/1999*. CRI, University of Bath, pp. 19–34.
- [Silva, 2011] Silva, B.G. (2011). "Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional: uma análise histórica e econométrica de longo prazo". Tesis Máster. Universidade de São Paulo (USP).
- [Sweeney, 2006] Sweeney, J.L. (2006) . "California Electricity Restructuring, The Crisis, and its Aftermath." *Electricity Market Reform: An International Perspective* , Ed. Elsevier: F.P. Sioshansi, W Pfaffenberge, pp.109-143.
- [Thomas, 2006] Thomas, S. (2006). "The British Model in Britain: Failing slowly". *Energy Policy*. Vol. 34, Nº 3, pp. 583–600.
- [Tinsley, 2000] Tinsley, H.E.A., Brown, S.D (2000) "Handbook of applied multivariate statistics and mathematical modeling." San Diego: Academic Press.

- [Unda, 1998] Unda, J.I. (1998). “Liberalization of the Spanish Electricity Sector: An Advanced Model.” *Electricity Journal*, vol. 11, N° 5, pp. 29-37.
- [Woo et all, 2003] Woo, C., Lloyd, D., Tishler, A. (2003). “Electricity market failures: UK, Norway, Alberta and California”. *Energy Policy*, Elsevier, vol. 31, N° 11, pp. 1103-1115.
- [World Bank, 2013] World Bank. (2013). *Global Economic Monitor (GEM) Commodities*.
- [World Bank, 2013] World Bank. (2013). *Global Economic Monitor (GEM) Commodities*.
- [Yusta, 2013] Yusta, J.M. (2013). “Contratación del Suministro Eléctrico. Oportunidades y estrategias para reducir el coste de las facturas eléctricas”. Ediciones Paraninfo, SA. 1ª edición.

Anexo

Versión preprint del artículo presentado en la 10th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2013

Electricity price evolution in the UK and Spain: A comparative analysis

Martinez-Castor-de-Cerqueira, M.
Catalán-Izquierdo, S.
Cañas-Peñuelas, C.
Bueno-Barrachina, J.M.
Instituto de Tecnología Eléctrica
Universitat Politècnica de Valencia
Valencia, Spain
mamarc16@upv.es

Abstract— In the last two decades, the electricity industry has been reorganized to run on competitive lines in many countries. In the traditional cost of service structure of the electric power sector the costs were simply allocated to generation, transmission and distribution. After the restructuring, some activities were split up and new institutions were created, thus increasing the number of components and the overall complexity of the sector. The components assigned to each category and the volume of deferred cost payments differs among countries. The electricity systems of the UK and Spain have been operating in very different environments including political framework, energy resources, and economic structure, but liberalization should act as a converging force. To evaluate the overall results, in this paper we analyze the evolution of the real average final price of electricity, in PPP units, in the UK and Spain over the last three decades.

Index Terms—Electricity supply industry deregulation; Power system economics

1 Introduction

The liberalization of the electricity supply industry (ESI), toward which many countries moved in the 90s, was intended to improve the sector's efficiency. The restructuring programs implemented included the privatization of public enterprises and the creation of a new market structure by introducing competition in the generation and commercialization sectors while maintaining regulation in the natural monopoly segments (transmission and distribution).

The primary objective of the reform is the creation of new governance arrangements for the ESI that provide long-term benefits to consumers [1]. These benefits are to be realized by relying on competitive wholesale markets for power to provide better incentives for controlling construction and operating costs of new and existing generating capacity, to encourage innovation in power supply technologies, and to shift the risks of technology choice, construction cost and operating “mistakes” to suppliers and away from consumers. Retail competition, or “customer choice”, is supposed to allow consumers to choose the retail power supplier offering the price/service quality combination that best meets their needs.

In the traditional vertical integrated structure of the ESI, costs were simply assigned to generation, transmission and distribution and passed on to customers at a regulated pace. After the restructuring process, due to the separation of certain activities and the creation of new institutions, the costs can be assigned to generation, transmission, distribution, retail supply, market operator, system operator and regulator. The specific components assigned to each one of these categories and the payment schedule of the regulated costs may differ among countries.

The electricity systems of the UK and Spain operate in different environments. Different available energy sources, economic structure and regulatory constraints may be diverging forces, but liberalization should be a converging force. To evaluate the overall results, in this paper we will compare the evolution of the average final price of electricity in the UK and in Spain over the last three decades.

To make this comparison, Section II shows the electricity system cost component considered for each country. The third Section shows the time evolution of the cost structure, electricity consumption and electricity price, taking into account annual deficits. Conclusions are presented in the final section.

2 Electricity price composition

The price of electrical energy is formed by addition of costs. The composition of this price may vary depending on the country. In general, the electricity bill takes into account the cost of electricity, corresponding to how much it costs the energy supplier on the wholesale market or through a contract with a generator. In addition, the supply costs, i.e. the costs associated with running a retail sales business, including sales, billing, etc., in addition to the regulated costs, which constitute: network charges (Transmission and Distribution), to recover the cost of transporting and distributing energy to consumers; institutional costs (Market Operator, System Operator and, System Regulator); environmental costs, corresponding to the cost of Government schemes to promote renewables, low carbon technologies and energy efficiency; social costs, social programmes to assist priority customers (e.g. those on a low income) with their energy bills; costs of territorial cohesion policy, including compensations for non-peninsular territories or areas not connected to the transmission grid; and costs of transition to competition. In TABLE I we can see the regulated part of the costs that make up the retail price of the electricity supply to United Kingdom (UK) and Spain (ES).

TABLE I. MAIN ELECTRICITY SYSTEM REGULATED COSTS IN 2010

United Kingdom	Spain
Distribution network	Distribution network
Transmission network	Transmission network
System operator	System operator Market operator
Regulatory Authority	Regulatory Authority
Renewables Obligation Feed-in Tariff	Renewables incentives
Community Energy Savings Programme	Energy savings and energy efficiency plan
Carbon Emissions Reduction Target	Elcogás viability plan
Social tariffs	Social bonus
Balancing and Settlement Code	Diversification and security of supply
Pension Fund Annuity pension deficit recovery	Annuity deficit recovery
Hydro Benefit Replacement Scheme and Common Tariff Obligation	Compensations to non peninsular territories

2.1 United Kingdom

The British ESI was one of the first to be fully liberalized and restructured, making it one of the most studied models in the world. Restructuring began with the approval of the "Electricity Act of 1989" which laid the foundations for reform. Reforms have involved measures such as privatization,

establishment of sector regulators, introduction of competition into generation, design of organized wholesale (Electricity Pool) and retail markets, and unbundling of generation, transmission, distribution, and retail activities [2]. In 2001 the Electricity Pool was replaced by the New Electricity Trading Arrangements (NETA), which later in 2005 was renamed the British Electricity Trading & Transmission Arrangements (BETTA) and also included Scotland.

In parallel to the introduction of competition in generation, retail electricity market was also gradually opened in this sense. From April 1990, large consumers with a peak demand greater than 1 MW could choose their energy supplier; in April 1994 the threshold was reduced to 100 kW and between September 1998 and May 1999 was available for all consumers [3].

Transmission and distribution are natural monopolies regulated by the Office of the Gas and Electricity Markets (OFGEM). There are 14 distribution network operators (DNOs) that are licensed to carry electricity from the transmission systems and from some generators, that are connected to their networks, to industrial, commercial and domestic users. There are also four independent network operators who own and run smaller networks embedded in the DNO networks.

According to TABLE I the costs of regulated electricity prices in UK include the cost of building, maintaining and operating transmission and distribution networks; the cost of the system operator services (National Grid); the share of balancing and Settlement Code (BSC), which is the remuneration of the company ELEXON for the balancing mechanism and imbalance settlement processes of electricity; the share of the Office of the Gas and Electricity Markets (OFGEM), which corresponds to the cost of the activities of the regulator; the cost of the Renewables Obligation Certificates (ROC), which aims to support deployment of large scale renewable electricity; the cost of feed-in tariffs, which aims to support deployment of small scale renewable electricity (less than 5MW); the cost of the Community Energy saving Programme (CESP), which aims to deliver energy saving measures to domestic consumers in specific low income areas; the cost of the Carbon Emissions Reduction Target (CERT), whose goal is to support the government's main domestic energy efficiency instrument; the share of Social tariffs, as a means of assisting priority customers with their energy bills; the cost of a pensions fund for employees of the distribution, transmission and system operator companies; the share of Hydro Benefit Replacement Scheme and Common Tariff Obligation, in order for domestic customers in remote areas of northern Scotland not to be charged very high prices for their electricity; and the pension fund deficit of the transmission and distribution companies employees.

2.2 Spain

In 1998 the Law 54/1997 on the Electricity Sector (LSE) introduced new rules for the production, transmission, distribution and retail market of electricity. The LSE established the authorization procedure for the production of electricity, the mechanism to refund stranded costs, the organization and operation of the wholesale electricity market, regulation and procedures of compensation for transmission and distribution activities, and the liberalization of the generation and retail market. Furthermore, three organisms have been created, the regulator (Comisión Nacional de Energía, CNE), the system operator (Red Eléctrica de España, REE) and the electricity market operator (Operador del Mercado Eléctrico Ibérico de Energía – Polo Español, OMIE).

The liberalization of retail markets began on January 1998, qualifying consumers with consumption levels above 15 GWh for the free choice of their own suppliers; it was completed to include all customers five years later, in 2003.

As shown in TABLE I, the regulated costs of electricity prices in Spain include the cost of building, maintaining and operating transmission and distribution networks; the cost of the market operator (OMIE) services; the cost of the system operator (REE) services; the cost of the regulator (CNE) services; the share of renewable energy production incentives; the share of Energy savings and energy efficiency plan, whose goal is to reduce consumption and carbon emission; the share of Elcogás viability plan, which aims to cover the operating cost of the first plant in Spain for demonstrating technology of Combined Cycle of Integrated Gasification using coal; the share of Social bonus, as a means of assisting priority customers with their energy bills; the costs of Diversification and security of supply, which includes the nuclear moratorium and other nuclear costs and interruptibility service (demand management tool) costs; the share of compensation fee to non peninsular territories, in order for the islands and the autonomous cities consumers to have power at the same price as that of the peninsula; and the amount of the annuity of tariff deficit.

3 Electricity price comparison

To calculate the average retail price of electricity, data from the sector agencies in each country has been used. The existence of deferred liability over time (deficit) in both the UK (concerning pensions for employees of transmission and distribution) and Spain (regarding own system costs) was taken into consideration to get the real average retail price. So the deferred liability was added to the annual retail electricity billed in the year the expenses were incurred, and was subtracted from the annuity deficit recovery, subsequently called real annual retail electricity billed. Therefore, the real average retail price of electricity was obtained by dividing the real annual retail electricity billed by the respective total annual consumption.

To compare the average retail price of electricity and real average retail price of electricity curves of the two countries the calculation was carried out using purchasing power parity (PPP) as a currency conversion rate to convert nominal prices to international US dollars, and the GDP deflator to bring prices to the OECD base year 2005. The PPPs are the rates of currency conversion that equalize the purchasing power of different currencies by eliminating the differences in price levels between countries. The PPP source was the OECD database.

For a breakdown of the average retail price of electricity into its components, information from regulators and government agencies was used.

3.1 Electricity system costs

Total system costs are available prior to and after restructuring, however, the detailed cost of each component is known only after the liberalization process. Fig.1 shows the evolution of Spain's electricity system components costs from 1998 to 2010. In most years, the market component (mainly the wholesale energy component which includes the cost of the electricity on the wholesale market or in a contract with the generator) accounts for more than half of the total cost. Mainly in 2005 and 2006 this share was as high as 70%. From 2000 electricity sales revenues were insufficient to pay for the cost of the electricity system, from this a tariff deficit began to grow. In 2003 an annuity for financing the tariff deficit was included in regulated costs. This annuity has grown considerably in this period, clearly emphasizing the increase of tariff deficit in Spain.

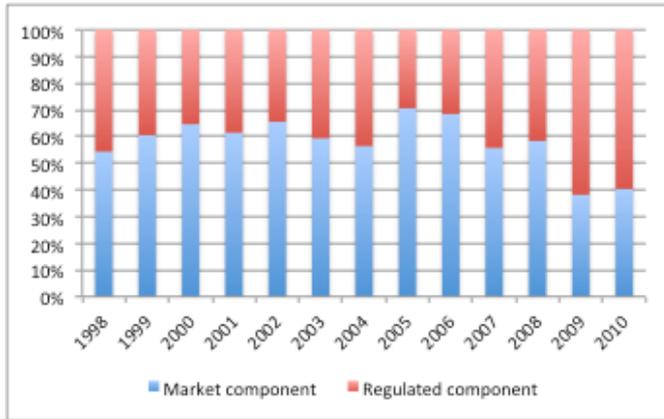


Figure 1. Breakdown of electricity system costs in Spain (1998-2010). (Source: Picture elaborated by the authors with CNE data [6]-[30])

Fig.2 shows the evolution of the UK electricity system components costs from 1998 to 2010. In 1998 and 1999, costs were divided almost in half between market component and regulated component. Between 2000 and 2003 the market component increased a little reaching 54% of the costs, probably reflecting the problems in the Pool [4] and the subsequent transition to the new market model NETA in 2001. Since 2003 it started to decrease reaching a minimum of 28% of total costs in 2005 when the BETTA was implemented extending to the Scottish market the NETA that was successfully introduced in England and Wales in 2001. With regard to the growth of the regulated component during this period we can mention the implementation of climate change levy (CCL) in 2001 which encouraged businesses to reduce energy use or energy consumption from renewable sources.

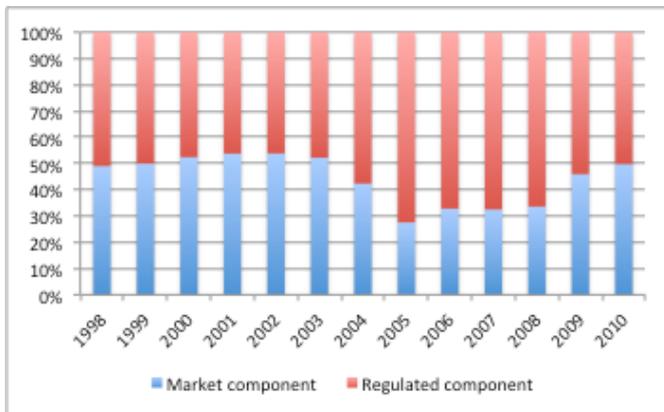


Figure 2. Breakdown of electricity system costs in UK (1998-2010). (Source: Picture elaborated by the authors with DECC data [30])

In 2002, as part of Government Environmental Programmes, the Renewable Obligation (RO), a main support mechanism for renewable electricity projects in the UK, and also the Energy Efficiency Commitment (EEC), which was replaced by the Carbon Emissions Reduction Target (CERT) in 2008, required energy suppliers to achieve targets for a reduction in carbon emissions generated by the domestic sector. From 2006 the market component rose again returning to a share of almost 50% in 2010.

In 2009, the CESP was created as part of the government’s Home Energy Saving Programme. It requires electricity suppliers and electricity generators to deliver energy saving measures to domestic consumers in specific low-income areas. In 2010 the Feed-in Tariffs scheme (FIT) went live. The FIT is an environmental programme introduced by the government to promote widespread uptake of a range of small-scale renewable (up to 5MW and 2MW for Combined Heat and Power plants) and low-carbon electricity generation technologies

3.2 Trend of electricity prices

Fig.3 shows the historical data of the average retail price of electricity and real average retail price of electricity, for the UK and its consumption. In this graphic, we verify that the two curves of average retail price match because the pension deficit in the UK represents only around 1% of the revenue. Since 1992, the second year after the initiation of reforms in the electricity supply industry, the average retail price of electricity presented a downward trend until 2003 when it began to rise. Whereas the share of the market component with respect to the regulated component began to decline this same year (see Fig.2) reaching its lowest share (28%) in 2005. The price increase during this period shows the influence of the regulated component. In the years following, this trend reversed balancing both costs in 2010. Therefore, sustained movements in international prices of fossil fuels would be a key factor influencing that retail electricity prices go forward.

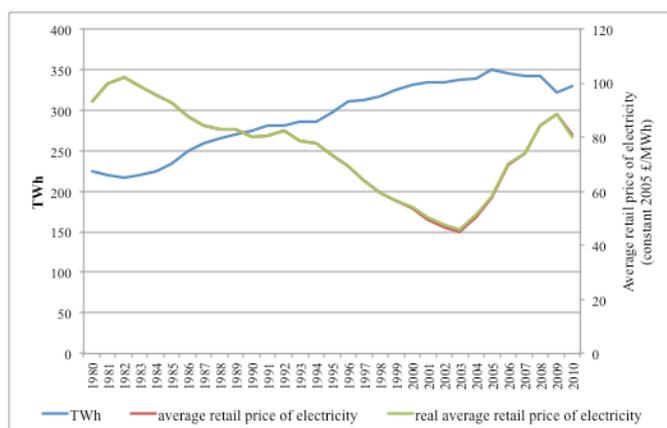


Figure 3. Consumption and average retail price of electricity in the UK. (Source: Picture elaborated by the authors with DECC data [5])

Fig.4 illustrates the trend of prices in the UK wholesale gas market in the period of 1996 to 2011. It illustrates the changing trend towards higher prices after the UK became a net importer of gas in 2004 [31]. Besides, considering the UK generation mix (see Fig.5), which Combined Cycle Gas Turbine (CCGT), was deployed in the late 90's with a 30% share and reached over 45% in 2010, thus highlighting natural gas as a major fuel in the generation mix.

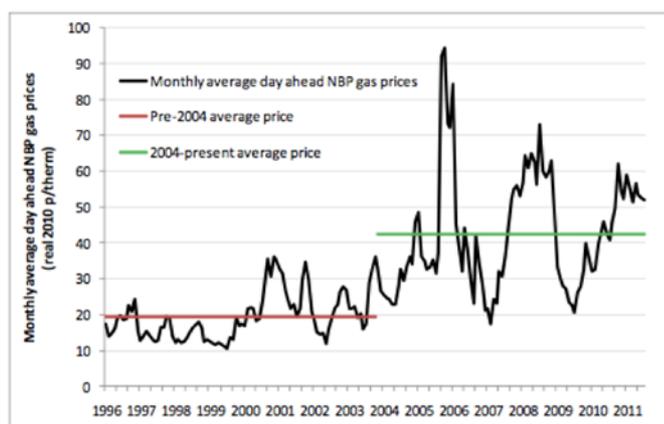


Figure 4. UK wholesale gas price, 1996 to 2011. (Source: DECC [31])

In 2005 BETTA was implemented and started the EU Emissions Trading Scheme (ETS), which puts a price on the CO₂ emitted by electricity generators, thus increasing generation costs.

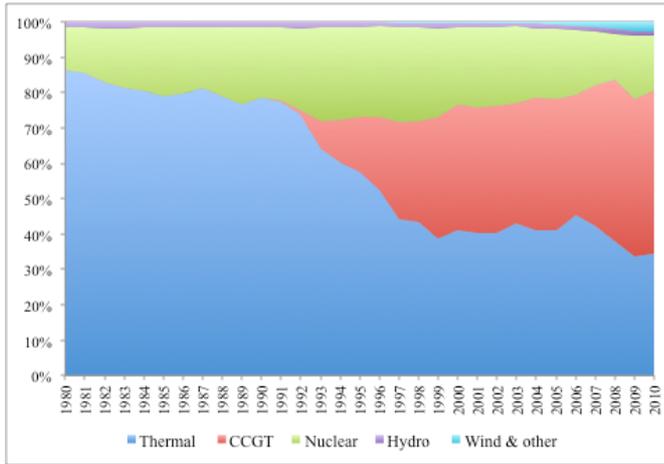


Figure 5. UK generation mix. (Source: Picture elaborated by the authors with DECC data [32])

Fig.6 shows the historical data of consumption, average retail price of electricity and real average retail price of electricity, for Spain. Since 1998, the first year after the initiation of reforms in the electricity supply industry the real average retail price of electricity continued its downward trend until 2001. In the year 2002 there was a considerable increase in the electricity system costs due primarily to higher prices in the wholesale generation market, which offset the increase in fuel costs resulting from lower rainfall (see Fig.7). So this year the real average retail price of electricity showed a peak while the other curve remains constant since a part of the costs were deferred over time (1.149 M€). In the next two years, the downward trend of the two curves coincides again since no deficit was generated during this period.

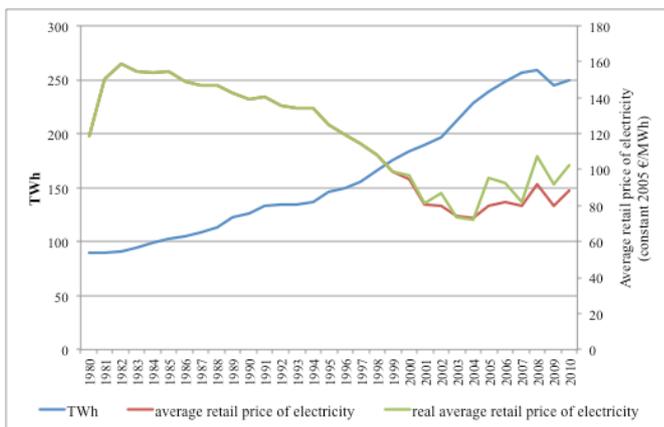


Figure 6. Consumption and average retail price of electricity in Spain. (Source: Picture elaborated by the authors with CNE data [6]-[18])

In 2005 the real average retail price of electricity went up sharply and continued to rise in 2006. The share of market component (see Fig.1) peaked at 70.6% in 2005 and was maintained at about 68% in 2006 demonstrating its marked influence on price rise. As Fig.7 shows there was an increase in CCGT generation to meet the decline in hydroelectric and nuclear. As we saw in Fig.4 since 2004 there was a trend towards higher wholesale gas prices thus the price of electricity in the wholesale market nearly doubled from the previous year [38]. Besides the EU Emissions Trading Scheme (ETS) was initiated, which put a price on the CO₂ emitted by electricity generators, further increasing generation costs. The other curve shows slower growth in 2006 since a part of the costs were deferred over time (3.830 M€).

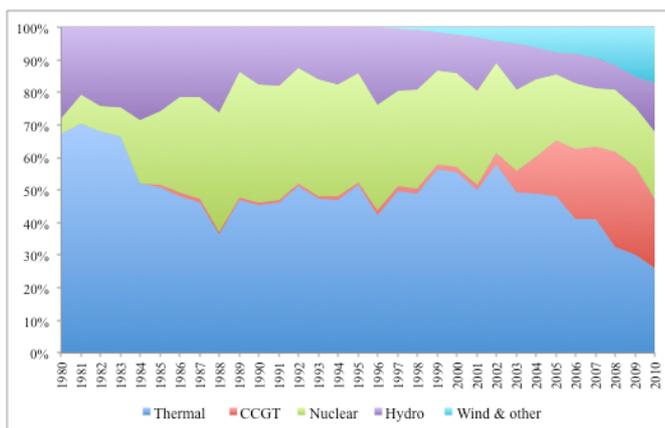


Figure 7. Spain generation mix. (Source: Picture elaborated by the authors with Ministerio de Industria, Turismo y Comercio data [33]-[43])

In 2007 the real average retail price of electricity decreased until it matched the other, continually increasing, curve. The wholesale market prices were significantly lower in 2007 and there was a fall in the ETS [39]. In 2008 both curves peaked although the real average retail price of electricity reached its highest value highlighting the enormous amount of deferred costs (5.819 M€). In that year the share of the market component (see Fig.1) was almost 60%. Also, the share of CCGT in the generation mix was about 30% (see Fig.7).

In 2009 there was a reduction in consumption as a result of the global economic crisis. Hence, there was a surplus power supply along with a reduction in the price of fossil fuel causing a decrease in prices in the wholesale market. As Fig.7 shows, the hydro generation share rose to 9% and the renewable share reached 15%.

3.3 Comparative statistical analysis

This analysis covers 31 years, from 1980 to 2010. Prices for each country have been converted to volumes in international US\$ using the purchasing power parity PPP and the US GDP deflator (OECD base year 2005).

	UK_Total Cost US\$/MWh	ES_Total Cost US\$/MWh
Average	116,2	149,6
Standard deviation	23,3	29,8
Minimum	72,4	94,1
Maximum	154,8	193,6
Range	82,4	99,5

Fig.8 shows the historical data of the average retail price of electricity for the UK and Spain. For each country the apparent price (the price effectively paid each year), and the real price (including deferred costs, i.e. pensions deficit in the UK and system deficit in Spain) are shown.

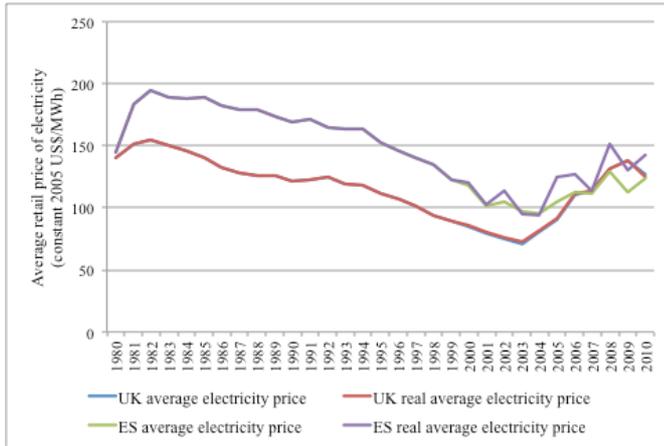


Figure 8. Average retail price of electricity in the UK and Spain. (Source: Picture elaborated by the authors with DECC data [5] and CNE data [6]-[18])

After a boost in the ES price in 1981, ES prices decline slowly but keep well above the UK prices until 1995 when they slowly start a process of convergence until 2004. From 2004 on, UK and ES prices rise. The apparent ES price is lower than the apparent UK price in 2009, but the real prices are almost the same.

Fig.8 also shows higher variability in ES price over the last decade. Real ES prices are systematically higher than UK prices as Fig.9 shows.

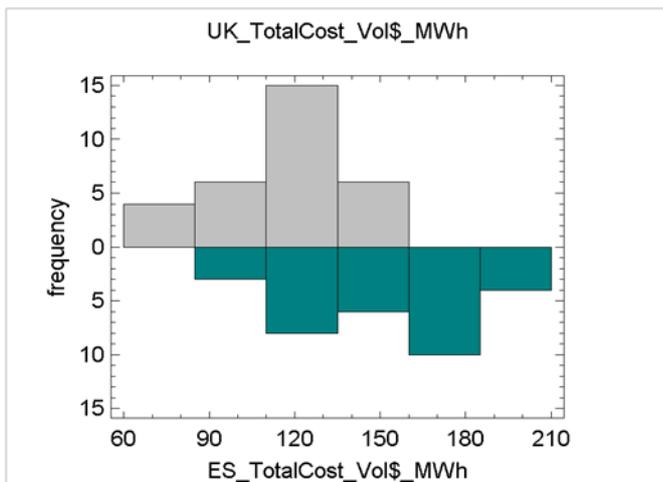


Figure 9. Real UK and ES prices from 1980 to 2010.

In these years ES prices are 22.7 US\$/MWh higher than UK prices plus 10% of the UK price as Fig.10 shows. In PPPUS\$/MWh:

$$ES \text{ TotalCost} = 1.1 \text{ UK TotalCost} + 22.7 \quad (1)$$

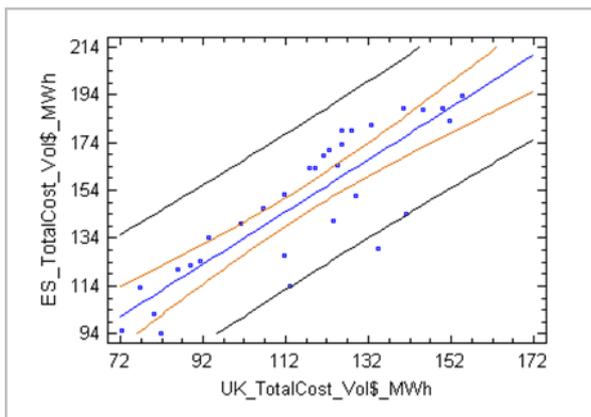


Figure 10. Linear regression real ES prices to UK prices.

Fig. 11 clearly shows the higher ES average prices and higher variability in this period.

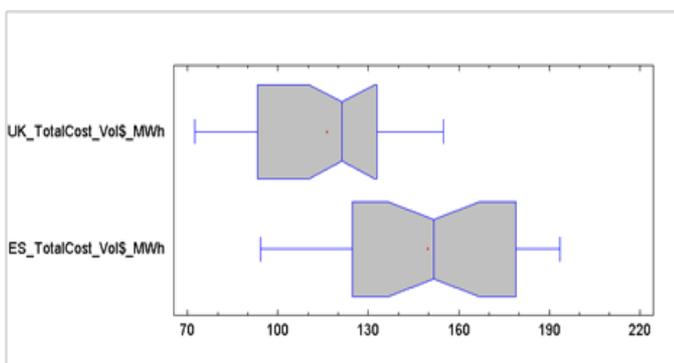


Figure 11. Box and Whisker plot comparing real ES prices to UK prices.

However, as Fig.12 shows, a stochastic analysis of the difference between ES and UK real average prices shows a pronounced convergence from 1992 on. This process points to an almost complete equalization of the average price in recent years.

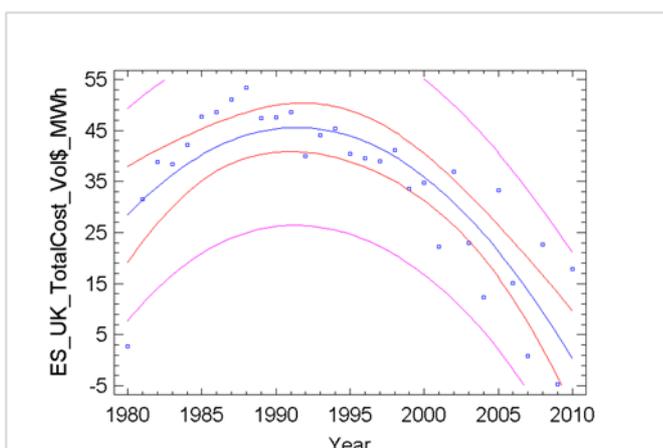


Figure 12. Real ES price minus UK price convergence process.

4 Conclusions

Even though the electricity supply industry of the UK and Spain are quite different, liberalization was expected to improve the sector's efficiency and also to act as a converging force. Our analysis shows that the result has not been exactly as was expected.

Real prices in Spain in the last 3 decades were consistently higher than prices in the UK. After liberalization, prices in Spain were also more volatile than in the UK, which could point to market or regulatory weaknesses. A frequency analysis of this variability suggests that the higher instability in the regulatory framework in Spain is a main contributor.

Real prices in Spain have been significantly higher than apparent prices for the last decade. The variability of these price differences also points to regulation instabilities. Over the last years of the period analyzed this difference has been increasing steadily. The Spanish tariff deficit, which defers the payment of present regulated costs to future customers, is an unsolved problem.

Real prices were increasingly diverging until the mid-nineties. Convergence started a few years before the liberalized regulatory environment was established in Spain; but, after liberalization, it has been constantly gaining momentum. In recent years, real prices in the UK and in Spain have almost equalized. Short term variability of these price differences also points to regulation instabilities.

5 References

- [1] P.L. Joskow, "Introduction to Electricity Sector Liberalization: Lessons Learned from Cross-Country Studies," in *Electricity Market Reform: An International Perspective*, Ed. Elsevier: F.P.Sioshansi, W. Pfaffenberge, 2006, pp. 1-32.
- [2] P.L. Joskow, "Electricity Sectors in Transition," *The Energy Journal*, 1998, vol. 19 (2), pp. 25-55.
- [3] IEA. (2002). *Security of Supply in Electricity Markets - Evidence and Policy Issues*. [Online]. Available: <http://www.oecd.org>
- [4] D. Newbery, "Electricity Liberalization in Britain and the Evolution of Market Design", in *Electricity Market Reform: An International Perspective*, Ed. Elsevier: F.P.Sioshansi, W. Pfaffenberge, 2006, pp. 109-143.
- [5] DECC. (2012). *Digest of United Kingdom energy statistics (DUKES)*. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change>
- [6] CNE. (1999) *Informe sobre los resultados de la liquidación 14 de 1998*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [7] CNE. (2000) *Informe sobre los resultados de la liquidación 14 de 1999 y verificaciones practicadas*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [8] CNE. (2001) *Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2000 y verificaciones practicadas*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [9] CNE. (2002) *Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2001 y verificaciones practicadas*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [10] CNE. (2003) *Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2002 y verificaciones practicadas*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [11] CNE. (2004) *Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2003 y verificaciones practicadas*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [12] CNE. (2005) *Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2004 y verificaciones practicadas*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [13] CNE. (2006) *Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2005 y verificaciones practicadas*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [14] CNE. (2007) *Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2006 y verificaciones practicadas*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [15] CNE. (2008) *Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2007 y verificaciones practicadas sector eléctrico*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [16] CNE. (2009) *Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2008 y verificaciones practicadas sector eléctrico*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [17] CNE. (2010) *Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2009 y verificaciones practicadas sector eléctrico*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [18] CNE. (2011) *Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2010 y verificaciones practicadas sector eléctrico*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [19] CNE. (2001) *Información básica de los sectores de la energía 1999*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [20] CNE. (2001) *Información básica de los sectores de la energía 2000*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [21] CNE. (2002) *Información básica de los sectores de la energía 2001*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [22] CNE. (2003) *Información básica de los sectores de la energía 2003*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [23] CNE. (2004) *Información básica de los sectores de la energía 2004*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [24] CNE. (2005) *Información básica de los sectores de la energía 2005*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [25] CNE. (2006) *Información básica de los sectores de la energía 2006*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [26] CNE. (2007) *Información básica de los sectores de la energía 2007*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [27] CNE. (2008) *Información básica de los sectores de la energía 2008*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [28] CNE. (2009) *Información básica de los sectores de la energía 2009*. [Online]. Available: <http://www.cne.es>

-
- [29] CNE. (2011) Información básica de los sectores de la energía 2010.[Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [30] CNE. (2011) Información básica de los sectores de la energía 2011.[Online]. Available: <http://www.cne.es>
- [31] DECC. (2011). *Estimated impact of energy and climate change policies on energy prices and bills*. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change>
- [32] DECC. (2012). *Energy Trends*. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change>
- [33] DECC. (2012). *Dukes 5.1.3*. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change>
- [34] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2002) *La energía en España 2001*. [Online]. Available: <http://www.minetur.gob.es>
- [35] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2003) *La energía en España 2002*. [Online]. Available: <http://www.minetur.gob.es>
- [36] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2004) *La energía en España 2003*. [Online]. Available: <http://www.minetur.gob.es>
- [37] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2005) *La energía en España 2004*. [Online]. Available: <http://www.minetur.gob.es>
- [38] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2006) *La energía en España 2005*. [Online]. Available: <http://www.minetur.gob.es>
- [39] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2007) *La energía en España 2006*. [Online]. Available: <http://www.minetur.gob.es>
- [40] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2008) *La energía en España 2007*. [Online]. Available: <http://www.minetur.gob.es>
- [41] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2009) *La energía en España 2008*. [Online]. Available: <http://www.minetur.gob.es>
- [42] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2010) *La energía en España 2009*. [Online]. Available: <http://www.minetur.gob.es>
- [43] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2011) *La energía en España 2010*. [Online]. Available: <http://www.minetur.gob.es>

Versión preprint del artículo presentado en la 13th Spanish-Portuguese Conference on Electrical Engineering, 2013

Retail electricity price evolution in California and the UK: A comparative analysis.

Martinez-Castor-de-Cerqueira, M., Catalán-Izquierdo, S., Cañas-Peñuelas, C., and Bueno-Barrachina, J.M.

Instituto de Tecnología Eléctrica

Universitat Politècnica de Valencia

Camino de Vera, 46022 Valencia (Spain)

phone:+34 96 387 70 00, fax:+34 96 387 90 09, e-mail:
mamarc16@upv.es,scatalan@die.upv.es, cscanas@ite.upv.es, jmbueno@die.upv.es

Abstract. Since the nineties, the electricity supply industry of many countries has been moving from a vertical integrated natural monopoly status quo to an as-much-as-possible free market. That movement would be reflected in the retail electricity price. In the traditional cost of service structure of the electric power sector the costs were simply allocated to generation, transmission and distribution. After the liberalization, some activities were split up and new institutions were created. The electricity systems of the UK and California have been operating in very different environments including political framework, energy resources, and economic structure. To evaluate the overall results, in this paper we analyze the evolution of the real average final price, in PPP units, of electricity in the UK and California over the last three decades.

Key words

Electricity supply industry deregulation, Electricity price, Power system economics.

1. Introduction

The liberalization of the electricity supply industry (ESI), towards which many countries moved in the 90s, was intended to improve the sector's efficiency by market competition. In the traditional vertical integrated structure, the ESI was considered a natural monopoly, costs were simply share out between generation, transmission and distribution and passed on to customers at a regulated pace. After the restructuring process, many activities were classified as free to market. New market and technical institutions were needed. The costs now can be reliably assigned to generation, transmission, distribution, retail supply, market operators, system operators and regulator. The specific components included into

each one of these categories, the real market competition accomplished, and the payment schedule of the regulated costs differ among countries.

The electricity systems of the UK and California operate in very different environments. Different available energy sources, economic environment, political structure and regulatory, but liberalization should be a converging force. To evaluate the overall results, in this paper, using the same methodology detailed in [14], we compare the evolution of the average final price of electricity in the UK and in California over the last three decades.

2. Electricity price composition

The price of electrical energy is formed by addition of costs. The composition of this price may vary depending on the country. The electricity bill takes into account the free market activities, mainly the cost of generating electricity, corresponding to how much it costs the energy on the wholesale spot market or through bilateral contracts, and the supply costs, i.e. the costs associated with running a retail sales business, including customer services, metering, billing, etc. In addition there are still regulated costs, mainly related to natural monopoly activities and some regulatory or technical institutions: network charges (Transmission and Distribution) to recover the cost of transporting and distributing energy to consumers; institutional costs (Market Operator, System Operator and, System Regulator); environmental costs, corresponding to the cost of Government schemes to promote renewables, low carbon technologies and energy efficiency programs; social programs to assist priority customers (e.g. those on a low income) with their energy bills; costs of territorial cohesion policy; and costs of transition to competition. TABLE I shows the regulated part of the costs that make up the retail price of the electricity supply in United Kingdom (UK) and California (CA).

TABLE I. Main electricity system regulated costs in 2010

United Kingdom	California
Distribution network	Distribution network
Transmission network	Transmission network
System operator	System operator
Regulatory Authority	Regulatory Authority
Renewables Obligation Feed-in Tariff	Self-Generation Incentive Program (SGIP) California Solar Initiative (CSI)
Community Energy Savings Programme	Energy Savings Assistance Program (ESAP)
Carbon Emissions Reduction Target	Energy Efficiency Programs Demand Response Program RD&D

United Kingdom	California
Social tariffs	California Alternate Rate for Energy (CARE)
Pension Fund	
Annuity pension deficit recovery	DWR Bond Rate Reduction Bonds Energy Recovery Bonds (PG&E)
Balancing and Settlement Code	
Hydro Benefit Replacement Scheme and Common Tariff Obligation	
	Ongoing Competition Transition Charge

A. United Kingdom

The British ESI was one of the first to be fully liberalized and restructured, making it one of the most studied models in the world. Restructuring began with the approval of the "Electricity Act of 1989" which laid the foundations for reform. Reforms have involved measures such as privatization, establishment of sector regulators, introduction of competition into generation, design of organized wholesale (Electricity Pool) and retail markets, and unbundling of generation, transmission, distribution, and retail activities[1]. In 2001 the Electricity Pool was replaced by the New Electricity Trading Arrangements (NETA), which later in 2005 was renamed the British Electricity Trading & Transmission Arrangements (BETTA) and also included Scotland.

In parallel to the introduction of competition in generation, retail electricity market was also gradually opened in this sense. From April 1990, large consumers with a peak demand greater than 1 MW could choose their energy supplier; in April 1994 the threshold was reduced to 100 kW and between September 1998 and May 1999 was available for all consumers [2].

Transmission and distribution are considered natural monopolies regulated by the Office of the Gas and Electricity Markets (OFGEM). There are 14 distribution network operators (DNOs) that are licensed to carry electricity from the transmission systems and from some generators, that are connected to their networks, to industrial, commercial and domestic users. There are also four independent network operators who own and run smaller networks embedded in the DNO networks.

According to TABLE I the regulated costs of electricity prices in UK include the cost of building, maintaining and operating transmission and distribution networks; the cost of the system operator services (National Grid); the remuneration of the company (Elexon) that implements the balancing mechanism and imbalance settlement processes of electricity (Balancing and Settlement Code), the cost of the Office of the Gas and Electricity Markets (OFGEM), which corresponds to the cost of the activities of the regulator; the cost of the Renewables Obligation Certificates (ROC), which aims to support

deployment of large scale renewable electricity; the cost of feed-in tariffs, which aims to support deployment of small scale renewable electricity (less than 5MW); the cost of the Community Energy saving Programme (CESP), which aims to deliver energy saving measures to domestic consumers in specific low income areas; the cost of the Carbon Emissions Reduction Target (CERT), whose goal is to support the government's main domestic energy efficiency instrument; the share of Social tariffs, as a means of assisting priority customers with their energy bills; the cost of a pensions fund for employees of the distribution, transmission and system operator companies; the cost of the Hydro Benefit Replacement Scheme and Common Tariff Obligation, in order for domestic customers in remote areas of northern Scotland not to be charged very high prices for their electricity; and the pension fund deficit of the transmission and distribution companies employees.

B. California

California began the process of restructuring electricity service in the early 1990s by introducing competition into the generation of electricity, with the ultimate goal being to lower the prices for IOU customers. The legislation ultimately enacted in 1996 – Assembly Bill 1890 (AB1890) – included a transition period during which the investor owned utility (IOU) were to sell their fossil fuel power plants to independent generators while retaining their hydroelectric and nuclear power plants. IOUs have a defined geographic service area and are required by law to serve customers in that area.

Eventually, however, electricity purchases and customer rates were to be determined in a competitive market. In such a market, customers could choose to have the IOUs purchase the electricity on their behalf, or they could purchase electric power directly from electric service providers through direct access. During the transition period, however, the retail rates of the IOUs were to be frozen until certain conditions had been satisfied, including the recovery by the IOUs of certain stranded costs of uneconomic generating facilities that would not be otherwise recoverable in a competitive market.

According to EIA data for 2010 [3], besides the IOUs, representing approximately 69% of electricity supply and the electric service providers that account for about 7% of supply, there are also publicly owned electric utilities which are public companies that provide electric service in their local area and are responsible for the remaining 24%. The three largest IOU, Pacific Gas & Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE) and San Diego Gas & Electric (SDG&E), account for 99% of the electricity supplied by the IOUs.

The deregulation process was suspended in response to the electricity crisis that arose in 2000 and early 2001. By the summer of 2000, wholesale power sellers were not making sufficient power supplies available in the wholesale spot market, and spot market prices began to rise, swiftly and dramatically. At the same time, PG&E and SCE remained in the AB 1890 transition period with frozen retail rates. By December 2000, PG&E and SCE had incurred several billion dollars of losses, adversely affecting their creditworthiness. PG&E's and SCE's credit deterioration had a spiralling effect, deterring power suppliers from bidding supplies into the California market, exacerbating the shortage of electric power, and causing wholesale prices to escalate further.

In January 2001, the State authorized California Department of Water Resources (DWR) to begin purchasing the electricity that the IOUs could not provide, incurring debt to finance such purchases and implementing a mechanism to recover the costs thereof from the ratepayers of the IOUs. From January 2001 through December 2002, DWR procured the electricity for the three IOUs from power delivered under its long-term power purchase contracts and from wholesale spot market and other short-term transactions. DWR was authorized to issue bonds to provide permanent financing for costs incurred in connection with the electricity purchases [4].

In response to the energy crisis the liberalization process was interrupted, the State prevented the IOUs from continuing to sell their power plants and suspended the ability for bundled customers to enter into new direct access contracts. In late 2009 returned to be allowed to individual retail non-residential end-use customers to acquire electric service from other providers in each IOU service area, up to a maximum allowable limit, which was increased gradually from April 2010.

Being the IOUs the main electricity suppliers, they are the reference for the regulated costs of the electricity price in California. According to TABLE I these costs relate to: operation and maintenance costs of transmission and distribution networks; the cost of the California Independent System Operator (CAISO), which corresponds to the cost of the activities of the system operator; the cost of the California Public Utilities Commission (CPUC), which corresponds to the cost of the activities of the investor-owned electric utilities regulator; the cost of the Federal Energy Regulatory Commission (FERC), which corresponds to the cost of the activities of the interstate transmission of electricity regulator; the cost of the California Solar Initiative (CSI), which aims to supporting deployment of solar photovoltaic generation system up to 1 MW for residential and commercial customers; the cost of the Self-Generation Incentive Program (SGIP), whose goal is to support existing, new and emerging distributed energy resources; the cost of the Energy Savings Assistance Program (ESAP), which aims to improve the welfare of California's low-income population, by subsidizing and managing energy efficiency improvements for low income residences; the cost of the Energy Efficiency Program, whose goal is to support residential, commercial, industrial and agricultural sectors to overcome barriers to improving energy efficiency and realize savings for the ratepayer; the cost of the Demand Response Program, which aims to promote activities of demand management (demand reducing or moving); the cost of the Research, Development and Demonstration Program (RD&D), which aims to create advanced energy markets and help to bring new energy efficient products and technologies on line; the cost of the California Alternate Rates for Energy (CARE), whose goal is to provide rate discounts for qualifying low-income customers; the cost of the Rate Reduction Bonds, bonds issued in 1997 to meet the 10% reduction of the tariff for residential and small commercial customers; the cost of the DWR Bonds, which aims to recover the costs incurred by the State of California to purchase power during the electricity supply crisis; the cost of the Energy Recovery Bonds, which aims to cover the costs of the bonds issued by PG&E as part of its bankruptcy settlement agreement; the cost of the DWR Contracts, which aims to cover the cost of long term contracts that the DWR entered into on behalf of the IOU customers during the energy crisis; and the cost of the Competition Transition Charges (CTC), which corresponds to the difference between electricity cost and the market price, as determined by the CPUC.

3. Electricity price comparison

To calculate the average retail price of electricity, data from the sector agencies in each country has been used. The existence of deferred liability over time (deficit) in both the UK (concerning pensions for employees of transmission and distribution business) and California (regarding the electricity supply crisis financing costs) is taken into consideration to get the real average retail price. To evaluate the real annual retail electricity cost the deferred liability has been added to the annual retail electricity billed in the year the expenses were incurred and the annuity deficit recovery has been subtracted. Therefore, the real average retail price of electricity is obtained by dividing the real annual retail electricity billed by the respective total annual consumption.

To compare the apparent average retail price of electricity and the real average retail price of electricity curves of the two countries the calculation was carried out using purchasing power parity (PPP) as a currency conversion rate to convert nominal prices to US international dollars, and the GDP deflator to bring prices to the OECD base year 2005. The PPPs are the rates of currency conversion that equalize the purchasing power of different currencies by eliminating the differences in price levels between countries. The PPP source was the OECD database.

For a breakdown of the average retail price of electricity into its components information from regulators and government agencies was used.

A. Electricity system costs

Fig. 1 shows the evolution of the California electricity system components costs, between 2006 and 2011, based in the costs of programs and activities conducted by the three major electric companies (investor-owned utilities) regulated by the CPUC. These data come from a report that began to be developed by the

CPUC in 2006 according to the California Legislature passed AB in 2005, PU Code 747. Therefore data are available concerning these years only.

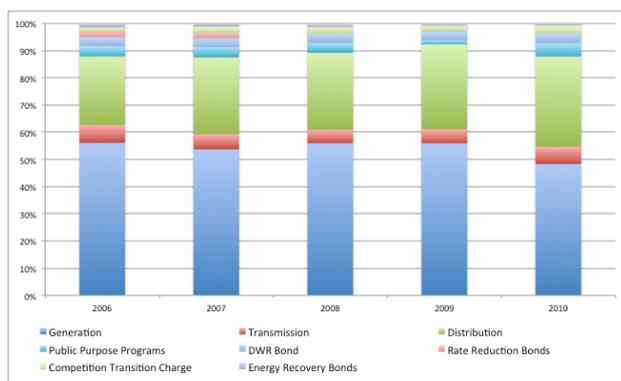


Fig. 1. Breakdown of the electricity system costs in California (2006-2011). (Source: Picture elaborated by the authors with CPUC data[5] and [6])

In most years, the electricity production cost accounts for more than half of the total cost. Its share has remained almost constant at about 56% until 2009, except 2007 when it declined to 53.5%. In 2010 this share was reduced to 48% and achieved a minimum of 41% in 2011. The second largest share has been in distribution, which has progressively increased from 25% to 35% in 2011. Transmission has ranged between 6% and 5%, rising to 8.3% in 2011. The Public Purpose Program remained at around 4% until 2008 when in 2009 was reduced to 1.4%, then quickly rising to 5% in 2010 and reaching almost 6% in 2011. The share of all bonds (including the three kinds of bonds) has been reduced from 7% in 2006 to 4% in 2008, as the Rate reduction bond was paid in full in 2007. It remained constant the next two years, then growing to 5% in 2011. Ongoing competition transition charge share around 2% until 2009, starting to increase in 2010, reaching 5% in 2011.

Fig.2 shows the evolution of the UK electricity system components costs since 1998 until 2010. In 1998 and 1999, costs were divided almost in half between energy production and distribution, transmission and other costs (regulated costs). Between 2000 and 2003 energy production costs increased a little reaching 54% of the costs [7] and the subsequent transition to the new market model NETA in 2001. Since 2003 it started to decrease reaching a minimum of 28% of total costs in 2005 when the BETTA was implemented extending to the Scottish market, the NETA that was introduced in England and Wales in 2001.

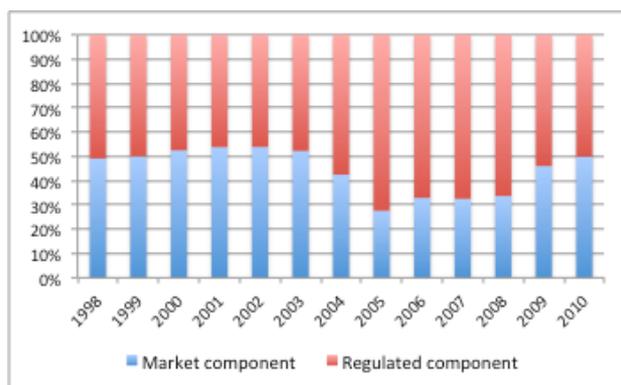


Fig. 2. Breakdown of electricity system costs in UK (1998-2010) (Source: Picture elaborated by the authors with DECC data [8])

With regard to the growth of the regulated costs during this period, it can be mentioned the implementation of the climate change levy (CCL) in 2001 which encourages businesses to reduce energy use or energy consumption from renewable sources; in 2002, as part of Government Environmental Programmes, the Renewable Obligation (RO), representing a main support mechanism for renewable electricity projects in the UK and also the Energy Efficiency Commitment (EEC), replaced by the Carbon Emissions Reduction Target (CERT) in 2008, that requires energy suppliers to achieve targets for a

reduction in carbon emissions generated by the domestic sector. Since 2006 the energy production cost rose again returning to the share of almost 50% in 2010.

In 2009 the CESP has been created as part of the government's Home Energy Saving Programme. It requires electricity suppliers and electricity generators to deliver energy saving measures to domestic consumers in specific low-income areas. In 2010 the Feed-in Tariffs scheme (FITs) went live. The FIT is an environmental programme introduced by the government to promote widespread uptake of a range of small-scale renewable (up to 5 MW and 2 MW for Combined Heat and Power plants) and low-carbon electricity generation technologies.

B. Comparative analysis

Fig. 3 shows the historical data of apparent average retail price of electricity and real average retail price of electricity for the UK and California. When the UK started the liberalization in the electricity supply industry the curves of both intersect and the average retail price of electricity in the UK changed to be lower than in California. This trend continued until 2007 when they come to converge and even the price curves in the UK exceed those of California in the following years.

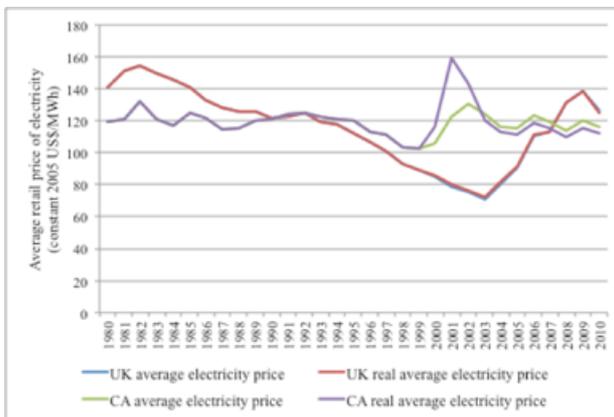


Fig. 3. Consumption and average retail price of electricity in the UK. (Source: Picture elaborated by the authors with DECC data [9] and EIA data [10])

In this graphic, we verify that the apparent average retail price and the real retail price in the UK match because the deferred costs in the UK, mainly pension deficit, represent around 1% of the revenue. Since 1992, the second year after the initiation of reforms in the UK, the average retail price of electricity presented a downward trend until 2003 when it began to rise. The share of energy production cost with respect to the regulated costs began to decline just this year (Fig. 2) reaching its lowest share (28%) in 2005 showing the influence of the distribution and transmission costs in the price increase during this period. In the years following, this trend reversed back getting into balance between both costs in 2010. Sustained movements in the international prices for fossil fuels would therefore be a key factor influencing retail electricity prices going forward [31].

The average retail price of electricity in California also shows a downward trend since liberalization until 2000. Since then, the liberalization process was suspended in response to the electricity supply crisis that exploded in 2000 and early 2001. For three years, both apparent and real prices rose quickly, the real average retail price of electricity reached the highest value highlighting the enormous amount of deferred cost. The State intervention not only reduced apparent prices but also delayed the peak in apparent prices from 2001 to 2002. The following years the prices dropped again although remained oscillating with a slight downward trend. Causes include the rise in price of fossil fuels, especially natural gas that spiked in 2006 because of Hurricane Katrina in the Gulf of Mexico gas-producing region, and have been extremely volatile since then.

4. Conclusions

Although the liberalization of the electricity supply industry in the UK and California seemed to work well initially, it is clear that framework design flaws and defective supervision imply systemic risks for the economy as the California electricity crisis shows. When the California electricity crisis burst the real price in California went up sharply and the convergence trend with the UK ended. The California crisis was the result of inappropriate regulations as the electricity restructuring radically changed the rules increasing the electricity system exposure to economic risks.

Comparing both systems after the California crisis, UK increasing liberalization and California stopping it, it is still not clear, beyond theoretical constructions, which model develops better benefits in practice, i.e. lower retail prices, for each country. The trend of the real average electricity price in UK in the last decade has been upward, so prices have converged again. Real prices in California, crisis afterwards, show higher annual variability not only because of the fuels price volatility but also of the regulatory adjustments in the system.

Acknowledgements

We would like to thank the Iberdrola Foundation for sponsoring this paper.

References

- [1] P.L. Joskow, "Electricity Sectors in Transition," *The Energy Journal*, 1998, vol. 19 (2), pp. 25-55.
- [2] IEA, "Security of Supply in Electricity Markets - Evidence and Policy Issues", 2002.[Online]. Available: <http://www.oecd.org>
- [3] EIA, "State Electricity Profiles 2010", 2012. [Online]. Available: <http://www.eia.gov/>
- [4] DWR, "California Energy Resources Scheduling. Annual Report for Calendar Year 2001".[Online].Available: <http://www.cers.water.ca.gov/>
- [5] CPUC, "Regulated California Electric and Gas Utility Ratepayer Costs", 2009. [Online]. Available: <http://www.cpuc.ca.gov/>
- [6] CPUC. "Electric and Gas Utility Cost Report", 2012. [Online]. Available: <http://www.cpuc.ca.gov/>
- [7] D. Newbery, "Electricity Liberalization in Britain and the Evolution of Market Design", in *Electricity Market Reform: An International Perspective*, Ed. Elsevier: F.P. Sioshansi, W. Pfaffenberge, 2006, pp. 109-143.
- [8] DECC, "Energy Trends", 2012. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change>
- [9] DECC, "Digest of United Kingdom energy statistics (DUKES)", 2012. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change>
- [10] EIA, "State Energy Data System (SEDS):1960-2010", 2012. [Online]. Available: <http://www.eia.gov/state/seds/seds-data-complete.cfm?sid=CA>
- [11] DECC, "Estimated impacts of energy and climate change policies on energy prices and bills", 2011. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change>
- [12] P.L. Joskow, "Introduction to Electricity Sector Liberalization: Lessons Learned from Cross-Country Studies", in *Electricity Market Reform: An International Perspective*, Ed. Elsevier: F.P. Sioshansi, W. Pfaffenberge, 2006, pp. 1-32.
- [13] J.L. Sweeney, "California Electricity Restructuring, The Crisis, and its Aftermath", in *Electricity Market Reform: An International Perspective*, Ed. Elsevier: F.P. Sioshansi, W. Pfaffenberge, 2006, pp. 319-381.
- [14] M.M.C. Cerqueira, S.C. Izquierdo, C.C. Peñuelas, J.M.B. Barrachina, "Electricity Price Evolution in the UK and Spain: A comparative analysis," in *Proc. 2013 IEEE European Energy Market Conf.*, in press.